МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ФИЛИАЛ В Г. ОКТЯБРЬСКОМ)

Материалы
53-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященные 70-летию Института нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском
(27-28 марта 2026 г.)

Уфа
2026

УДК 62
ББК 3
М34

Редакционная коллегия:
В. Ш. Мухаметшин
А. А. Гиззатуллина
Л. С. Кулешова
А. М. Касымахунова
О. А. Грезина
Р. И. Сулейманов
К. Т. Тынчеров
Э. З. Мухамадеев
Л. З. Самигуллина
У.М. Турдиалиев
Г.М. Панахов
Ж. С. Туленбаев

Рецензенты:
д.т.н., профессор Л. Е. Кнеллер
д.т.н., профессор Р. З. Миннигалимов

Материалы 53-й Международной научно-технической конференции
М34 молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященные 70-летию Института нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском / коллектив авторов. – Уфа: УГНТУ, 2026. – 1057 с.

ISBN 978-5-93105-486-5

В сборнике рассматриваются материалы 53-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященные 70-летию Института нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, в которых отражены результаты исследований в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтепромысловых машин и оборудования, рассмотрены вопросы надежности промышленного оборудования, история науки и техники, гуманитарных и социально-экономических наук, применения информационных технологий.

Предназначен для специалистов в нефтяной отрасли, преподавателей, аспирантов и студентов.

Публикуется в авторской редакции.

УДК 62
ББК 3

ISBN 978-5-93105-486-5

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2026
© Коллектив авторов, 2026

СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

УДК 622.276

ОСНОВНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ НЕФТЕДОБЫЧЕ: ПРОБЛЕМЫ АСПО И ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Абделнаби Фахд Ашраф Фахд,
Аль саллами Нур хади хасан.
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР-24-11, 12)

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные осложняющие нефтедобычу факторы, анализируются причины их возникновения и методы устранения. Ключевое внимание акцентируется на АСПО и гидратообразовании в добывающих скважинах. Эти осложнения характерны для всех практических нефтяных месторождений.

Ключевые слова: КИН, запасы нефти, стадия разработки.

UDC 622.276

MAIN COMPLICATIONS IN OIL PRODUCTION: PROBLEMS OF ASPO AND HYDRATE FORMATION

Abdelnabi Fakhd Ashraf Fakhd,
Al' sallami Nur khadi khasan.
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. MGR-24-11, 12)

Abstract. This article examines the main factors complicating oil production, analyzes their causes, and addresses them. Key attention is paid to asphaltene deposits (ARPD) and hydrate formation in production wells. These complications are common to all practical oil fields.

Keywords: Recovery factor, oil reserves, stage of development.

Процесс добычи нефти сопровождается целым комплексом осложняющих факторов, которые существенно влияют на стабильность работы промыслового оборудования и экономическую эффективность разработки месторождений. Среди множества проблем, возникающих при эксплуатации скважин и трубопроводов, особое место занимают асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и газовые гидраты. Данная статья посвящена рассмотрению природы этих явлений, механизмов их образования и современных методов борьбы с ними.

АСПО представляют собой сложную многокомпонентную систему, образующуюся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. В составе отложений присутствуют парафиновые углеводороды (40-60% масс.), смолисто-асфальтеновые компоненты (10-56% масс.), а также нефть, вода и механические примеси. Интенсивность формирования АСПО зависит от многих факторов: термобарических условий, скорости потока, состава нефти, состояния поверхности труб.

Механизм образования отложений может развиваться по двум основным сценариям. В первом случае на поверхности оседают уже сформировавшиеся в потоке твердые частицы. Во втором — зарождение и рост кристаллов происходят непосредственно на стенке оборудования. Ключевую роль играет процесс молекулярной диффузии в пристенном ламинарном слое, где возникает температурный градиент, вызывающий движение растворенного парафина к холодной стенке .

Скорость роста отложений описывается уравнением Фика, связывающим диффузионный поток с градиентом концентрации. Наиболее интенсивно АСПО образуются в интервалах снижения температуры и давления, что характерно для насосно-компрессорных труб и выкидных линий скважин.

Продукты метаболизма, образующиеся при биодеструкции углеводородов, могут существенно влиять на нуклеацию и формирование газогидратов.



Рисунок 1. АСПО в трубах НКТ

Борьба с гидратами традиционно ведется путем поддержания технологических параметров вне зоны гидратообразования либо применением ингибиторов. Тепловые методы, аналогичные используемым для предотвращения АСПО, показывают свою эффективность и в отношении гидратов. Поддержание температуры потока выше равновесной температуры гидратообразования позволяет исключить формирование кристаллических пробок.

Химические методы включают применение ингибиторов термодинамического действия (метанол, гликоли), смещающих равновесные условия гидратообразования, а также низкодозируемых ингибиторов — кинетических и антиагломерантов. Выбор конкретной технологии зависит от условий эксплуатации и экономической целесообразности.

АСПО и гидраты остаются одними из наиболее значимых осложняющих факторов при добыче нефти, особенно на поздних стадиях разработки и в сложных климатических условиях. Понимание механизмов их образования, основанное на современных исследованиях состава нефтей и термобарических условий, позволяет эффективно выбирать методы борьбы. Комплексный подход, сочетающий тепловые, химические и механические методы с учетом специфики конкретного месторождения, обеспечивает надежную и бесперебойную работу нефтепромыслового оборудования. Дальнейшее развитие технологий должно быть направлено на совершенствование методов прогнозирования осложнений и создание новых эффективных реагентов и оборудования.

Список использованных источников:

1. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. — Москва : Недра, 1970. — 420 с.

2. Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа. — Москва : Недра, 1972. — 115 с.

3. Иванова, И. К. Использование результатов кинетических исследований для оценки эффективности растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) / И. К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 3. — С. 345–352.

4. Иванова, И. К. Синтез и фазовые превращения гидратов природного газа Средневилюйского месторождения / И. К. Иванова, М. Е. Семенов, И. И. Рожин // Журнал прикладной химии. — 2014. — Т. 87, № 8. — С. 1111–1116.

5. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 268–284.

6. Сорокин, А. В. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах / А. В. Сорокин, А. Я. Хавкин // Бурение и Нефть. — [б.г.]. — [б.н.]. — URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=60408 (дата обращения: 19.03.2026).

7. Илюшин, П. Ю. Определение оптимальных условий валидации модели образования парафиновых отложений на основе промысловых и лабораторных данных / П. Ю. Илюшин, А. В. Козлов, Д. В. Андреев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. — 2024. — № 3(141). — С. 23–29.

УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО И ГИДРАТОВ: ОТ ХИМИЧЕСКОГО ИНГИБИРОВАНИЯ ДО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Абделнаби Фахд Ашраф Фахд,
Аль саллами Нур хади хасан
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР-24-11, 12)

Аннотация. В данной статье рассматриваются осложнения, вызванные асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) и газовыми гидратами, которые остаются одним из главных вызовов при добыче и транспортировке углеводородов. Особенно остро эта проблема стоит при разработке месторождений в Арктике и на морском шельфе, где низкие температуры и высокое давление создают идеальные условия для кристаллизации парафинов и образования ледяных пробок.

Ключевые слова: гидраты, АСПО, осложнения при добыче.

UDC 622.276

MODERN METHODS OF PREVENTING THE FORMATION OF ASPO AND HYDRATES: FROM CHEMICAL INHIBITION TO INTELLIGENT FORECASTING HYDRATE FORMATION

Abdelnabi Fakhd Ashraf Fakhd,
Al' sallami Nur khadi khasan.
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. MGR-24-11, 12)

Abstract. This article examines the complications caused by asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) and gas hydrates, which remain one of the main challenges in hydrocarbon production and transportation. This problem is particularly acute during Arctic and offshore oil field development, where low temperatures and high pressures create ideal conditions for wax crystallization and ice plug formation.

Keywords: hydrates, ASPO, production complications.

Традиционные методы борьбы — механическая очистка, тепловая обработка и закачка термодинамических ингибиторов — часто оказываются либо недостаточно эффективными, либо экономически затратными. Современный подход смещается в сторону превентивных мер, глубокого понимания физико-химических механизмов и внедрения «умных» технологий доставки реагентов. В данной статье рассматриваются наиболее перспективные разработки последних лет в области предупреждения АСПО и гидратообразования.

Традиционная борьба с АСПО в скважинах сводится к периодическим промывкам или механическому соскабливанию отложений. Однако современные исследования показывают, что гораздо эффективнее воздействовать на проблему на стадии ее зарождения, не допуская кристаллизации парафинов. Ключевым недостатком классического ингибирования является сложность доставки реагента в призабойную зону и его равномерного распределения в потоке.

Прорывным решением в этой области стала технология модифицированного проппанта, предложенная для скважин после гидроразрыва пласта (ГРП). Суть метода заключается в насыщении пористых частиц проппанта твердым ингибитором АСПО — сополимером этилена и винилацетата (с содержанием винилацетата 26–30%).

Проблема гидратообразования особенно критична для «кислого» газа, содержащего сероводород. В России, где свыше 80% добычи приходится на Арктику, а до 40% запасов содержат агрессивные примеси, эта тема приобретает стратегическое значение. Стандартные ингибиторы на основе поливинилкапролактама (PVCap) в присутствии H_2S теряют

эффективность, так как сероводород вступает в реакцию с соединением, а также требуют высоких концентраций и склонны к пенообразованию.

Ученые Пермского Политеха предложили принципиально новый класс реагентов на основе поликватерниумов (PQ) — соединений, широко используемых в косметике, но ранее не применявшихся для борьбы с гидратами. Были синтезированы два вещества: PQ-7 на синтетической основе и PQ-10 на основе модифицированной целлюлозы .

Механизм действия PQ-7 заключается в том, что его молекулы, оснащенные «магнитными крючками» (пирролидиниевыми и аммониевыми группами), мгновенно связываются с растущими кристаллами гидрата и блокируют их дальнейшее укрупнение. PQ-10 создает в воде структурный барьер, физически препятствуя сближению молекул газа и воды. Испытания в условиях, моделирующих реальный газопровод (давление свыше 100 атм., температура до +1°C), показали, что новый ингибитор PQ-7 превосходит коммерческий аналог в 2 раза по эффективности, позволяет безопасно охлаждать систему до +1,8°C (против +7,7°C у аналога) и в 5 раз экономичнее по расходу реагента .

Параллельно развивается направление математического прогнозирования, с помощью которого можно прогнозировать условия образования гидратов с точностью более 99%.

На глобальном уровне альтернативой закачке метанола (термодинамического ингибитора) становятся кинетические ингибиторы гидратов (КИГ). Компания TotalEnergies опубликовала опыт успешного внедрения КИГ в качестве базовой стратегии управления гидратообразованием на крупном газоконденсатном месторождении на Ближнем Востоке. Это позволило добиться значительной экономии капитальных и операционных затрат.

Однако ключевой проблемой остается отсутствие систематизированных протоколов испытаний. На основе десятилетнего опыта были сформулированы критические аспекты квалификации КИГ, которые необходимо учитывать при их выборе (таблица 1).

Таблица 1. Критерии выбора кинетических ингибиторов гибдратообразования

Критерии выбора КИГ
Термическая стабильность в условиях устья скважины.
Совместимость с ингибиторами коррозии, чтобы избежать перекрестного негативного влияния
Эффективность в проточных тестах с учетом «эффекта памяти» гидратов.
Распределение реагента между водной и углеводородной фазами.

Реальные условия эксплуатации нефтяных месторождений часто осложнены одновременным воздействием нескольких факторов: АСПО, солеотложения, гидраты и мехпримеси. Для таких случаев разрабатываются комплексные решения. Например, на Среднеботуобинском месторождении, где фиксируется от двух до пяти осложняющих факторов одновременно, внедряется стратегия, сочетающая насосно-компрессорные трубы (НКТ) с покрытием, перепускные клапаны и электроволновые излучатели.

Электроволновой метод является физическим способом воздействия, который изменяет условия кристаллизации как парафинов, так и гидратов, не требуя постоянной закачки химии. Комбинация химических и физических методов позволяет создать надежный барьер, увеличивающий межремонтный период скважин.

Современные методы предупреждения АСПО и гидратообразования уходят от простого «лечения» последствий к точному управлению процессами на молекулярном и технологическом уровнях. Ключевыми трендами являются: доставка ингибиторов непосредственно в пласт с проппантом, создание узконаправленных высокоэффективных реагентов на новых классах соединений (поликватерниумы), внедрение систем высокоточного прогнозирования и переход к комплексным физико-химическим методам защиты.

Внедрение этих разработок позволяет не только повысить надежность добычи в сложных условиях Арктики и морских шельфов, но и значительно снизить эксплуатационные затраты.

Список использованных источников:

1. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. — Москва : Недра, 1970. — 420 с.
2. Мазепа, Б. А. Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений / Б. А. Мазепа. — Москва : Недра, 1972. — 115 с.
3. Иванова, И. К. Использование результатов кинетических исследований для оценки эффективности растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) / И. К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 3. — С. 345–352.
4. Иванова, И. К. Синтез и фазовые превращения гидратов природного газа Средневилюйского месторождения / И. К. Иванова, М. Е. Семенов, И. И. Рожин // Журнал прикладной химии. — 2014. — Т. 87, № 8. — С. 1111–1116.
5. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 268–284.
6. Сорокин, А. В. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах / А. В. Сорокин, А. Я. Хавкин // Бурение и Нефть. — [б.г.]. — [б.н.]. — URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=60408 (дата обращения: 19.03.2026).
7. Илюшин, П. Ю. Определение оптимальных условий валидации модели образования парафиновых отложений на основе промысловых и лабораторных данных / П. Ю. Илюшин, А. В. Козлов, Д. В. Андреев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. — 2024. — № 3(141). — С. 23–29.

УДК 553.9

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

Р.М.М.М. Азан

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-22-11)

Аннотация. В статье рассмотрено влияние свободного газа в затрубном пространстве на работу скважин, оборудованных УЭЦН. Показано, что рост давления в системе сбора и накопление газа в затрубе ухудшают условия работы насосной установки, способствуют перегреву погружного двигателя, образованию газогидратных отложений и снижению динамического уровня. Отдельно отмечено, что при высоком газосодержании возрастает риск срыва подачи и преждевременного отказа оборудования. Рассмотрено также применяемое на практике решение, связанное со спуском ЭЦН ниже динамического уровня, и указаны его эксплуатационные и экономические ограничения. Сделан вывод о том, что свободный газ в затрубном пространстве является одним из ключевых факторов, снижающих надежность и эффективность работы скважин с УЭЦН.

Ключевые слова: свободный газ, затрубное пространство, УЭЦН, динамический уровень, газогидраты, дебит скважины.

UDC 553.9

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF FREE GAS ON THE EFFICIENCY OF WELLS EQUIPPED WITH ESP

R.M.M.M. Azan

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-22-11)

Abstract. The paper examines the effect of free gas in the annulus on the performance of wells equipped with electric submersible pumps. It is shown that increasing pressure in the gathering system and gas accumulation in the annulus worsen pump operating conditions, contribute to motor overheating, gas-hydrate deposition, and a decline in dynamic fluid level. At high gas content, the risk of pump-off and premature equipment failure also increases. The study additionally considers a commonly used field solution based on setting the ESP below the dynamic

level and identifies its operational and economic limitations. It is concluded that free gas in the annulus is one of the key factors reducing the reliability and efficiency of ESP-operated wells.

Keywords: free gas, annulus, ESP, dynamic level, gas hydrates, well rate.

Переход на напорные системы сбора сопровождался ростом устьевых давлений, а вслед за этим — и давления в затрубном пространстве скважин. На величину этого эффекта дополнительно влияют протяженность линий до групповых замерных узлов, профиль трассы и повышенная вязкость добываемой продукции. При накоплении свободного газа в затрубе ухудшаются условия работы УЭЦН: растет температура погружного электродвигателя, уменьшается объем фактически транспортируемой жидкости и снижается динамический уровень. В предельных случаях это приводит к срыву подачи и остановке насоса.

Одно из наиболее характерных осложнений в таких условиях связано с образованием газогидратов. Их формированию способствуют охлаждение скважины в период остановок, наличие воды в добываемой продукции и присутствие свободного газа в интервалах, где давление уже ниже давления насыщения нефти газом. По промысловым наблюдениям, основные отложения возникают в верхней части ствола и в межтрубном пространстве выше динамического уровня. По мере накопления газогидратов уменьшается кольцевой зазор между НКТ и обсадной колонной, затрудняется движение среды и ухудшается теплоотвод от оборудования. В результате падает дебит скважины и возрастает нагрузка на насос.

Для уменьшения влияния свободного газа на прием насоса ЭЦН нередко спускают ниже динамического уровня. Такой подход способен улучшить условия на приеме, однако на практике связан с дополнительными затратами. Требуется наращивание или замена секций НКТ, увеличение длины кабельной линии и более сложное выполнение спускоподъемных операций. Кроме того, возрастает механическая нагрузка на устьевую арматуру и элементы подвески, что ограничивает применение этого решения.

Таким образом, свободный газ в межтрубном пространстве следует рассматривать не как локальное осложнение, а как фактор, напрямую влияющий на устойчивость работы скважины с УЭЦН. Его присутствие способствует снижению динамического уровня, уменьшению притока жидкости, появлению гидратных и коррозионных осложнений, а также повышает вероятность срыва подачи. Все это ускоряет износ оборудования и ухудшает технико-экономические показатели эксплуатации.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых

ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ПРИЧИНА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Р.М.М.М. Азан

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) продолжают оставаться одним из наиболее широко применяемых типов оборудования для добычи нефти, предназначенных для извлечения пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические включения. Их широкое распространение объясняется высокой производительностью, способностью обеспечивать широкий диапазон подачи и формировать значительный напор, что приобретает особое значение в условиях роста обводнённости месторождений и необходимости максимального отбора жидкости из скважины. Несмотря на эти преимущества, эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН, ограничивается целым рядом факторов, связанных как с геометрией и эксплуатационными особенностями самой скважины, так и с физико-химическими процессами, происходящими в пластовой жидкости и в коллекторе. Наибольшее влияние на работу насосов оказывает присутствие значительных объёмов газа в затрубном пространстве, способное снижать производительность и создавать критические условия для эксплуатации оборудования.

Ключевые слова: нефть, вода, газ, добыча, обводненность, скважина, установки электроцентробежных насосов.

UDC 553.9

CAUSES OF ACCIDENTS IN OIL WELLS EQUIPPED WITH SUBMERSIBLE ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS

R.M.M.M. Azan

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. Electric centrifugal pump units (ECPs) are still one of the most common types of oil production equipment. They are designed to extract reservoir fluid that includes oil, water, gas, and solid particles. The popularity of ECPs is due to their numerous advantages, such as high productivity, wide flow range, and high pressure. These characteristics are particularly important in the context of increasing water cut in oil fields and the need for efficient pumping of well fluid.

However, there are factors that can hinder the effective operation of ECPs. These factors can vary from the characteristics of the well itself to the processes occurring in it and in the reservoir. The main factor when using ESP is the presence of a significant amount of gas in the annular space.

Keywords: oil, water, gas, production, water cut, well, electric centrifugal pump installations.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) уже более пятидесяти лет остаются базовым оборудованием для добычи нефти на российских месторождениях, обеспечивая извлечение пластовой жидкости, включающей нефть, воду, газ и механические включения, как в вертикальных, так и в наклонных скважинах. Их широкое распространение объясняется сочетанием высокой производительности, способности обеспечивать значительный напор и регулировать подачу в широком диапазоне, что приобретает особое значение при росте обводнённости месторождений и необходимости максимального отбора жидкости из пласта. Вместе с тем эффективность работы скважин с УЭЦН ограничивается целым комплексом факторов, связанных как с конструктивными и геометрическими особенностями скважин, так и с динамикой процессов в пластовой жидкости и коллекторе, что в совокупности снижает эксплуатационную надёжность оборудования.

Технико-экономические характеристики УЭЦН существенно зависят от условий конкретного месторождения, а ключевым показателем функционирования является межремонтный период (МРП), определяемый количеством учтённых отказов с вычетом вторичных ремонтов. На примере ПАО «Татнефть» среднее значение МРП превышает 900 суток, однако преждевременные ремонты могут быть обусловлены как эксплуатационными обстоятельствами, так и физическим износом или поломками оборудования. Сквозная коррозия корпуса, снижение сопротивления погружного электродвигателя, ухудшение изоляции кабеля и износ рабочих органов насоса формируют критические отказные процессы, усугубляемые накоплением газа в затрубном пространстве, засорением насоса, повышенной вязкостью и механическими примесями.

Опыт эксплуатации показывает, что избыточное газонасыщение затрубного пространства при давлениях ниже давления насыщения нефти газом создаёт агрессивную коррозионную среду, ускоряющую разрушение НКТ и рабочих элементов насоса (рисунок 1). При этом выделение газовой фазы снижает ток и потребляемую мощность ПЭД, иногда до уровня холостого хода, что приводит к срабатыванию защитных блоков и отключению установки. Нестабильная работа насоса при высоком содержании газа препятствует выходу на стационарный режим, а недостаточно точная настройка защитного оборудования может вызвать перегрев двигателя и снижение сопротивления изоляции статорных обмоток, что в конечном итоге ведёт к его отказу.

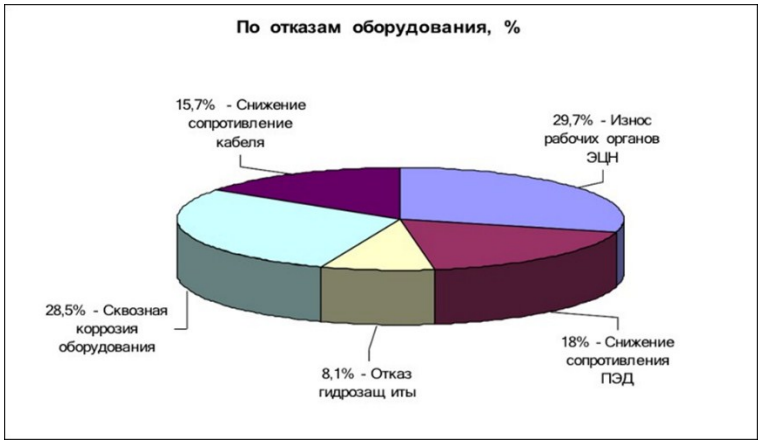


Рисунок 1 – Диаграмма ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН, отработавших гарантийный срок эксплуатации, по причинам отказа оборудования

Высокая коррозионная активность газовой среды создаёт условия для ускоренного

разрушения компонентов скважинного оборудования, особенно в зонах прямого контакта с насосно-компрессорными трубами (НКТ), где химико-механическое воздействие максимизируется. Падение электрического сопротивления погружных электродвигателей (ПЭД) обусловлено повышением температуры обмоток, что возникает из-за колебаний притока пластовой жидкости и избыточного содержания газовой фазы на всасывающем участке насоса. При снижении давления на входе оборудования газовая доля в флюиде резко возрастает, что сопровождается сокращением потребляемого тока и электрической мощности ПЭД, порой до уровня холостого хода, активируя защитные устройства станции управления и вызывая автоматическое отключение установки. В таких условиях ЭЦН функционирует неустойчиво и не может выйти на стационарный режим работы. При недостаточной калибровке защитных блоков возникает локальный перегрев электродвигателя, сопровождающийся снижением сопротивления изоляции статорных обмоток, что неизбежно приводит к выходу ПЭД из строя и нарушению эксплуатационной надёжности всей системы.



Рисунок 2 – Диаграмма ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН, отработавших гарантийный срок эксплуатации, по эксплуатационным причинам

Анализ ремонтов оборудования, отработавшего гарантийный срок, подтверждает, что значительная часть отказов связана с эксплуатационными факторами, включая накопление газа в затрубном пространстве, снижение производительности насоса и перегрузку привода установки (рисунок 2). Дополнительными ограничениями эффективности являются отклонения геометрии скважины, угол наклона участка подвески насоса, повышенное содержание механических примесей и попутного газа, что формирует комплекс неблагоприятных условий для стабильной работы УЭЦН и сокращает межремонтный период оборудования.

Список использованных источников:

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh.

Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622.276

РАЗВИТИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Аль-Кураиши Хайдер Азиз Алван

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-11)

Аннотация. В статье рассматриваются направления развития методики интерпретации эффективности газодинамического разрыва пласта по схеме «до/после» применительно к добывающим скважинам участка West Qurna-2, приуроченного к формации Zubair. Актуальность исследования обусловлена тем, что в условиях неоднородного строения пласта, поздней стадии разработки и повышенного риска роста обводнённости простого сопоставления дебита до и после воздействия недостаточно для достоверной оценки технологического результата. Проведённый анализ показывает, что базовая схема «до/после» должна быть дополнена расчётной базовой линией снижения добычи, нормализацией по условиям эксплуатации, привлечением контрольной группы скважин, гидродинамической диагностикой и оценкой устойчивости эффекта. Установлено, что усовершенствованная методика позволяет надёжнее отделять собственно эффект ГДРП от влияния фоновых промысловых факторов, естественного decline и изменений режима работы скважины. Практическая ценность предлагаемого подхода заключается в повышении доказательности интерпретации и в возможности использовать результаты анализа для корректировки последующих инженерных решений.

Ключевые слова: газодинамический разрыв пласта; схема «до/после»; интерпретация эффективности; West Qurna-2; формация Zubair; промысловый мониторинг; обводнённость; PTA/RTA; контрольная группа.

UDC 622.276

DEVELOPMENT OF A TECHNIQUE FOR INTERPRETING THE EFFECTIVENESS OF GAS-DYNAMIC FRACTURING

Al-Quraishi Haider Aziz Alwan

(Institute of Oil and Gaz of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. MGR12-24-11)

Abstract. The article discusses the directions of development of the methodology for interpreting the efficiency of gas-dynamic fracturing according to the "before/after" scheme in relation to the producing wells of the West Qurna-2 site, confined to the Zubair formation. The relevance of the study is due to the fact that in conditions of a heterogeneous reservoir structure, a late stage of development and an increased risk of increased waterlogging, a simple comparison of the flow rate before and after exposure is not enough to reliably assess the technological result. The analysis shows that the basic "before/after" scheme should be supplemented with an estimated baseline for production reduction, normalization according to operating conditions, involvement of a control group of wells, hydrodynamic diagnostics and an assessment of the sustainability of the effect. It has been established that the improved methodology makes it possible to more reliably separate the actual effect of the GDPR from the influence of background fishing factors, natural decline and changes in the operating mode of the well. The practical value of the proposed approach lies in increasing the evidence-based interpretation and in the ability to use the results of the analysis to adjust subsequent engineering solutions.

Keywords: gas-dynamic fracturing; before/after scheme; efficiency interpretation; West Qurna-2; Zubair formation; field monitoring; water cut; PTA/RTA; control group.

Введение

Оценка эффективности стимулирующих воздействий на пласт является одной из ключевых задач промыслового анализа, поскольку именно от корректности интерпретации результата зависит качество последующих инженерных решений. Для газодинамического разрыва пласта эта задача приобретает особое значение, поскольку положительный отклик после обработки может быть обусловлен не только самим воздействием, но и совокупностью сопутствующих факторов: естественным снижением добычи, изменением режима эксплуатации, перестройкой фильтрационных потоков, неоднородностью разреза и различиями в техническом состоянии фонда скважин. Поэтому упрощённая оценка, основанная только на сравнении дебита нефти до и после проведения ГДРП, не обеспечивает достаточной достоверности выводов [3], [4].

Для участка West Qurna-2 данная проблема особенно актуальна. Формация Zubair характеризуется выраженной литологической и фильтрационной неоднородностью, слоистостью разреза, изменчивостью механических свойств пород и риском подключения водонасыщенных интервалов. В этих условиях даже при положительном отклике после ГДРП величина и продолжительность эффекта могут существенно различаться по отдельным скважинам. Это означает, что сама по себе схема «до/после» остаётся полезной как первичный инструмент оценки, однако требует дальнейшего развития и усложнения [1–4].

Исследователи отмечают, что для надёжной интерпретации результата необходимо не только фиксировать изменение производственных показателей, но и учитывать baseline decline, эксплуатационные ограничения, контрольный фонд скважин, а также данные гидродинамической диагностики. Именно такой подход лежит в основе усовершенствованной схемы интерпретации, предложенной для условий West Qurna-2 [4].

1. Значение базовой схемы «до/после» в оценке эффективности ГДРП

Базовая схема «до/после» является достаточной основой для первичной оценки технологической эффективности ГДРП, поскольку позволяет сопоставить исходные и последующие промысловые показатели и установить общий производственный отклик скважины на воздействие. В классическом варианте такая методика включает выбор исследуемых скважин, формирование исходной базы показателей до проведения ГДРП, сбор данных после обработки, их сопоставление, статистическую обработку результатов и формирование итогового вывода об эффективности [4].

Достоинство базовой схемы состоит в её наглядности и относительной простоте. Она позволяет быстро установить наличие положительного или отрицательного отклика, определить факт прироста дебита, изменения обводнённости и общего направления динамики работы скважины. Именно по этой логике был построен анализ, выполненный во второй главе исходного исследования [4].

Однако опыт интерпретации результатов стимулирующих воздействий показывает, что простой подход «до/после» не всегда позволяет надёжно отделить собственно эффект ГДРП от влияния естественного снижения добычи, изменений режима работы скважины и фоновых промысловых факторов. Анализ decline-curve data требует учёта качества исходных данных и характера предшествующего снижения, тогда как эксплуатационные изменения могут делить производственную историю скважины на несколько режимных сегментов, которые нельзя интерпретировать как единый тренд [4]. Следовательно, дальнейшее развитие методики должно быть направлено не на отказ от схемы «до/после», а на её расширение и повышение доказательности получаемых выводов



Рисунок 1 — Базовая схема анализа эффективности ГДРП по принципу «до/после»

2. Необходимость развития методики интерпретации

Проведённый анализ показал, что применение ГДРП на участке West Qurna-2 в целом обеспечивает положительный технологический эффект, однако его величина и

продолжительность заметно различаются по отдельным скважинам. Это указывает на то, что в условиях формации Zubair основной проблемой является не сама применимость технологии, а ограниченная воспроизводимость результата при использовании единообразной схемы интерпретации [1–4].

К числу главных факторов, усложняющих оценку результата, относятся литологическая и фильтрационная неоднородность разреза, влияние естественной трещиноватости и напряжённого состояния пород, поздняя стадия разработки участка, различия в техническом состоянии фонда скважин и недостаточная глубина промысловой диагностики. Геомеханические исследования по Zubair и объектам юга Ирака показывают, что неоднородность разреза и стрессовое состояние пласта существенно влияют на управляемость инженерных воздействий и характер формируемой зоны фильтрации [1], [2]. Международная практика применения разрывных технологий подчёркивает, что устойчивость результата определяется не только свойствами пласта, но и качеством выбора скважин-кандидатов, корректностью проектирования и полнотой оценки полученного отклика [3]. Для трещиноватых и неоднородных систем расширенная интерпретация промысловых данных и методов анализа давления позволяет точнее оценивать эффект и корректировать последующие воздействия [4].

Следовательно, развитие методики интерпретации по схеме «до/после» для условий West Qurna-2 должно опираться на три взаимосвязанных принципа: использование базовой линии снижения добычи, нормализацию по условиям эксплуатации с привлечением контрольной группы и дополнение производственного анализа гидродинамической диагностикой [4].

3. Структура усовершенствованной схемы «до/после»

Для систематизации различий между базовой и усовершенствованной схемами интерпретации целесообразно использовать последовательный многоэтапный подход. В базовой схеме основное внимание сосредоточено на прямом сопоставлении показателей до и после воздействия. В усовершенствованной схеме анализ строится по более сложной логике, где фактический отклик сравнивается не только с исходным состоянием скважины, но и с расчётной базовой линией снижения добычи, нормализуется по условиям эксплуатации, проверяется по контрольной группе и подтверждается гидродинамической диагностикой [4].

Первым элементом усовершенствованной схемы является **исходное сравнение результатов**. Если в базовой методике выполняется простое сопоставление показателей до и после воздействия, то в усовершенствованной схеме фактический отклик сопоставляется с расчётной базовой линией снижения добычи. Это позволяет учитывать естественный decline и уменьшает риск завышения эффекта [4].

Вторым элементом является **учёт условий эксплуатации**. В базовой схеме этот фактор учитывается ограниченно, тогда как в усовершенствованной интерпретации выполняется нормализация с учётом режима работы скважины и эксплуатационных ограничений. Такой подход позволяет отделить результат собственно воздействия от влияния изменений режима эксплуатации [4].

Третьим элементом выступает **контрольный анализ**. В базовом варианте он может отсутствовать или использоваться эпизодически, а в усовершенствованной схеме контрольная группа скважин привлекается обязательно. Это существенно повышает доказательность выводов и помогает оценить, связан ли наблюдаемый отклик именно с ГДРП [4].

Четвёртым элементом является **диагностика результата**. Если базовая схема концентрируется в основном на производственных показателях, то усовершенствованная дополняет их гидродинамической диагностикой, включая PTA/RTA. Это позволяет оценить не только величину отклика, но и его физическую природу [4].

Пятым элементом становится **оценка water cut**. В упрощённой схеме обводнённость часто рассматривается как сопутствующий показатель, тогда как в усовершенствованной методике она анализируется как один из ключевых критериев устойчивости эффекта. Это

особенно важно для West Qurna-2, где риск роста обводнённости после воздействия является одним из основных ограничителей эффективности [7–12].

Шестым элементом выступает **итоговая интерпретация**. В базовой схеме она обычно сводится к краткосрочной оценке прироста, а в усовершенствованной методике предполагает комплексную оценку краткосрочного и среднесрочного эффекта, устойчивости результата и сопутствующих рисков [4].



Рисунок 2 — Усовершенствованная схема интерпретации эффективности ГДРП

4. Система показателей в интерпретации «до/после»

Развитие схемы «до/после» невозможно без расширения системы показателей мониторинга и оценки результата. Использование такой системы позволяет перейти от простой фиксации прироста дебита к более полной оценке качества обработки, устойчивости результата и риска сопутствующих осложнений. Это создаёт методическую основу для

последующей оптимизации технологии и повышения воспроизводимости эффекта ГДРП [12], [4], [56], [57].

В рамках усовершенствованной методики показатели целесообразно разделить на четыре группы:

4.1. Производственные показатели

К данной группе относятся дебит нефти, дебит жидкости и обводнённость. Эти параметры отражают непосредственный производственный отклик скважины на проведённое воздействие и позволяют оценить, сопровождается ли прирост добычи ухудшением структуры продукции. В условиях West Qurna-2 именно совместный анализ дебита нефти и water cut даёт наиболее важную информацию об устойчивости результата [7–12].

4.2. Гидродинамические показатели

К ним относятся пластовое давление, skin-фактор и flow regimes по данным PTA/RTA. Эти показатели позволяют оценить изменение условий фильтрации в околоскважинной зоне и степень улучшения связи скважины с пластом. Для трещиноватых и неоднородных систем методы анализа давления являются особенно важными, поскольку позволяют глубже интерпретировать физическую природу отклика [4].

4.3. Сравнительно-диагностические показатели

К данной группе относятся результаты сравнения с расчётной базовой линией снижения добычи и контрольной группой скважин. Именно эти элементы позволяют отделить собственно эффект ГДРП от фоновой промысловой динамики и изменений условий эксплуатации [4].

4.4. Итоговые показатели

К ним относятся дополнительная добыча нефти, длительность положительного эффекта и наличие негативных последствий. Эти показатели позволяют перейти от моментной оценки отклика к технологической оценке устойчивости результата [4], [7–12].

Таблица 1 — Система интерпретации эффективности ГДРП по схеме «до/после»

Группа показателей	Показатель	Назначение
Производственные	Дебит нефти	Оценка производственного отклика
Производственные	Дебит жидкости	Контроль общего роста притока
Производственные	Обводнённость	Оценка устойчивости эффекта и риска воды
Гидродинамические	Пластовое давление	Анализ энергетического состояния пласта
Гидродинамические	Skin-фактор	Оценка изменения сопротивления притоку
Гидродинамические	PTA/RTA flow regimes	Диагностика характера связи скважины с пластом
Сравнительные	Baseline decline	Отделение эффекта ГДРП от естественного снижения добычи
Сравнительные	Контрольная группа	Подтверждение причинной связи эффекта с ГДРП
Итоговые	Дополнительная добыча нефти	Количественная оценка результата
Итоговые	Длительность эффекта	Оценка практической устойчивости
Итоговые	Негативные последствия	Контроль water cut и других осложнений

Табличная форма показывает, что интерпретация по схеме «до/после» должна опираться не на один показатель, а на систему взаимосвязанных критериев. Ограничение анализа только дебитом нефти приводит к завышенной оценке результата, тогда как учёт

water cut, baseline decline, PTA/RTA и контрольной группы повышает достоверность итогового вывода [4], [7–12].

5. Роль baseline decline и контрольной группы

Одним из важнейших направлений развития методики является включение расчётной базовой линии снижения добычи. В базовой схеме результат оценивается путём прямого сравнения показателей до и после воздействия. Однако такой подход может давать завышенный эффект, если не учитывать естественное снижение добычи. Поэтому в усовершенствованной схеме фактический отклик должен сопоставляться не только с предшествующим состоянием скважины, но и с ожидаемым уровнем добычи, который был бы достигнут без проведения воздействия [4].

Не менее важным элементом является использование контрольной группы скважин. Если в аналогичных условиях соседние скважины без проведения ГДРП не демонстрируют сопоставимого улучшения, это усиливает аргументацию в пользу того, что observed effect действительно связан с воздействием. Таким образом, контрольная группа повышает доказательность интерпретации и позволяет отделять технологический эффект от фоновых изменений режима разработки [4].

6. Значение гидродинамической диагностики

Расширение производственного анализа за счёт гидродинамической диагностики является ещё одним ключевым направлением развития методики. Производственные показатели фиксируют внешний отклик системы, но не всегда позволяют объяснить его физическую природу. Между тем данные PTA/RTA, пластового давления и skin-фактора позволяют установить, действительно ли после ГДРП произошло снижение сопротивления притоку и улучшение связи скважины с пластом [4].

Для неоднородных и трещиноватых систем, к которым относятся отдельные зоны формации Zubair, расширенная интерпретация промысловых данных и методов анализа давления особенно важна. Она позволяет не только повысить достоверность оценки эффекта, но и точнее корректировать последующие воздействия [4]

Для участка West Qurna-2 оценка water cut должна рассматриваться как один из ключевых критериев устойчивости технологического эффекта. В базовой схеме обводнённость часто анализируется как сопутствующий показатель, однако в усовершенствованной методике она приобретает центральное значение. Это обусловлено тем, что положительный прирост дебита нефти может сопровождаться ускоренным ростом обводнённости, что снижает практическую ценность воздействия [4], [7–12].

Проблема роста обводнённости в условиях West Qurna-2 определяется сочетанием нескольких факторов: слоистостью разреза, слабой межслоевой изоляцией, естественной трещиноватостью, неоднородностью проницаемости, поздней стадией разработки и высокой гидродинамической связью с водонасыщенными зонами [7–12]. Поэтому эффективной следует считать не любую операцию, после которой краткосрочно вырос дебит нефти, а только такую, которая обеспечила устойчивое улучшение работы скважины при приемлемой структуре добычи в последующий период.

Следовательно, итоговая интерпретация по схеме «до/после» должна обязательно включать оценку не только величины эффекта, но и его продолжительности, а также наличие негативных последствий. Это переводит анализ из плоскости краткосрочного сравнения в плоскость оценки технологической устойчивости.

Заключение

Таким образом, развитие методики интерпретации эффективности газодинамического разрыва пласта по схеме «до/после» должно быть связано с переходом от простого сопоставления производственных показателей к комплексной системе оценки, включающей baseline decline, нормализацию по условиям эксплуатации, контрольную группу скважин, гидродинамическую диагностику, анализ water cut и оценку длительности эффекта. Проведённый анализ показывает, что для условий участка West Qurna-2 такая эволюция

методики особенно необходима, поскольку неоднородность формации Zubair, поздняя стадия разработки и риск роста обводнённости не позволяют ограничиваться только краткосрочным приростом дебита [1–4], [7–12].

Практическая ценность усовершенствованной схемы состоит в том, что она позволяет надёжнее отделять собственно эффект ГДРП от фоновых промысловых факторов, повышает доказательность интерпретации и создаёт основу для последующей корректировки проектных решений. Тем самым схема «до/после» превращается из инструмента первичной фиксации результата в полноценный элемент системы инженерного сопровождения и совершенствования технологии ГДРП [3], [4], [5], [6].

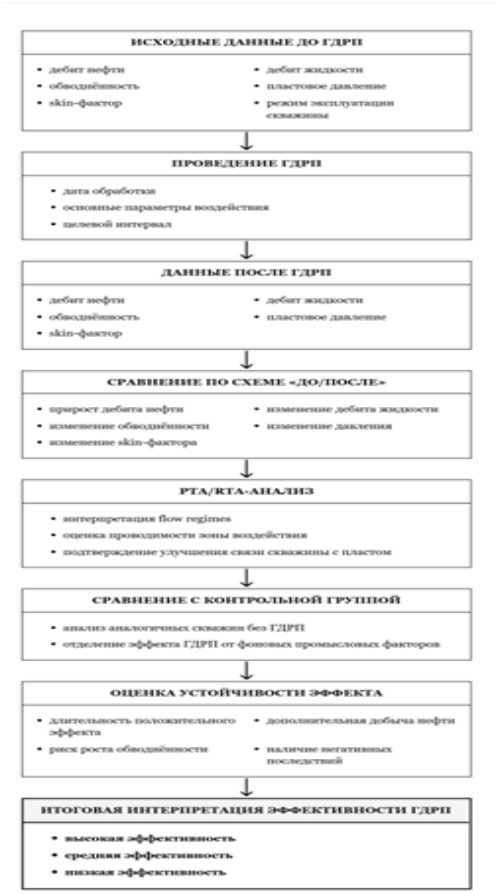


Рисунок 3— Логика интерпретации эффективности ГДРП по схеме «до/после» с использованием PTA/RTA и контрольной группы**.** Оценка water cut и устойчивости результата

Список литературы

[1] Almalikee H. S., de Pater C. J., Hillis R. R. Present-day stress field and stress path behaviour of the depleted Mishrif reservoir from the super-giant Zubair oilfield, Iraq – A geomechanical case study // Journal of African Earth Sciences. 2021. Vol. 184. Article 104381.

[2] Al-Zubaidi N. S., Al-Neeamy A. K. 3D mechanical earth model for Zubair oilfield in southern Iraq // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. P. 1729–1741.

[3] Martin A. N., Economides M. J. Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments // SPE Production and Operations Conference and Exhibition. SPE-135669-MS. 2010.

[4] Mohammed I., Olayiwola T. O., Alkathim M. et al. A review of pressure transient analysis in reservoirs with natural fractures, vugs and/or caves // Petroleum Science. 2021. Vol. 18. P. 154–172.

[5] Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. Chichester: Wiley, 2000.

[6] Holditch S. A. Tight Gas Reservoirs. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006.

[7] Li Y., Zhang E., Yue P., Zhao H., Xie Z., Liu W. Simulating Water Invasion Dynamics in Fractured Gas Reservoirs // Energies. 2024. Vol. 17. No. 23. Article 6055.

[8] Zheng Y., Liu J., Zhang B. An Investigation into the Effects of Weak Interfaces on Fracture Height Containment in Hydraulic Fracturing // Energies. 2019. Vol. 12. No. 17. Article 3245.

[9] Almakimi A., Ben Ali A., Hussein I. A., Bai B. Evaluation of Novel Preformed Particle Gel System for Conformance Control in Mature Oil Reservoirs // Gels. 2024. Vol. 10. No. 1. Article 70.

[10] Tang K., Gao Y., Zhao Y., Xie H., Du J., Yuan F., Zhu D. Conformance Control and Improved Oil Recovery Mechanism of Branched Preformed Particle Gel in Fractured Reservoirs Utilizing Nuclear Magnetic Resonance Technology // Energy & Fuels. 2025. Vol. 39.

[11] Luo Y., Xiong B., Wang J. et al. Analysis of the Effectiveness Mechanism and Research on Key Influencing Factors of High-Pressure Water Injection in Low-Permeability Reservoirs // Processes. 2025. Vol. 13. No. 8. Article 2664.

[12] Gao Q., Cheng Y., Yan C. A 3D Numerical Model for Investigation of Hydraulic Fracture Configuration in Multilayered Tight Sandstone Gas Reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2018. Vol. 8. P. 1413–1424

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА УЧАСТКЕ WEST QURNA-2 В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНОЙ ФОРМАЦИИ ZUBAIR

Аль-Кураиши Хайдер Азиз Алван

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-11

Аннотация. В статье рассматриваются направления повышения эффективности газодинамического разрыва пласта в добывающих скважинах участка West Qurna-2, приуроченного к формации Zubair. Актуальность исследования обусловлена тем, что на поздней стадии разработки месторождений традиционные методы интенсификации притока не всегда обеспечивают устойчивый и воспроизводимый технологический эффект. Проведённый анализ показывает, что результативность ГДРП определяется не только параметрами обработки, но и степенью учёта литологической неоднородности, изменчивости фильтрационно-ёмкостных свойств, геомеханических особенностей разреза, риска подключения водонасыщенных интервалов и текущего технического состояния фонда скважин. Установлено, что наибольшую практическую ценность для исследуемого объекта имеют строгий выбор скважин-кандидатов, адаптивное проектирование воздействия, ограничение роста обводнённости и развитие системы промыслового сопровождения. Сделан вывод о том, что переход от унифицированного применения ГДРП к адресной инженерной модели позволяет повысить устойчивость технологического эффекта и снизить риск неэффективных операций в сложных геолого-промысловых условиях [1]–[7].

Ключевые слова: газодинамический разрыв пласта; West Qurna-2; формация Zubair; неоднородный коллектор; обводнённость; скважины-кандидаты; адаптивное проектирование; промысловое сопровождение.

UDC 622.276

DEVELOPMENT OF A TECHNIQUE FOR INTERPRETING THE EFFECTIVENESS OF GAS-DYNAMIC FRACTURING

Al-Quraishi Haider Aziz Alwan

(Institute of Oil and Gaz of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11

Annotation. The article discusses ways to increase the efficiency of gas-dynamic fracturing in the producing wells of the West Qurna-2 site, confined to the Zubair formation. The relevance of the study is due to the fact that at a late stage of field development, traditional methods of inflow intensification do not always provide a stable and reproducible technological effect. The analysis shows that the effectiveness of the GDRP is determined not only by the processing parameters, but also by the degree of consideration of lithological heterogeneity, variability of filtration and capacitance properties, geomechanical features of the section, the risk of connecting saturated intervals and the current technical condition of the well stock. It has been established that the most practical value for the studied object is a strict selection of candidate wells, adaptive impact design, limitation of waterlogging growth and the development of a field support system. It is concluded that the transition from a unified application of the GDPR to a targeted engineering model makes it possible to increase the stability of the technological effect and reduce the risk of inefficient operations in difficult geological and field conditions.

Keywords: gas dynamic fracturing; West Qurna-2; Zubair formation; heterogeneous reservoir; waterlogging; candidate wells; adaptive design; field support.

Введение

Исследования в области стимуляции притока показывают, что эффективность ГДРП в неоднородных коллекторах определяется не только технологическими параметрами обработки, но и степенью соответствия проектных решений конкретным геолого-промысловым условиям объекта [1], [6], [7]. Для участка West Qurna-2 данное положение имеет особое значение, поскольку формация Zubair характеризуется выраженной литологической неоднородностью, расчленённостью разреза, изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств и различием геомеханических характеристик. В таких условиях применение единой схемы воздействия не обеспечивает одинакового технологического результата в разных скважинах.

Авторы инженерных и прикладных исследований отмечают, что устойчивость эффекта после стимулирующих операций зависит от качества отбора скважин-кандидатов, состояния призабойной зоны, полноты исходной информации и корректности интерпретации результатов после обработки [1], [2], [5]. Поэтому оценка целесообразности ГДРП должна учитывать не только потенциальный прирост дебита, но и риск ускоренного роста обводнённости, вероятность гидродинамической связи с водонасыщенными зонами, а также ограничения, обусловленные текущим состоянием скважины.

В связи с этим повышение эффективности применения ГДРП должно быть связано не с простым расширением масштабов стимуляции, а с повышением обоснованности подготовки, проектирования и последующей оценки каждой операции. Наиболее рациональным в этих условиях является подход, основанный на адресном выборе скважин-кандидатов, адаптации параметров воздействия к локальным особенностям пласта и систематической корректировке решений по результатам ранее проведённых обработок [1], [6], [7].

Одной из основных проблем применения ГДРП на участке West Qurna-2 является ограниченная воспроизводимость технологического результата. Проведённый анализ показывает, что даже при сходных параметрах воздействия скважины могут демонстрировать различия как по величине прироста дебита, так и по продолжительности положительного эффекта. Это объясняется прежде всего неоднородностью геологического строения формации Zubair, где отдельные интервалы заметно различаются по эффективной толщине, нефтенасыщенности, проницаемости и механическим свойствам пород.

Исследователи подчёркивают, что в неоднородных терригенных коллекторах исход операции во многом определяется локальными особенностями строения пласта, а не только номинальными параметрами обработки [5], [6]. По этой причине использование усреднённых характеристик объекта приводит к снижению управляемости воздействия и к росту неопределённости при прогнозе результата.

Дополнительным ограничивающим фактором является поздняя стадия разработки участка. В этих условиях усиливается влияние уже сформировавшихся каналов фильтрации, возрастает вероятность подключения воды, а краткосрочный прирост добычи может сопровождаться ускоренным ухудшением структуры продукции. Следовательно, эффективность ГДРП должна оцениваться комплексно — не только по начальному отклику скважины, но и по устойчивости технологического эффекта во времени.

Одним из ключевых направлений совершенствования применения ГДРП является более строгий отбор скважин-кандидатов. Исследователи отмечают, что наилучший эффект достигается в тех случаях, когда воздействие проводится на скважинах с достаточной эффективной нефтенасыщенной толщиной, приемлемыми фильтрационно-ёмкостными свойствами, сохранённым остаточным потенциалом добычи и ограниченным риском гидродинамической связи с водонасыщенными зонами [1], [5].

Вместе с тем только геологических критериев недостаточно. Авторы приходят к выводу, что результативность стимулирующей операции в значительной степени зависит от текущего технического состояния скважины, включая состояние обсадной колонны, цементного кольца, качество вскрытия пласта и состояние призабойной зоны [2], [3], [4]. Даже при благоприятных свойствах пласта скважина не должна рассматриваться как приоритетный кандидат для ГДРП, если её техническое состояние ограничивает безопасность и управляемость воздействия.

Поэтому выбор кандидатов должен строиться как последовательная система фильтрации и ранжирования объектов. На первом этапе оцениваются геолого-промысловые признаки перспективности, затем анализируются технологические ограничения и риск обводнённости, после чего формируется перечень скважин с наилучшим сочетанием геологического потенциала и технической реализуемости. Такой подход позволяет перейти от формального назначения скважин на обработку к обоснованной инженерной процедуре принятия решений.

Для условий West Qurna-2 проектирование ГДРП должно носить адаптивный характер. Это означает, что параметры воздействия следует определять не по усреднённой схеме, а с учётом локальной слоистости разреза, эффективной толщины нефтенасыщенных интервалов, изменчивости проницаемости, геомеханических ограничений и риска выхода зоны воздействия в нежелательные интервалы.

Авторы инженерных руководств подчёркивают, что параметры fracture treatment design должны определяться на основе совокупного анализа свойств пласта, ограничений скважины и ожидаемой геометрии трещины, а не только по целевому приросту дебита [6], [7]. С практической точки зрения это означает необходимость дифференцированного выбора интервала воздействия, анализа stress contrast между слоями, оценки направленности главных напряжений и возможного вертикального развития зоны воздействия.

Важным элементом адаптивного проектирования является использование моделирования. Анализ показывает, что моделирование должно применяться не как формальная стадия расчёта, а как инструмент инженерного обоснования решений. Его функции включают геомеханическую оценку интервала воздействия, сценарное сравнение различных параметров обработки, анализ чувствительности результата к ключевым факторам и корректировку проектных решений по данным ранее выполненных операций. Такой подход позволяет снизить неопределённость проектирования и повысить воспроизводимость эффекта.

Проблема роста обводнённости занимает центральное место в оценке эффективности ГДРП на зрелых месторождениях. Проведённый анализ позволил установить, что после стимулирующего воздействия увеличение добычи жидкости не всегда сопровождается устойчивым ростом добычи нефти. В ряде случаев активизация фильтрационных процессов приводит к ускоренному подключению воды, особенно если целевой интервал гидродинамически связан с водонасыщенными зонами либо содержит высокопроницаемые каналы фильтрации.

Исследователи отмечают, что риск преждевременного роста water cut особенно высок в условиях слабой межслоевой изоляции, выраженной неоднородности проницаемости и поздней стадии разработки [5], [8], [9]. По этой причине ограничение риска воды должно начинаться ещё на стадии отбора скважин-кандидатов и продолжаться на стадии проектирования операции.

Наиболее рациональным решением является селективный выбор интервалов воздействия, при котором обработка концентрируется в наиболее перспективной нефтенасыщенной части разреза, а вероятность гидродинамической связи с водонасыщенными интервалами минимизируется. В тех случаях, когда риск подключения воды остаётся значительным, целесообразно сочетать стимулирующее воздействие с водоизоляционными и регулирующими мероприятиями. Исследования показывают, что устойчивый технологический эффект достигается не при максимизации текущих отборов, а при улучшении sweep efficiency и более полном вовлечении в фильтрационный процесс ранее слабоохваченных зон [10]–[12].

Ещё одним важным направлением совершенствования применения ГДРП является развитие системы промыслового сопровождения. Эффективность операции не должна оцениваться только по краткосрочному приросту дебита. Более обоснованный подход предполагает анализ совокупности показателей, включающей дебит нефти, дебит жидкости, изменение обводнённости, устойчивость эффекта во времени и интерпретацию результатов по схеме «до/после».

Авторы приходят к выводу, что именно накопление сопоставимых данных по ранее выполненным операциям позволяет повышать качество последующего проектирования и постепенно переходить от разрозненных обработок к управляемой технологической системе [1], [6], [7]. Для участка West Qurna-2 это особенно важно, поскольку высокая неоднородность пласта требует постоянного уточнения проектных параметров на основе фактического отклика скважин.

Таким образом, промысловое сопровождение следует рассматривать не как вспомогательную стадию, а как обязательный элемент технологии. Только в этом случае результаты ГДРП могут быть использованы не только для оценки текущего эффекта, но и для совершенствования всей схемы последующих операций.

Заключение

Таким образом, повышение эффективности применения газодинамического разрыва пласта на участке West Qurna-2 должно основываться на комплексном подходе, учитывающем неоднородность формации Zubair, геолого-промысловые особенности объекта, техническое состояние скважин, риск обводнённости и необходимость адаптивного проектирования. Проведённый анализ показывает, что наибольшее значение для повышения воспроизводимости результата имеют строгий выбор скважин-кандидатов, использование моделирования при подготовке проектных решений, ограничение подключения водонасыщенных зон и развитие системы промыслового мониторинга [1]–[7].

Практическая ценность такого подхода заключается в переходе от унифицированного применения ГДРП к адресной инженерной модели, в которой каждая операция проектируется с учётом локальных условий конкретной скважины и конкретного интервала. Именно эта стратегия позволяет повысить устойчивость технологического эффекта, уменьшить риск неэффективных операций и обеспечить более рациональное использование ГДРП в сложных условиях зрелого месторождения.

Список литературы

[1] Mohaghegh S. D., Gaskari R., Arevalo-Villagrán A., et al. Good Wells Make Better Stimulation Candidates: An Evidence-Based Analysis // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 167. P. 216–226.

[2] Rabiu A., Alhassan M., Tukur A., et al. Evaluation of Near Wellbore Damaged Conditions with an Injection-Falloff Tests during Transient Flow Regime in Clastic Hydrocarbon Reservoir // Journal of Engineering Research. 2024.

[3] Xu Y., Wang X., Liu X., et al. Prediction of Casing Failure Risk Locations under Multi-Stage Hydraulic Fracturing Inter-Well Interference in “Well Factory” Mode // Petroleum Science. 2025. Vol. 22. No. 4. P. 1611–1624.

[4] Li X., Li G., Tian S., et al. A New Numerical Investigation of Cement Sheath Integrity during Multistage Hydraulic Fracturing Shale Gas Wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018. Vol. 49. P. 331–341.

[5] Amiri H., Ramezanzadeh A., Chamanzad M., Parhizgar M. Recognizing the best intervals for hydraulic fracturing using a new fracability index // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 3193–3201.

[6] Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation. 3rd ed. Chichester: Wiley, 2000.

[7] Holditch S. A. Tight Gas Reservoirs. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006.

[8] Li Y., Zhang E., Yue P., Zhao H., Xie Z., Liu W. Simulating Water Invasion Dynamics in Fractured Gas Reservoirs // Energies. 2024. Vol. 17. No. 23. Article 6055.

[9] Zheng Y., Liu J., Zhang B. An Investigation into the Effects of Weak Interfaces on Fracture Height Containment in Hydraulic Fracturing // Energies. 2019. Vol. 12. No. 17. Article 3245.

[10] Almakimi A., Ben Ali A., Hussein I. A., Bai B. Evaluation of Novel Preformed Particle Gel System for Conformance Control in Mature Oil Reservoirs // Gels. 2024. Vol. 10. No. 1. Article 70.

[11] Tang K., Gao Y., Zhao Y., Xie H., Du J., Yuan F., Zhu D. Conformance Control and Improved Oil Recovery Mechanism of Branched Preformed Particle Gel in Fractured Reservoirs Utilizing Nuclear Magnetic Resonance Technology // Energy & Fuels. 2025. Vol. 39.

[12] Luo Y., Xiong B., Wang J., et al. Analysis of the Effectiveness Mechanism and Research on Key Influencing Factors of High-Pressure Water Injection in Low-Permeability Reservoirs // Processes. 2025. Vol. 13. No. 8. Article 2664.

УДК 553.9

РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СКО ПО ДВУМ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫМ ПЛАСТАМ НА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Э.М. Альмухаметова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.С. Мишенев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. ГРз 20-12)

Р.Р. Загидуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. ГРз 20-12)

Аннотация. В данной статье пойдет речь о проведении соляно-кислотной обработки по двум нефтенасыщенным пластам. За одну спуско-подъемную операцию силами бригад КРС/ПРС появляется возможность без привлечения дополнительных подрядных организаций проведения работ по интенсификации добычи нефти. При этом оборудование, техническое оснащение бригады КРС/ПРС позволяет избежать дополнительных затрат на закупку и приобретения, так как все необходимое оборудование уже имеется в штатном оснащении.

Ключевые слова: соляно-кислотное воздействие, спускоподъемная операция (СПО), насосно-компрессорная труба(НКТ), интервал перфорации(ИП), интенсификация.

UDC 553.9

DEVELOPMENT OF A COMPOSITE FOR TWO OIL-SATURATED PLATES AT THE TEVLIN-RUSSKIN DEPOSIT

E.M. Almukhametova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)
M.S. Mishenev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
R.R. Zagidullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)

Abstract. This article will discuss the implementation of hydrochloric acid treatment on two oil-saturated formations. By using the CRS/PRS teams, it is possible to perform oil production intensification operations without the need for additional contractors. Additionally, the equipment and technical facilities of the CRS/PRS teams eliminate the need for additional purchases, as all the necessary equipment is already included in their standard equipment.

Keywords: hydrochloric acid effect, lifting operation (SPO), tubing, perforation interval (IP), intensification.

В данной работе рассматривается проведение СКО по двум нефтенасыщенным пластам за одну СПО.

Рассмотрим на примере скв.№1 N-ного месторождения Западной-Сибири. На скважине ведётся эксплуатация по пластам БС16/1 и БС17 имеющих глубины кровли 2628,5м и соответственно 2809м. (Более детально схема строения скважины и спускаемого оборудования рассмотрена на рисунке-1).

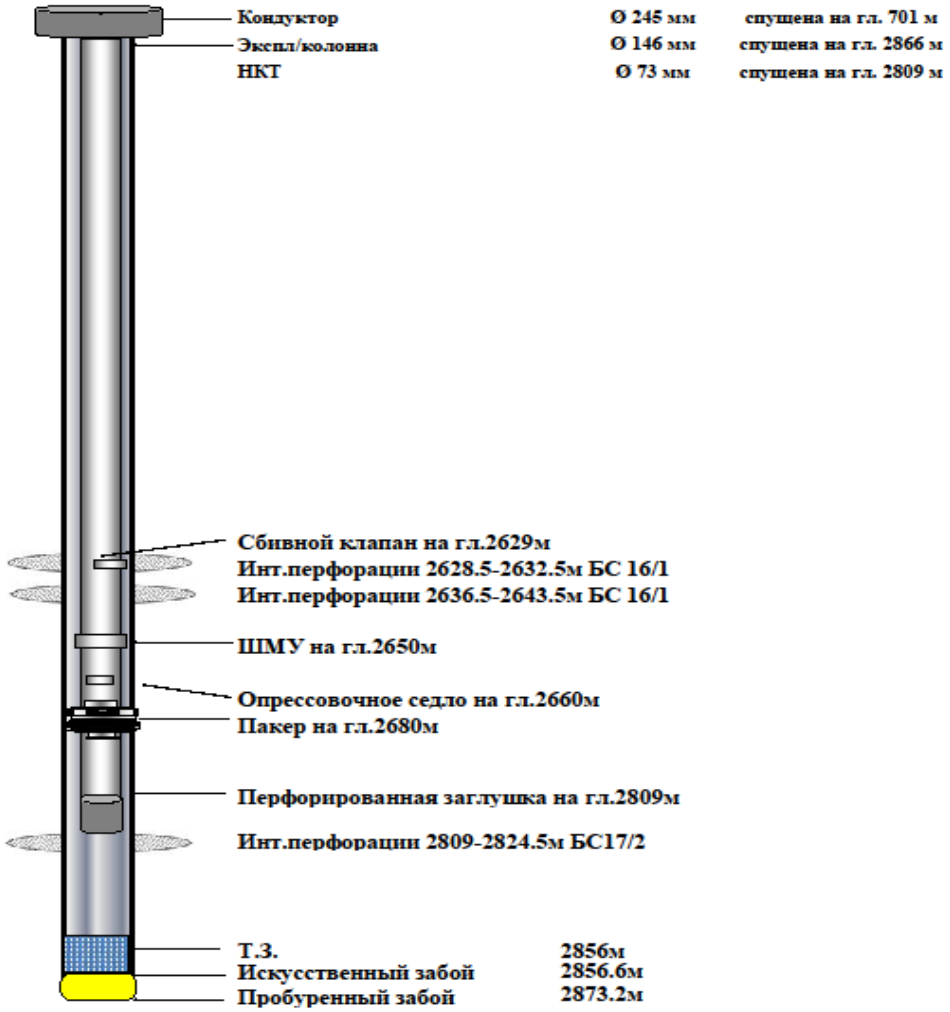


Рисунок-1 Схема скважинного оборудования для СКО

Из глубин нахождения кровлей пластов мы приступаем к рассмотрения технической части проведения СКО, а именно возможность посадки пакера между двумя ИП и расчета компоновки для спуска под СКО.

Проводим подготовительные работы, проработку гидравлическим скрепером место посадки пакера, а также шаблонирование ЭК шаблоном на 2мм больше диаметра пакера, в нашем случае это шаблон 124мм длиной 4м. Заключительный этап подготовительных работ – промывка скважины не менее 2-х ее объемов.

Производим сборку компоновки: воронка(либо перфорированную заглушку) + хвостовик 129м + технологический пакер(П-ЯДЖ-122) + НКТ 2 7/8" - 20м + ОС + НКТ 2 7/8"- 10м + ШМУ + НКТ 2 7/8" - 21м + КС-73 на НКТ 2 7/8".

Спуск компоновки в скважину на НКТ до гл.2809м по воронке. Произведение СКО на пласт БС17, производим посадку пакера на глубине 2680м. Опрессовать пакер на наличие перетоков при Р-10 МПа. при открытом трубном пространстве НКТ, но не более давления опрессовки ЭК разрешённого при проведении КРС/ПРС. Проведение СКО по технологическому плану подрядчика по завозу хим.реагентов, при открытом межтрубном пространстве. После проведения, произвести насыщение от водовода в течении 4 часов. Определить приёмистость по НКТ при Р-15МПа при открытом межтрубном пространстве.

Проведение СКО на пласт БС16/1 - сбросить металлический стержень (штанга диаметром Ф22 мм, длиной не менее 1,5м) колонну НКТ. Сбить стержень сбивного клапана. Сбросить в НКТ 2 7/8" опрессовочный клапан(шар). Проведение СКО по технологическому плану ООО «КЗХ» при закрытом межтрубном пространстве. После проведение, произвести

насыщение от водовода в течении 4 часов. Определить приёмистость по НКТ при Р-15МПа при открытом межтрубном пространстве.

Сорвать технологический пакер. Вымыть опрессовочный элемент обратной промывкой, произвести обратную промывку скважины не менее 2-х объёмов.

Произвести подъем спущенной компоновки и ее комиссионный осмотр, и демонтаж.

При использовании данной компоновки происходит сокращение времени на СКО 2-х нефтенасыщенных пластов, а соответственно времня запуска скважины в работы и сокращение денежных средств.

В данной компоновке используется штатное оборудование бригад КРС/ПРС. Наличии КС и ОС, а также ломов и соответственно НКТ – согласно перечня оснащения.

Единственное на что можно обратить внимание, так это подбор пакера. При составлении данной статьи и анализе испытаний данной компоновки на месторождении Западной-Сибири, использовался стандартным пакер П-ЯДЖ-122-50-250. Данный пакер был в стандартном исполнении, без дополнительных уплотнительных и якорных элементов.

Согласно паспортным данным пакера П-ЯДЖ-122, при проведении СКО запрещается нахождение пакера в кислотной среде, кислотных ваннах. (рисунок 2, 3)

В нашем случае пакер контактирует с кислотой только в процессе закачки. При проведения СКО на нижний пласт происходит его закачка в НКТ и продавка тех.жидкостью в пласт. При закачке кислоты в верхний пласт через КС, так происходит закачка кислоты по НКТ до КС и ее продавка в пласт. Почти вся кислоты при этом уходит в пласт, лишь только возможно небольшая ее часть остается в стволе скважины, но смешиваясь с «водной подушкой» над пакером, практически полностью теряет свои свойства, и оседает вместе в выпадавшей породой или шламом из верхнего пласта в ШМУ, недопуская подсыпания или пересыпания пакера.

Наличие ШМУ облегчает дальнейшие срыв и подъем пакера.

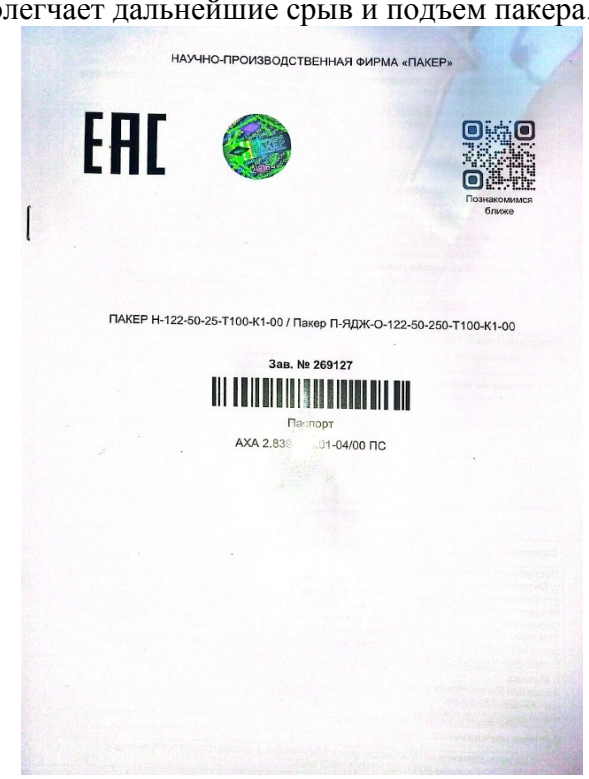
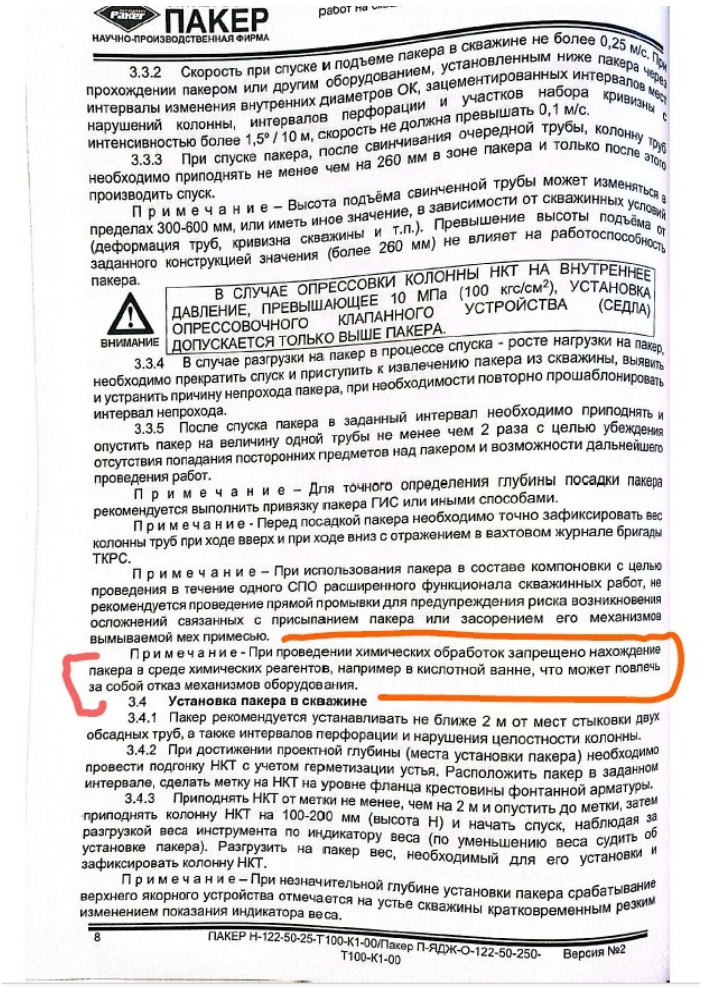


Рисунок – 2 Паспорт П-ЯДЖ-122, титульный лист



ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

3.3.2 Скорость при спуске и подъеме пакера в скважине не более 0,25 м/с. При прохождении пакером или другим оборудованием, установленным ниже пакера через интервалы изменения внутренних диаметров ОК, зацементированных интервалов мест нарушений колонны, интервалов перфорации и участков набора кривизны с интенсивностью более 1,5°/10 м, скорость не должна превышать 0,1 м/с.

3.3.3 При спуске пакера, после свинчивания очередной трубы, колонну труб необходимо приподнять не менее чем на 260 мм в зоне пакера и только после этого производить спуск.

Примечание – Высота подъёма свинченной трубы может изменяться в пределах 300-600 мм, или иметь иное значение, в зависимости от скважинных условий (деформация труб, кривизна скважины и т.п.). Превышение высоты подъёма от заданного конструкцией значения (более 260 мм) не влияет на работоспособность пакера.

ВНИМАНИЕ

В СЛУЧАЕ ОПРЕССОВКИ КОЛОННЫ НКТ НА ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ, ПРЕВЫШАЮЩЕЕ 10 МПа (100 кгс/см²), УСТАНОВКА ОПРЕССОВОЧНОГО КЛАПАННОГО УСТРОЙСТВА (СЕДЛА) ДОПУСКАЕТСЯ ТОЛЬКО ВЫШЕ ПАКЕРА.

3.3.4 В случае разгрузки на пакер в процессе спуска - росте нагрузки на пакер, необходимо прекратить спуск и приступить к извлечению пакера из скважины, выявить и устранить причину непрохода пакера, при необходимости повторно прошаблонировать интервал непрохода.

3.3.5 После спуска пакера в заданный интервал необходимо приподнять и опустить пакер на величину одной трубы не менее чем 2 раза с целью убеждения отсутствия попадания посторонних предметов над пакером и возможности дальнейшего проведения работ.

Примечание – Для точного определения глубины посадки пакера рекомендуется выполнить привязку пакера ГИС или иными способами.

Примечание - Перед посадкой пакера необходимо точно зафиксировать вес колонны труб при ходе вверх и при ходе вниз с отражением в вахтовом журнале бригады ТКРС.

Примечание – При использования пакера в составе компоновки с целью проведения в течение одного СПО расширенного функционала скважинных работ, не рекомендуется проведение прямой промывки для предупреждения риска возникновения осложнений связанных с присыпанием пакера или засорением его механизмов вымываемой мех примесью.

Примечание - При проведении химических обработок запрещено нахождение пакера в среде химических реагентов, например в кислотной ванне, что может повлечь за собой отказ механизмов оборудования.

3.4 **Установка пакера в скважине**

3.4.1 Пакер рекомендуется устанавливать не ближе 2 м от мест стыковки двух обсадных труб, а также интервалов перфорации и нарушения целостности колонны.

3.4.2 При достижении проектной глубины (места установки пакера) необходимо провести подгонку НКТ с учетом герметизации устья. Расположить пакер в заданном интервале, сделать метку на НКТ на уровне фланца крестовины фонтанной арматуры.

3.4.3 Приподнять НКТ от метки не менее, чем на 2 м и опустить до метки, затем приподнять колонну НКТ на 100-200 мм (высота Н) и начать спуск, наблюдая за разгрузкой веса инструмента по индикатору веса (по уменьшению веса судить об установке пакера). Разгрузить на пакер вес, необходимый для его установки и зафиксировать колонну НКТ.

Примечание – При незначительной глубине установки пакера срабатывание верхнего якорного устройства отмечается на устье скважины кратковременным резким изменением показания индикатора веса.

Рисунок – 3 Паспорт П-ЯДЖ-122, примечания о СКО

Список использованных источников:

1. Каталог оборудования ООО НПФ «Пакер».
2. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», В.Н. Арбузов. Часть-1. Томский политехнический университет.
3. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах
4. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

УДК 553.9

АНАЛИЗ ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ШТАНГОВЫХ УСТАНОВОК

С.Х.О. Альясари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-22-11)

Аннотация. Штанговые установки остаются одним из наиболее распространенных способов механизированной добычи нефти, особенно на фонде скважин с невысокими и средними дебитами. Их практическое применение сохраняется за счет сравнительно простой компоновки, ремонтопригодности и возможности устойчивой работы в широком диапазоне промысловых условий. При этом фактическая надежность установки во многом определяется состоянием подземного оборудования, поскольку именно оно воспринимает основные переменные нагрузки и воздействие агрессивной скважинной среды. Анализ структуры отказов показывает, что наибольшее значение имеют повреждения колонны штанг, нарушения работы клапанных узлов и износ пары цилиндр–плунжер. Выделение этих

наиболее уязвимых элементов позволяет точнее определить причины сокращения межремонтного периода и наметить меры по повышению надежности штанговых установок.

Ключевые слова: штанговая установка, колонна штанг, клапанный узел, цилиндр–плунжер, отказ, надежность.

UDC 553.9

ANALYSIS OF FAILURES OF DOWNHOLE EQUIPMENT IN SUCKER-ROD PUMPING UNITS

S.H.O. Aljasari

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-22-11)

Abstract. Sucker-rod pumping units remain one of the most widely used methods of artificial lift, especially in wells with low and medium production rates. Their continued use is explained by a relatively simple surface layout, maintainability, and acceptable performance under a wide range of field conditions. At the same time, the actual reliability of the unit is largely determined by the condition of its downhole equipment, which is exposed to cyclic loading, mechanical wear, and an aggressive well environment. Failure statistics show that the most vulnerable elements are the rod string, valve assemblies, and the cylinder-plunger pair. Studying the distribution of these failures makes it possible to identify the main causes of reduced run life and to outline measures aimed at improving the operational reliability of sucker-rod pumping units.

Key words: sucker-rod pumping unit, rod string, valve assembly, cylinder-plunger pair, failure, reliability.

Обработка массива, включающего около восьми тысяч зарегистрированных отказов штанговых установок, показала неодинаковую уязвимость отдельных элементов подземного оборудования. Наибольшая доля отказов пришлась на колонну штанг. Далее по частоте следуют нарушения работы клапанных узлов и потеря герметичности пары цилиндр–плунжер, что отражено на рисунке 1.

Такое распределение отказов связано с условиями работы оборудования в скважине. При возвратно-поступательном движении колонны штанг неизбежно возникают переменные нагрузки и контакт с внутренней поверхностью НКТ. Если в продукции присутствуют механические примеси, износ ускоряется, на поверхности штанг появляются зоны локального ослабления, а риск обрыва заметно возрастает. Сходный механизм действует и в паре цилиндр–плунжер: абразивные частицы увеличивают зазор между рабочими поверхностями, из-за чего насос теряет герметичность и часть подачи.



Рисунок 1 – Причины отказов штанговой установки

По рисунку 1 видно, что значимую долю в общей структуре отказов занимают клапанные узлы. Их работа нарушается не только из-за естественного износа, но и вследствие накопления в проточных каналах парафиновых, смолистых, песчаных и солевых отложений. В результате клапан начинает работать нестабильно, ухудшается наполнение насоса, а при развитии осложнения требуется подъем оборудования. Экономические потери

в таких случаях определяются не столько стоимостью самого насоса, сколько затратами на спускоподъемные операции и потерями добычи за время простоя скважины.

Отдельным неблагоприятным фактором остается малый диаметр проходных сечений клапанов, характерный для части серийных конструкций. При загрязнении или частичном перекрытии каналов гидравлическое сопротивление возрастает, что ухудшает работу насоса и увеличивает нагрузку на всю штанговую систему. На практике это может проявляться зависаниями, снижением коэффициента подачи и дополнительным ростом вероятности обрыва штанг. Следовательно, повышение надежности клапанных узлов должно включать не только контроль их технического состояния, но и меры по снижению засорения, износа и гидравлических потерь.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

С.Х.О. Альясари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Штанговые насосы продолжают оставаться основным типом оборудования для искусственного подъёма жидкости в подавляющем числе нефтяных и газовых скважин по всему миру. Несмотря на конструктивную простоту и относительную лёгкость эксплуатации, эффективность этих систем ограничена значительными энергетическими потерями, возникающими в механической трансмиссии, а также за счёт энергии, затрачиваемой на приведение в движение массивной системы противовесов. На сегодняшний день более одного миллиона из примерно двух миллионов действующих нефтяных скважин функционируют с применением искусственного подъёма, при этом свыше 750 тысяч из них используют штанговые насосные установки. Эти насосы остаются самой старой и одновременно самой распространённой технологией искусственного подъёма в нефтедобыче. Конструктивно типичная штанговая насосная система включает привод, поверхностный насосный агрегат, колонну штанг и сам скважинный насос, формируя интегрированную систему передачи энергии от поверхности к забою.

Ключевые слова: штанговые насосы, скважина, привод, насосный агрегат, колонна штанг, скважинный насос.

UDC 553.9

MAIN REASONS AFFECTING THE EFFICIENCY OF A WELL RIGID PUMPING UNIT

S.H.O. Alyasari

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. Rod pumps are used in the vast majority of oil and gas wells worldwide. Despite their simplicity and ease of operation, rod pumping systems have low energy efficiency due to the energy losses associated with the mechanical energy transmission system, as well as the additional energy required to power the heavy counterweight system. More than 1 million of the world's 2 million oil wells are artificially lifted. More than 750,000 of these wells use rod pumping systems. Rod pumps are the oldest and most common type of artificial lift system for oil wells. A typical pumping system consists mainly of a drive, a surface pumping unit, a rod column, and a downhole pump.

Key words: rod pumps, well, drive, pumping unit, rod column, and submersible pump.

Эффективность работы скважинных штанговых насосов (СШНУ) определяется совокупностью факторов, часть из которых носит стабильный характер, а часть изменяется во времени. К постоянным воздействиям относятся присутствие свободного газа в добываемой жидкости, сокращение длины полезного хода плунжера, наличие песчаных включений, способных формировать пробки, и отложения парафина или солей на внутренних поверхностях оборудования. Изменяющиеся факторы включают разгерметизацию цилиндра и плунжера, возникающую вследствие механического износа, а также утечки в клапанах, обусловленные как замедленным закрытием и открытием, так и коррозией и износом, и неплотности в муфтовых соединениях НКТ, которые испытывают переменные эксплуатационные нагрузки.

Свободный газ обеспечивает подъем жидкости с забоя, однако его избыточное содержание на входе насоса снижает коэффициент наполнения и может приводить к нарушению подачи. Эффективной мерой предотвращения таких последствий является установка сепаратора на приеме насоса, который отделяет газовую фазу и направляет её в

затрубное пространство. Повышенное содержание песка вызывает интенсивный абразивный износ плунжерной пары и клапанных узлов, а также ускоряет эрозию внутренней поверхности НКТ. Основной мерой снижения этих процессов является контроль поступления механических примесей из пласта. При добыче нефти с высоким содержанием парафина отложения на стенках НКТ сужают проходное сечение труб, увеличивают сопротивление жидкости, повышают нагрузку на головку балансира СК, нарушают его уравновешенность и снижают коэффициент подачи.

Эффективность работы насосной системы во многом зависит от сокращения эксплуатационных расходов и грамотного подбора промыслового оборудования, прежде всего глубинных насосов, НКТ и насосных штанг, поскольку именно состояние этих элементов определяет стабильность подачи и долговечность установки. Современные наблюдения демонстрируют тенденцию к сокращению срока службы насосов, что связано с увеличением глубины их спуска, ростом обводненности добываемой продукции, усилением коррозийного воздействия жидкости и другими эксплуатационными факторами.

Особое внимание уделяется утечкам в подземном оборудовании, прежде всего в клапанном узле СШНУ. Повышение износостойкости насосов позволяет сохранить проектные зазоры между плунжером и цилиндром, а также в клапанной паре, что предотвращает рост утечек в процессе эксплуатации. Применение высокопрочных сплавов для изготовления трущихся деталей является технически эффективным, но экономически ограниченным из-за высокой стоимости, поэтому ключевым направлением снижения затрат становится поиск альтернативных методов уменьшения утечек в подземной части оборудования.

Главной причиной утечек в плунжерной паре и клапанном узле остается износ, вызванный механическими примесями в жидкости, прежде всего песком. Величина утечки определяется перепадом давления на торцах плунжера и размером зазора между деталями. Перепад давления растет с увеличением глубины подвески насоса и с уменьшением давления на входе, что особенно характерно для глубоких малодебитных скважин и пластов с низким коэффициентом продуктивности.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых

ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ

И.И. Арсланов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. ГРЗ-20-14)
А.М. Гатиятуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. ГРЗ-20-13)
Д.С. Сайфутдинов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. ГРЗ-20-14)

Аннотация. В статье рассмотрены виды осложнений, возникающих при добыче нефти и газа, такие как солеобразование, гидратообразование, пути поступления воды в скважины и методы их предупреждения. Проанализирована текущая ситуация в данной сфере, а также определены перспективы использования природного гидрата метана как источника энергии. Также в статье приведена необходимость поиска наиболее экономически эффективных технологий разработки месторождений газовых гидратов.

Ключевые слова: обводненность, водоизоляционные работы, солеобразование, осложнения, обводненность, гидратообразование, ингибиторы.

UDC 622

COMPLICATIONS IN OIL AND GAS PRODUCTION AND THEIR CONTROL METHODS

I.I. Arslanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-14)
A.M. Gatiatullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-13)
D.S. Sayfutdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-14)

Abstract. The article discusses the types of complications that arise during oil and gas production, such as salt formation, hydrate formation, and the ways in which water enters wells, as

well as the methods for preventing these complications. The current situation in this field is analyzed, and the prospects for using natural methane hydrate as an energy source are identified. The article also highlights the need to find the most cost-effective technologies for developing gas hydrate fields.

Keywords: water content, water isolation, salt formation, complications, water content, hydration, inhibitors.

При освоении нефтяных месторождений одной из наиболее актуальнейших задач является ограничения водопритоков в добывающие скважины. Обводнение скважин, работы по деэмульсации нефти, утилизации пластовой воды, ремонту скважинного оборудования и насосов приводят к колоссальным затратам и ведут к повышению себестоимости нефтедобычи.

Данная проблема затрагивает практически каждое месторождения нашей страны. Большинство эксплуатируемых скважин характеризуется высокой степенью обводненности и их число и степени обводненности ежегодно только возрастают.

Все известные методы ВИР, применяемые для скважин, ставят перед собой задачу по блокированию путей, по которым вода может поступать в скважину. Поэтому виды обводнения скважин удобно классифицировать как раз в зависимости от путей проникновения воды в скважины.

Для предотвращения осложнений, связанных с отложением солей применяют различные технологии, способствующие снижению осложнений, следовательно, способствующие поддержанию и увеличению межремонтного периода работы скважин.

Главным источником солей является попутно добываемая вода. Вследствие перенасыщения водной среды труднорастворимыми солями за счёт изменения физико-химических параметров системы добычи нефти происходит процесс отложений. Однозначного решения данной проблемы не имеется, так как не имеется постоянного химического состава промысловых вод по мере выработки запасов нефти, именно это и обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

На месторождении стоит задача снижения рисков солеотложения, оптимизации применяемых технологий, выбор приоритетов в использовании новейших технологий предупреждения солеотложения.

Газовые гидраты – это соединения низкомолекулярных газов, таких как метан, этан, пропан, бутан и других типов гомологического ряда с водой. Они имеют твёрдую кристаллическую структуру, по внешнему вид похожи на снег или рыхлый лёд. Сами по себе газогидраты представляют собой льдоподобные соединения, характеризующиеся устойчивостью к низким температурам и высокому давлению. При повышении температуры и снижении давления распадаются и переходят в газообразное состояние, или превращаются в воду.

Эффективность мер борьбы с солеотложениями, гидратами и водопритоком при добыче нефти и газа зависит от подхода к решению данной проблемы. Особое внимание должно уделяться правильному выбору методов борьбы с отложениями солей и гидратов, и методов ВИР, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

Список использованных источников

1. Маннапов Т.Р., Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Идиятуллина А.Д., Кузовов Т.А., Кузовов А.А. Методы борьбы с гидратообразованием / Т.Р. Маннапов, А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, А.Д. Идиятуллина, Т.А. Кузовов, А.А. Кузовов // в сборнике: Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти. Уфа. – 2024. – С. 347-350.

2. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Имамутдинов А.И. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтяной отрасли / А.Ф. Шакурова, А.Ф.

Шакурова, И.А. Имамутдинов // в сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ. Уфа, 2023. С. 393-395.

3. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Ансаф Х.М. Обоснование строительства горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Х.М. Ансаф // в сборнике: Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле-2022. Сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2022. – С. 276-279.

4. A.F. Shakurova, «Influence of orientation of vertical crack of hydraulic fracturing treatment on the efficiency of reserve recovery», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry" - 2 - Mathematical Simulation and Computer Data Analysis, С. 032076, 2019.

5. A.F. Shakurova, «Study of geological and technological factors on the efficiency of hydraulic fracturing», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry", С. 062025, 2019.

6. Шакурова А.Ф. Результаты исследований влияния геолого-физических факторов на эффективность соляно-кислотных обработок в условиях Среднего Поволжья // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 2. С.1.

7. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Фархутдинов Р.М., Санаев А.А. Повышение нефтеотдачи методом пароциклической обработки скважин / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Р.М. Фархутдинов, А.А. Санаев // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 494-499.

8. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Акимов А.В., Калинина С.В. Разработка месторождений высоковязких нефтей / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, А.В. Акимов, С.В. Калинина // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 118-121.

9. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Кильмаматова Э.Т., Гизетдинов И.А. Оптимизация режимов работы скважин на Урицком месторождении / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Э.Т. Кильмаматова, И.А. Гизетдинов // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 121-124.

10. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Халикова К.М., Шевцов Г.А. Закачка поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, К.М. Халикова, Г.А. Шевцов // в сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – 2021. – С. 489-494.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Р. М. Арсланов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР12дв-24-11)

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье рассмотрены основные методы повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. Особое внимание уделено способам, влияющим на добычу нефти, включая гидроразрыв пласта, ремонтно-изоляционные работы и третичные методы разработки месторождений.

Ключевые слова: пласт, нефть, нефтеотдача, гидроразрыв, месторождение, разработка, жидкость, заводнение.

UDC 622.276

APPLICATION OF METHODS TO INCREASE OIL RECOVERY IN THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT

R. M. Arslanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)
G.R. Izmailova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article discusses the main methods of increasing oil recovery in the late stages of field development. Special attention is given to methods that affect oil production, including hydraulic fracturing, repair and isolation works, and tertiary methods of field development.

Keywords: reservoir, oil, oil recovery, hydraulic fracturing, field, development, fluid, water flooding.

Introduction

Существенная часть нефтяных и газовых залежей в нашей стране происходит на поздней стадии разработки, она сопрягается большой обводненностью (около 95 %) и малой величиной добычи (в среднем от 5 до 10 т/сут). Таким образом, чтобы в будущем повысить эффективность дебита, необходимо установить метод, который в наибольшей степени является продуктивным для увеличения нефтеотдачи.

В настоящий момент предложен полный диапазон способов, устремленных к совершенствованию пластовой нефтеотдачи в период завершающих этапов разработки залежей.

Material and methods

Чаще всего встречаются гидродинамические технологии, которые будут рассмотрены далее.

1. Нестационарное (циклическое) заводнение

Способ осуществляется в процессе циклического влияния на пласт и преобразовании течения жидкости. Методика используется с присутствием пропластков с большой и малой проницаемостью, среди них реализуется гидродинамический контакт. Период действия содержит 2 полуцикла. На первом возникает усиление выдавливающей жидкости, на протяжении его доля воды переходит из высокопроницаемого пропластка в низкопроницаемый, в то же время остаток воды процеживается при большой проницаемости по вектору добывающей скважины. Во втором - закачка останавливается, напор при высокой пропускаемости опускается пониже низкой пропускаемости. Поскольку «черное золото» располагает увеличенной сжимаемостью нежели вода, к тому же вследствие гидрофильных свойств коллектора жидкость сохраняется в низкопроницаемых пропластках капиллярными факторами. При первом полуцикле второго цикла восстанавливается закачивание, напор повышается, а нефть циркулирует до забоев скважин.

2. Форсированный отбор жидкости

Метод включает в себя последовательное возрастание добычи скважин, то есть снижение давления на забое. Содержание технологии представлено образованием больших перепадов напора и повышения быстроты фильтрации, с помощью убывания забойного давления в скважинах с ростом нагнетательного давления. На неоднородных пластах с высокой обводненностью задействованы в работу остаточные части нефти, тупиковые и застойные участки, малопроницаемые пропластки, возникает отделение пленочной нефти от площади породы.

3. Ремонтно-изоляционные работы

В период заключительных этапов разработки значительное место занимает предел приливов пластовой и вкачиваемой жидкости. Чтобы достичь этого, используются

разнообразные способы ремонтно-изоляционных работ (РИР), по итогу понижается обводненность, вдобавок увеличивается диапазон пласта под действием формирования залежей. В большинстве случаев, чтобы обособить обводненные пропластки либо же устранить движение жидкости в заколонном пространстве используется цемент. При той ситуации, если случается смещение жидкости вдоль единичных пропластков с большой проницаемостью, привлекается способ селекционной, то есть выборочной обособленности. Альтернативой данной технологии служат использование кремнийорганических соединений, загрузка силиката натрия, волокнисто- и полимернасыщенных дисперсных структур.

4. Гидроразрыв является механической техникой влияния, в его результате пласт расходится вдоль плоскостей с наименьшей прочностью при влиянии напора, формируемого закачкой флюида в пласт.

5. Третичные методики

В процессе разработки залежей при трудноизвлекаемых запасах, на конкретной стадии заводнение оказывается недостаточно продуктивным. По этой причине действия для получения остаточных запасов углеводородов внутри заводненных областей определяются, как третичные способы нефтяной добычи. К ним относятся следующие способы:

- физико-химические методы увеличения добычи нефти установлены в процессе уменьшения межфазного натяжения при границе нефть — вытесняющий агент, сокращение взаимосвязи вязкости воды и «черного золота», реорганизации размера флюидов в залежи с намерением объедения запасов.

- в месторождениях, имеющих нефти с большой продуктивностью, называются тепловые методы, охватывающие важнейшие векторы работы: закачку горячей воды в пласт или пара и горение внутри пласта.

Наиболее важной характеристикой подобных методик служит то, что с гидродинамическим вытеснением идет тепловое вытеснение нефти благодаря температурному повышению. Осуществляется создание вспомогательной стороны вытеснения, то есть теплового.

Также стоит заметить, что газовые методики преимущественно продуктивно используются при пластах, имеющих малую проницаемость. Газовые способы обладают давлением на пласт углеводородного газа, двуокиси углерода, азота, в том числе водогазового влияния. В роли образца следует указать сочетающее вымещение, то есть закачка попутного газа, чтобы содействовать напору взамен воды в пласте. При отдельных условиях, на которые влияют физико-химические свойства нефти, присутствует способность реализации смешивающего выталкивания в том случае, если происходит абсолютное слияние нефти с газом, в этот момент формируются условия однофазной фильтрации. Подобное дает возможность значительно увеличить коэффициент извлечения нефти.

Аналогично действенным способом представлено комбинированное влияние, сочетающее одновременно некоторое количество элементов давления на призабойную зону пласта. К подобным технологиям причисляются термокислотная обработка и термогазохими ческое влияние.

Стоит заметить, что второй метод включает в себя сгорание на забое скважин порохового заряда, которые опускается на электрическом проводе. Его принято квалифицировать, как «щадящий» способ для скважины в общем виде, в сопоставлении с гидравлическим разрывом пласта, технология не совсем продуктивна в пластах с нарушенными характеристиками коллекторов.

Conclusion

Подводя итог, можно сказать, что способы влияния на пласт с применением заводнения сохранили значимость и представляются продуктивными на данный момент.

Важно подчеркнуть, что использование гидроразрыва пласта и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов оценивается, как преимущественно результативным выходом, так как поздний этап эксплуатации залежей определяется выдающейся мерой обводненности продукта при повышении трудноизвлекаемых запасов. Также внедрение

технологий роста нефтеотдачи выступает в роли значимого элемента метода достижения запасов залежей, присутствующих на поздней ступени исследования.

Список использованных источников:

1. Корчагин, М. С. Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки / М. С. Корчагин, Е. И. Инякина // Молодой учёный. — 2020. — № 15 (305). — С. 28–30.

2. Гарушев А. Р., Гарушев Э. А., Коновалов А. Е. К проблеме разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтепромысловое дело. — 2008. — № 3. — С. 4 10.

3. Цынкова, О. Э. Исследование эффективности различных видов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты [Текст] / О. Э. Цынкова, Н. А. Мясникова, Н. Н. Егурцов // Нефтяное хозяйство. — 1990. — № 6. — С. 45–49.

4. А. Я. Третьяк, В. Ф. Чихоткин, Ю. М. Рыбальченко. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. — Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2010. — 270 с.

5. В. В. Попов, И. А. Богуш, А. Я. Третьяк, О. В. Савенок, А. В. Лаврентьев. Поиск, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебник. — ЮРГПУ (НПИ) и КубГТУ, 2015. — 343 с.

6. Коротенко В. А., Кряквин А. Б., Грачев С. И., Хайруллин Ам. Ат., Хайруллин Аз. Ам. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие — Тюмень: ТюмГНГУ, 2013, с.159.

7. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика, М., Недра, 1996.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ И ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Р.И. Ахмадиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

В.С. Горелов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Г.Ф. Архипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Р.И. Гарайханова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. Статья посвящена решению проблемы низкой эффективности традиционных кислотных обработок карбонатных коллекторов, обусловленной избирательной фильтрацией реагента по высокопроницаемым обводнённым зонам. Предлагается комплексная технология, основанная на двухэтапном воздействии на призабойную зону пласта.

Ключевые слова: кислотная обработка пласта, карбонатные коллекторы, интенсификация добычи нефти, селективная изоляция, инвертно-эмульсионный раствор, призабойная зона пласта, высокопроницаемые зоны, обводнённость

UDC 622.276

TECHNOLOGY FOR INTENSIFYING PRODUCTION ON CARBONATE COLLECTORS BASED ON SELECTIVE ISOLATION AND TARGETED ACID TREATMENT

R.I. Akhmadiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)

V.S. Gorelov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
G.F. Arkhipova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)
R.I. Garaykhanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. The article is devoted to solving the problem of low efficiency of traditional acid treatments of carbonate reservoirs, caused by selective filtration of the reagent through highly permeable watered zones. A comprehensive technology based on a two-stage effect on the bottom-hole zone of the reservoir is proposed.

Key words: acid treatment of the reservoir, carbonate reservoirs, intensification of oil production, selective isolation, invert emulsion solution, near-wellbore zone of the reservoir, highly permeable zones, water cut

Добыча углеводородов из карбонатных коллекторов, характеризующихся высокой неоднородностью и развитой трещиноватостью, сопряжена со значительными технологическими сложностями. Одним из наиболее распространённых методов интенсификации притока в таких условиях являются кислотные обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). Однако их эффективность зачастую не превышает 40–50 %, а в ряде случаев приводит к негативным последствиям, таким как рост обводнённости и снижение продуктивности скважин [1]. Основная причина низкой результативности заключается в избирательной фильтрации кислотного раствора по уже промытым высокопроницаемым каналам (трещинам, кавернам), в то время как низкопроницаемые нефтенасыщенные участки остаются необработанными.

В связи с этим актуальной задачей является разработка технологий, обеспечивающих селективное воздействие на целевые интервалы пласта. Перспективным направлением представляется комбинированный метод, предусматривающий предварительную изоляцию обводнённых высокопроницаемых зон с последующей целенаправленной кислотной обработкой низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков.

Традиционные технологии увеличения нефтеотдачи, основанные на использовании солянокислотных или спиртокислотных составов, сохраняют широкое применение в промысловой практике. Однако эффективность таких обработок остаётся невысокой и составляет около 40–50 %. В ряде случаев их проведение сопровождается не только отсутствием положительного результата, но и ухудшением показателей работы скважин – снижением продуктивности и ростом обводнённости [2]. Одной из основных причин низкой результативности кислотных воздействий в карбонатных коллекторах является избирательная фильтрация кислотного раствора вдоль уже промытых высокопроницаемых зон – трещин и каверн. Гидравлическое сопротивление в таких зонах значительно ниже, чем в слабодренируемых участках пласта, в результате чего кислота практически не проникает в низкопроницаемые интервалы, оставляя их необработанными.

Для повышения эффективности воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) необходимо исключить бесполезное поглощение кислоты высокопроницаемыми пропластками. Достигается это путём искусственного увеличения гидравлического сопротивления в этих зонах. В качестве блокирующего агента предлагается использовать высоковязкие инвертно-эмульсионные системы (ИЭР). Данные составы инертны по отношению к кислоте, но способны растворяться в нефти. При контакте с минерализованной пластовой водой они структурируются, формируя высоковязкий барьер. Реологические свойства ИЭР, включая плотность, тиксотропию, а также характеристики псевдопластического и упруговязкого течения, могут регулироваться в широких пределах за

счёт изменения концентрации эмульгатора и соотношения водной и углеводородной (нефть, дизельное топливо и др.) фаз [3, 4].

Предлагаемая технология интенсификации добычи нефти реализуется за счёт поэтапного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) инвертно-эмульсионным раствором (ИЭР) и кислотным составом (КС). На первом этапе осуществляется изоляция высокопроницаемых водоносных пропластков с помощью ИЭР. Данный состав при контакте с углеводородной фазой деструктурируется, а при взаимодействии с пластовой водой увеличивает свою вязкость до 15,0 Па·с, формируя в высокопроницаемых каналах временный барьер. На втором этапе в ПЗП закачивается рассчитанный объем специально подготовленного кислотного состава (КС). Поскольку высокопроницаемые зоны предварительно заблокированы ИЭР, под давлением КС проникает преимущественно в низкопроницаемые, нефтенасыщенные участки пласта. Благодаря замедленной реакции с породой кислотный состав распределяется на значительную глубину, растворяя компоненты коллектора, что приводит к увеличению проницаемости ранее не вовлечённых в дренирование зон и способствует интенсификации извлечения углеводородов из геологически сложных и низкопроницаемых интервалов [5].

Принцип действия блокирующего состава.

Функционирование инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) как изолирующего агента основано на его дисперсной структуре, обеспечивающей избирательное проникновение в наиболее проницаемые зоны пласта – трещины и высокопроводящие пропластки. Важной особенностью ИЭР является его способность к структурированию и значительному увеличению вязкости при контакте и механическом смешивании с пластовой водой в процессе фильтрации. Напротив, при взаимодействии с углеводородной фазой (нефтью) система диспергируется и разжижается. Несмотря на высокую начальную вязкость, ИЭР способен глубоко проникать в поровое пространство и трещиноватые каналы, поскольку его фильтрация определяется в первую очередь структурно-механическими, а не классическими реологическими свойствами. При попадании в обводнённые каналы пласта ИЭР загущается, что приводит к резкому снижению фильтрации воды через них. Таким образом, применение ИЭР позволяет селективно перекрыть промытые высокопроницаемые интервалы, способствовать вытеснению остаточной плёночной нефти и вовлечь в активную разработку слабодренируемые участки. В конечном итоге это расширяет охват призабойной зоны воздействием и повышает степень извлечения нефти из пласта [5].

Инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) в роли блокирующего агента рекомендуется применять на объектах со специфическими горно-геологическими и технологическими условиями. К ним относятся нефтедобывающие скважины, характеризующиеся пониженным пластовым давлением и повышенным газовым фактором, а также нагнетательные скважины, вскрывающие терригенные и карбонатные коллекторы с развитой трещиновато-поровой и кавернозной структурой. Состав используется в виде жидкости заданной плотности, а необходимый объём рассчитывается индивидуально, исходя из приёмистости пласта и его геолого-минералогических особенностей.

Применение ИЭР в качестве изолирующей жидкости обеспечивает ряд технологических и экономических преимуществ:

– сохранение естественных фильтрационно-ёмкостных свойств пласта (ФЕС);

– сокращение операционных расходов, связанных с послеремонтным освоением скважин и выводом их на стабильный режим;

– увеличение дебита скважин по нефти и рост коэффициента продуктивности в послеремонтный период. Этот эффект достигается за счёт гидрофобизации порового пространства призабойной зоны поверхностно-активными компонентами, входящими в состав ИЭР [6].

Технология приготовления инвертно-эмульсионного раствора.

Промысловому приготовлению ИЭР предшествует лабораторный этап, в ходе которого подбираются оптимальные концентрации и соотношения компонентов, а также

определяются ключевые физические параметры состава: плотность, термостабильность, электрическая прочность и реологические характеристики [7]. Непосредственно на месторождении ИЭР может быть приготовлен как на стационарном растворном узле, так и непосредственно у скважины с применением насосных агрегатов (например, типа ЦА-320М), смесительных ёмкостей и циркуляционных систем, обеспечивающих диспергирование и гомогенизацию компонентов.

Основным регулятором плотности ИЭР служит водная (дисперсная) фаза. Для её формирования используется минерализованная пластовая вода хлорнатриевого или хлоркальциевого типа с плотностью 1010–1180 кг/м³, растворы хлорида кальция (плотностью 1200–1300 кг/м³) или высококонцентрированные солевые составы (1400–2000 кг/м³). В лабораторных условиях моделируются пластовые температура и давление для корректного подбора параметров. Расчёт необходимой плотности ИЭР выполняется на основе данных о плотности скважинной жидкости и пластовых флюидов.

Если пластовая вода месторождения не обеспечивает требуемой плотности, в водную фазу вводится сухой хлористый кальций, что позволяет достичь заданных значений. Зависимость роста плотности раствора от количества введённой соли визуализируется на соответствующих графиках и таблицах (рисунок 1, таблица 1).

После завершения обработки при запуске скважины происходит контакт пластовой нефти с углеводородной фазой ИЭР, что приводит к его деэмульсации. Разрушенный эмульсионный барьер вместе с продуктами кислотной реакции легко выносится из призабойной зоны. В результате фильтрационные свойства пласта не только восстанавливаются, но и часто улучшаются, интенсифицируя приток нефти и позволяя скважине быстро выйти на проектный режим работы после проведения обработки.

Для эффективного функционирования в качестве изолирующего барьера плотность инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) должна незначительно превышать плотность пластового флюида и применяемых кислотных составов – примерно на 0,02–0,03 кг/м³. Рекомендуемые для предварительной изоляции перед кислотной обработкой составы ИЭР представляют собой вязкие, но сохраняющие текучесть системы, цвет которых варьируется от светло-коричневого до чёрного. Диапазон их плотности составляет от 900 до 2000 кг/м³.

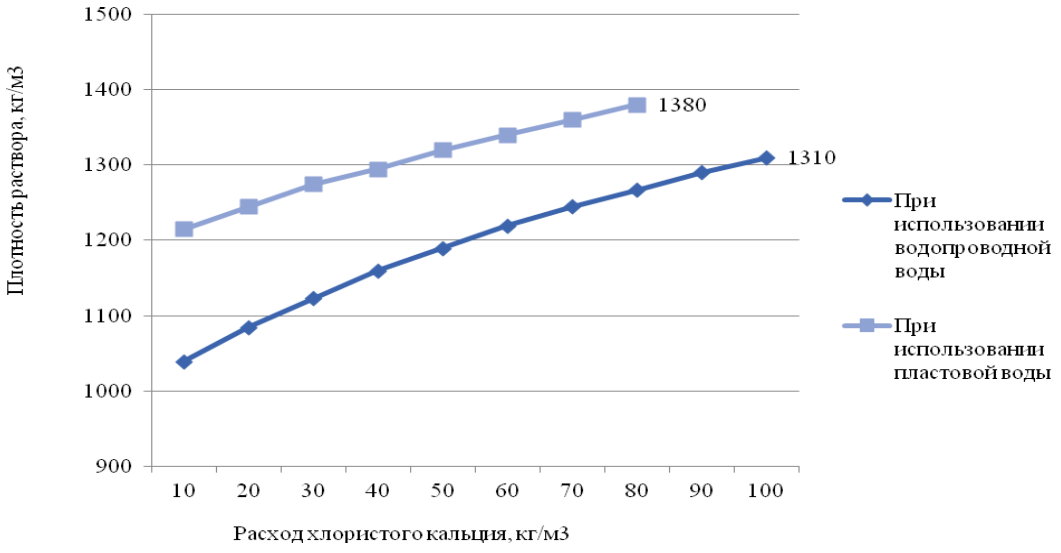


Рисунок 1 – Динамика увеличения плотности минерализованного раствора при внесении хлористого кальция

Таблица 1 – Расход хлористого кальция для повышения плотности водной фазы

Пластовая вода ρ = 1180 кг/м^3		Водопроводная вода ρ = 1000 кг/м^3	
расход хлористого кальция, кг/м^3	плотность раствора, кг/м^3	расход хлористого кальция, кг/м^3	плотность раствора, кг/м^3

10	1215	10	1040
20	1245	20	1085
30	1275	30	1123
40	1295	40	1160
50	1320	50	1190
60	1340	60	1220
70	1360	70	1245
80	1380	80	1267
90	-	90	1290
100	-	100	1310

Требуемая плотность инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) рассчитывается, исходя из условия создания в скважине гидростатического давления, которое должно превышать пластовое на заданную величину. Это давление формируется суммарным столбом закачиваемых жидкостей (ИЭР и кислотного состава – КС). Для его определения используется формула (1) [8]:

$$\rho = 100 \cdot (P_{пл}+КР_{пл})/H, \quad (1)$$

где: ρ – расчётная плотность жидкости продавки, кг/м³; Рпл – пластовое давление, МПа; Н – вертикальная глубина интервала перфорации (расстояние от устья до обрабатываемого пласта), м; К – безразмерный коэффициент, значение которого зависит от глубины скважины и определяет допустимый перепад давлений:

– 0,10–0,15 для глубин 0–1200 м (максимальное превышение гидростатического давления над пластовым – не более 1,5 МПа);

– 0,05–0,10 для глубин 1200–2500 м (максимальное превышение – не более 2,5 МПа);

– 0,04–0,07 для глубин свыше 2500 м (максимальное превышение – не более 3,5 МПа).

Для реализации процесса приготовления и применения инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) требуется следующий комплекс оборудования: насосный агрегат типа ЦА-320М, автоцистерны для транспортировки углеводородных компонентов (нефти, дизельного топлива) и солевых растворов (NaCl, $CaCl_2$), технологические ёмкости для приготовления и временного хранения ИЭР, а также резервуар для сбора отработанных жидкостей.

Особенности применения и свойства ИЭР:

– при приготовлении ИЭР для скважин с низким пластовым давлением и повышенным газовым фактором в качестве углеводородной фазы целесообразно использовать дизельное топливо или маловязкую нефть (до 10 мПа·с). Вязкость получаемого раствора при этом может достигать 8300 мПа·с;

– раствор демонстрирует высокую стабильность: в поверхностных условиях он сохраняет свои свойства до 30 суток и остаётся фазоустойчивым в широком температурном диапазоне – от -18 до +80 °С;

– если лабораторные испытания выявляют склонность ИЭР к расслоению на границе с кислотным составом, для предотвращения прямого контакта реагентов рекомендуется предварительная закачка в скважину малого объёма буферной нефтяной оторочки [8].

Кислотный состав, применяемый в комплексе с ИЭР, обладает свойством замедленного взаимодействия с породой. Это обеспечивает его глубокое проникновение в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны пласта, что принципиально важно для эффективной обработки.

Это свойство приобретает решающее значение при обработке высокотемпературных пластов, где реакция кислоты с породой протекает столь интенсивно, что её проникновение ограничивается лишь призабойной областью в несколько сантиметров. В результате низкопроницаемые участки остаются незатронутыми, а формирование новых фильтрационных каналов не происходит. Для таких условий требуются специально модифицированные составы, способные при повышенных пластовых температурах

распределяться на значительную глубину, обеспечивая вовлечение в обработку слабопроницаемых зон. Применяемые в данной технологии кислотные системы (КС) отвечают этим критериям: они обладают замедленным взаимодействием с породой, содержат ингибиторы коррозии для защиты обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, а также включают поверхностно-активные вещества, способствующие эффективному выносу продуктов реакции из призабойной зоны [9].

Данный кислотный состав характеризуется пониженным значением межфазного натяжения на границах с нефтью и водой, что обеспечивает его высокую проникающую способность. При закачке в скважину он способствует удалению рыхлосвязанной воды, избирательно и с контролируемой скоростью растворяет карбонатные включения и карбонатный цемент в терригенных коллекторах. Это позволяет реагенту углубляться в пласт, а не расходоваться в прискважинной зоне. Дополнительными функциями состава являются разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий и низкая коррозионная активность. Концентрат реагента доводится до рабочей концентрации путём разбавления водой, при этом пропорции корректируются с учётом геолого-минералогических особенностей пласта и текущего технического состояния скважины.

Кислотные составы, подобранные для данного исследования («Синол КМК-БС» и «Синол КМК-ПНП), обладают комплексом свойств, обеспечивающих эффективную обработку пласта [9]. К ним относятся: способность снижать межфазное натяжение на границе с нефтью, замедленная скорость реакции с породой для глубокого проникновения, пониженная коррозионная активность, предотвращение образования вторичных осадков и стойких эмульсий. Кроме того, состав формирует защитную плёнку на поверхности пор, сдерживающую миграцию мелких частиц и сохраняющую проницаемость, и сохраняет текучесть при низких температурах.

Отбор скважин для апробации технологии проводился по ряду ключевых критериев. Основными из них были: ограниченное количество предыдущих кислотных обработок (не более трёх), отсутствие значительных искусственных каверн на забое, обводнённость продукции до 95 %, пластовое давление не ниже 50 % от исходного и отсутствие заколонных перетоков.

Планирование обработки требует учёта широкого спектра геолого-технологических параметров объекта. К ним относятся характеристики пласта (тип коллектора, толщина, температура, минералогия), свойства флюидов (состав воды, обводнённость, давление), текущее состояние скважины (дебит, уровни, интервал перфорации, наличие отложений) и история проведённых ранее воздействий. Этот комплексный анализ необходим для корректного расчёта параметров и прогнозирования результата комплексной обработки.

Внедрение комплексной технологии осуществляется специализированной бригадой под техническим руководством в строгом соответствии с утверждённым планом работ.

Подготовительный этап включает мероприятия по обеспечению чистоты забоя и призабойной зоны пласта (ПЗП), которые выполняются в рамках планового ремонта скважины.

После завершения подготовки осуществляется непосредственное воздействие на ПЗП, общая схема которого приведена на рисунке 2.

Технологический процесс включает три основных этапа:

– селективная изоляция высокопроницаемых зон. В скважину закачивается первая половина расчётного объёма инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР). Затем устанавливается пакер, после чего закачивается оставшийся объём ИЭР, который продавливается в пласт заданным количеством кислотного состава (КС);

– обработка низкопроницаемых интервалов. Кислотная композиция продавливается в пласт технической жидкостью (например, раствором соли плотностью свыше 1000 кг/м³). После закачки следует технологическая выдержка (не менее 4 часов) для протекания реакции реагента с породой коллектора;

– **завершение цикла.** На данном этапе выполняются операции по промывке, освоению скважины и выводу её на стабильный режим работы.

Заключительные мероприятия:

– для удаления продуктов реакции из пласта проводится очистка ствола скважины;

– осуществляется подъём технологической колонны труб, спуск штатного насосного оборудования и запуск скважины;

– для оценки эффективности обработки выполняются гидродинамические и геофизические исследования с целью определения коэффициента продуктивности и построения профиля притока.

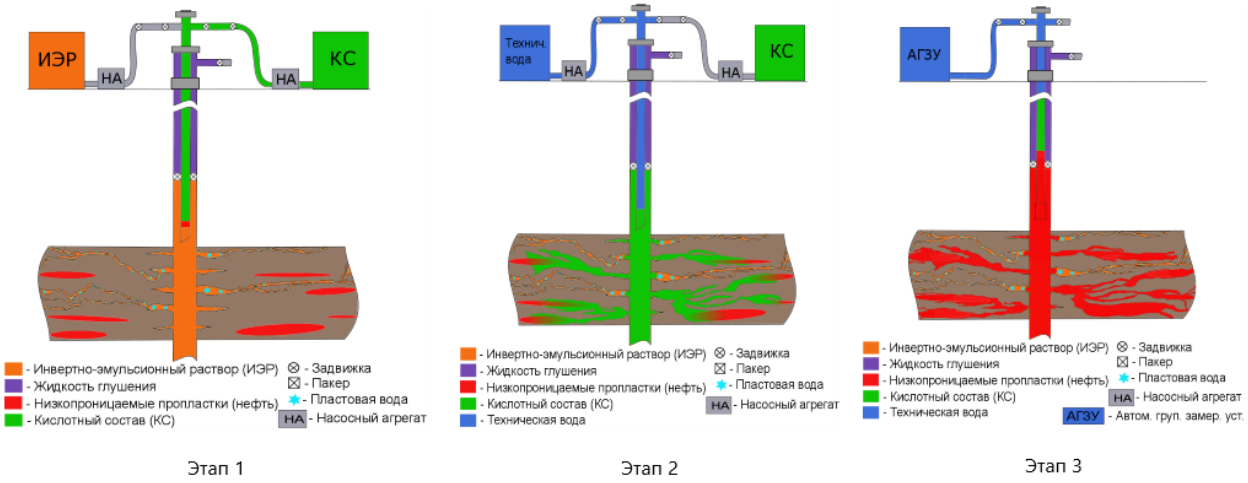


Рисунок 2 – Упрощенная иллюстрация воздействия на пласт комплексной технологией ИДН

Все работы должны проводиться с неукоснительным соблюдением норм промышленной безопасности и охраны окружающей среды, регламентированных соответствующими отраслевыми правилами.

Ключевым элементом технологии является **двухстадийная обработка ПЗП.** На первом этапе в пласт закачивается инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР), который, благодаря своим тиксотропным свойствам, избирательно структурируется в обводнённых высокопроницаемых каналах, создавая в них временный барьер. На втором этапе специальный кислотный состав (КС) с замедленной скоростью реакции, не встречая сопротивления в заблокированных зонах, проникает в низкопроницаемые нефтенасыщенные участки, расширяя существующие и создавая новые фильтрационные каналы.

Основные преимущества предлагаемого подхода:

– **селективность:** воздействие направлено именно на целевые, слабодренируемые зоны пласта;

– **экономическая эффективность:** сокращается бесполезный расход кислоты на уже промытые интервалы, уменьшаются затраты на послеремонтное освоение скважин;

– **технологическая безопасность:** используемые составы обладают низкой коррозионной активностью и не формируют стойких эмульсий или вторичных осадков;

– **универсальность:** технология адаптируема к различным геолого-физическим условиям за счёт регулирования плотности, вязкости и состава реагентов.

Таким образом, внедрение описанной комплексной технологии позволяет преодолеть ключевой недостаток традиционных кислотных обработок – их неселективность – и является эффективным инструментом для интенсификации добычи и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождениях с неоднородными коллекторами. Перспективой дальнейших исследований может стать разработка цифровых моделей для более точного прогнозирования эффективности обработки и оптимизации параметров реагентов под конкретные условия пласта.

Список использованных источников:

1. Колганов В. И. Влияние трещиноватости карбонатных коллекторов на показатели их разработки при заводнении / В. И. Колганов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 51–54.
2. Семин Е. И. Особенности выработки запасов нефти из коллекторов с пониженной проницаемостью / Е. И. Семин, В. А. Казаков, В. Л. Андреев // Тр. ВНИИ. – 1993. – Вып. 115. – С. 30–40.
3. Желтов Ю. П. Исследование в области гидродинамики трещиноватых и литологически неоднородных пластов / Ю. П. Желтов // Теория и практика добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – С. 32–38.
4. Давыдов А. В. Разработка месторождений с карбонатными коллекторами: текущее состояние, проблемы, перспективы / А. В. Давыдов, А. В. Черницкий // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 3. – С. 18–21.
5. Тухтеев Р. М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев, Ю. В. Антипин, А. А. Карпов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68–70.
6. Маляренко А. В. Оптыно-промышленные испытания селективных водоизолирующих реагентов на основе кремнийорганических соединений / А. В. Маляренко, Ю. В. Земцов, А. С. Шапатин // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 2. – С. 60–64.
7. Сучков Б. М. Обработка призабойной зоны пластов, подстилаемых подошвенной водой / Б. М. Сучков, А. А. Зеленин // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 7. – С. 44–47.
8. Кочмар Ю. Д. Проектирование кислотной обработки поровых слабокарбонатных коллекторов / Ю. Д. Кочмар // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 33–35.
9. Попов И. П. Исследование эффективности испытаний объектов в коллекторах порово-трещинного типа / И. П. Попов // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 2. – С. 39–43.

УДК 622.276.1/.4

КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.М. Байрамалыев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-24-11)

Аннотация. Проблеме повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации. В условиях высокой обводненности продукции, снижения пластового давления и значительной доли трудноизвлекаемых запасов традиционные методы воздействия на пласт перестают давать ожидаемый результат. В работе рассмотрены основные геолого-физические особенности объектов разработки на поздней стадии, а также проанализированы современные подходы к выработке остаточных запасов. Особое внимание уделено комплексированию методов увеличения нефтеотдачи, включая применение полимерных составов с разной молекулярной массой и технологии повторного гидроразрыва пласта. На основе анализа промыслового опыта показано, что эффективность разработки в этот период определяется не отдельными мероприятиями, а их системным сочетанием с оптимизацией системы поддержания пластового давления и адресной работой с фондом скважин. Сделан вывод о необходимости перехода от сплошного воздействия к точечным, высокоточным технологиям, позволяющим вовлечь в разработку низкопроницаемые зоны и продлить рентабельный период эксплуатации месторождений.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, заключительная стадия разработки, коэффициент извлечения нефти, полимерное заводнение, полиакриламид, высокомолекулярный ПАА, низкомолекулярный ПАА, повторный гидроразрыв пласта, рефрак, выравнивание профиля приемистости, оптимизация заводнения, обводненность продукции.

UDC 622.276.1/.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DEVELOPING HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES AT THE FINAL STAGE OF FIELD DEVELOPMENT

A.M. Bayramalyev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-24-11)

Abstract. This article addresses the problem of improving the efficiency of oil field development at the final stage of production. Under conditions of high water cut, declining reservoir pressure, and a significant share of hard-to-recover reserves, traditional reservoir stimulation methods no longer yield the expected results. The paper examines the main geological and physical characteristics of development targets at the late stage and analyzes modern approaches to extracting remaining reserves. Special attention is paid to the integration of enhanced oil recovery methods, including the use of polymer compositions with different molecular weights and refracturing technology. Based on an analysis of field experience, it is shown that development efficiency during this period is determined not by individual measures, but by their systematic combination with optimization of the reservoir pressure maintenance system and targeted work with the well stock. The conclusion is made about the necessity of transitioning from widespread stimulation to pinpoint, high-precision technologies that allow low-permeability zones to be brought into development and extend the profitable production period of fields.

Keywords: hard-to-recover reserves, final stage of development, oil recovery factor, polymer flooding, polyacrylamide, high-molecular-weight PAA, low-molecular-weight PAA, refracturing.

Одним из ключевых элементов адаптивного управления становится применение полимерных составов, но не как разовая акция, а как часть постоянно действующей системы регулирования. Практика показывает, что эффективность полимерного заводнения напрямую зависит от того, насколько точно подобран реагент под текущее состояние пласта. В одной и той же нагнетательной скважине со временем могут меняться интервалы приемистости, и то, что работало полгода назад, сегодня может оказаться бесполезным. Поэтому все чаще применяются гибкие схемы, где закачка низкомолекулярных и высокомолекулярных составов чередуется в зависимости от показаний контрольных приборов и результатов гидродинамических исследований. Такой подход позволяет не просто выровнять профиль приемистости один раз, а поддерживать его в оптимальном состоянии на протяжении длительного периода.

Отдельного внимания заслуживает работа с добывающим фондом в условиях высокой обводненности. Традиционное представление о том, что скважину с обводненностью выше 90 процентов можно смело переводить в разряд малоперспективных, сегодня активно пересматривается. С помощью методов изоляции водопритоков, селективных изоляционных составов и повторных гидроразрывов с управляемой геометрией трещины удается возвращать такие скважины в рентабельный режим. Но важно понимать, что каждая такая операция должна быть обоснована не только геологическими данными, но и экономическим расчетом. В адаптивной системе управления решение о проведении того или иного мероприятия принимается не по графику, а по факту возникновения потребности, что требует высокой оперативности от всех служб.

Не менее значимым элементом является перестройка системы поддержания пластового давления. На поздней стадии классическое законтурное и внутриконтурное заводнение зачастую исчерпывает свои возможности. Все большее распространение получают методы нестационарного заводнения, когда закачка ведется циклически, с периодами остановок и сменой направления фильтрационных потоков. Такой режим позволяет задействовать капиллярные силы и упругую энергию пласта, что способствует вытеснению нефти из низкопроницаемых пропластков, которые при стационарной закачке

практически не работают. Причем эффективность циклического воздействия во многом зависит от того, насколько точно подобрана частота и амплитуда колебаний давления - параметры, которые определяются индивидуально для каждого участка.

Цифровизация сегодня становится не просто модным трендом, а необходимым инструментом адаптивного управления. Без качественной цифровой модели, которая постоянно обновляется по мере поступления новой информации, невозможно оперативно оценивать последствия тех или иных решений. На многих месторождениях уже внедрены системы, позволяющие в режиме, близком к реальному времени, отслеживать изменения приемистости нагнетательных скважин, динамику обводненности добывающих скважин и перераспределение фильтрационных потоков. Это дает возможность не только быстрее реагировать на возникающие проблемы, но и прогнозировать развитие ситуации на несколько шагов вперед, что особенно важно при планировании комплексов геолого-технических мероприятий.Опыт применения комплексных технологий адаптивного управления на ряде месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири показывает, что такой подход позволяет не только стабилизировать добычу, но и в ряде случаев обеспечить ее рост на фоне общего падения. Причем эффект достигается не за счет каких-то прорывных, дорогостоящих инноваций, а за счет более грамотного использования уже имеющихся ресурсов и методов. Важно, чтобы все звенья этой системы работали в связке: геологическое моделирование, промысловые исследования, подбор реагентов, операции на скважинах и постоянный экономический контроль.

Подводя итог, можно сказать, что поздняя стадия разработки предъявляет принципиально новые требования к управлению добычей. В этих условиях жесткие, раз и навсегда утвержденные схемы уступают место гибким, адаптивным подходам, где каждый шаг обоснован актуальными данными о состоянии пласта и скважин. Комплексное применение полимерных технологий, циклического заводнения, селективных изоляционных работ и повторного гидроразрыва, объединенных современной цифровой платформой, позволяет не только поддерживать добычу на рентабельном уровне, но и вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы, которые ранее считались нецелесообразными для выработки. Иными словами, адаптивное управление - это не просто набор методов, а системный подход, позволяющий продлить активную жизнь месторождения и получить максимальную отдачу от уже вложенных средств.

Список использованных источников:

1. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. - М.: Недра, 2021. - 452 с.
2. Обзор технологий заканчивания скважин на депрессии / И. А. Четвертнева, А. Ю. Абусал Юсеф, А. Д. Кондрашина [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 3(155). – С. 9-26. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-3-9-26.
3. Петров Н.А., Сидоров И.В. Эффективность повторного гидроразрыва пласта на поздней стадии разработки // Научно-технический вестник по добыче нефти. - 2024. - № 2. - С. 34–39.
4. Моделирование проницаемости карбонатных коллекторов с использованием инструмента двухпараметрического распределения и ML-инверсии / Ш. Х. Султанов, А. А. Махмутов, Р. У. Рабаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 12. – С. 26-29. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-12-26-29.
Аналитические исследования неустойчивости ствола при строительстве скважин в условиях зоны поднятий Мариб (Республика Йемен) / А. П. Чижов, А. М. Абдулла Абдулла, Р. Р. Газизов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 9-24. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-2-9-24.

УДК 622.276.1/.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

А.М. Байрамалыев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12дв-24-11)

Аннотация. Актуальные проблемы разработки месторождений нефти на заключительной стадии, характеризующейся высокой обводненностью продукции, снижением пластового давления и значительной долей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Представлен анализ геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение коэффициента извлечения нефти (КИН). Особое внимание уделено комплексированию методов увеличения нефтеотдачи (МУН), оптимизации системы заводнения и применению современных полимерных составов для выравнивания профиля приемистости. На основе промысловых данных показана эффективность предложенного подхода для месторождений, находящихся в поздней стадии эксплуатации.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, заключительная стадия разработки, коэффициент извлечения нефти, полимерное заводнение, гидроразрыв пласта, оптимизация фонда скважин.

UDC 622.276.1/.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF RECOVERING HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES AT THE FINAL STAGE OF FIELD DEVELOPMENT

A.M. Bayramalyev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12dv-24-11)

Abstract. Current problems of oil field development at the final stage, characterized by high water cut, declining reservoir pressure, and a significant share of hard-to-recover reserves (HTRR). An analysis of geological and technical measures aimed at increasing the oil recovery factor (ORF) is presented. Special attention is paid to the integration of enhanced oil recovery (EOR) methods, optimization of the waterflooding system, and the use of modern polymer compositions for injectivity profile control. Based on field data, the effectiveness of the proposed approach for fields in the late stage of development is demonstrated.

Keywords: hard-to-recover reserves, final stage of development, oil recovery factor, polymer flooding, hydraulic fracturing, well stock optimization.

Повышение эффективности разработки на завершающем этапе требует принципиального изменения подхода. Если на начальных стадиях основное внимание уделяется сплошному воздействию на пласт, то сегодня необходимо переходить к точечным, высокоточным технологиям. Опыт показывает, что весь комплекс мероприятий в таких условиях обычно строится вокруг трех ключевых направлений: это методы увеличения нефтеотдачи, оптимизация принятой системы разработки и, конечно, адресная работа с фондом скважин [1].

Одним из наиболее действенных способов борьбы с последствиями техногенной неоднородности, которая накапливается за десятилетия заводнения, считается применение полимерных составов. Закачка растворов полиакриламида с разной молекулярной массой позволяет решить сразу две задачи: избирательно заблокировать высокопроницаемые, уже промытые зоны и за счет этого увеличить охват пласта воздействием. На практике это выглядит следующим образом. В нагнетательных скважинах использование высокомолекулярного ПАА, с молекулярной массой более 10–15 миллионов, создает структурно-механическое сопротивление именно в крупных каналах. В результате поток закачиваемой воды перенаправляется в недренируемые зоны, которые раньше практически не работали. С другой стороны, низкомолекулярный полиакриламид проявляет себя как

эффективный стабилизатор глинистых частиц и диспергатор. Он предотвращает кольматацию призабойной зоны, что особенно важно в низкопроницаемых коллекторах, где любое ухудшение фильтрационных свойств критично[2].

Если подойти к вопросу комплексно и организовать последовательную закачку сначала низкомолекулярного, а затем высокомолекулярного ПАА, можно не только выровнять профиль приемистости, но и существенно снизить темпы роста обводненности продукции[3]. Правда, здесь есть один важный нюанс: предварительно необходимо провести качественные гидродинамические исследования, чтобы точно выявить интервалы с неоднородной проницаемостью. Без этого любой, даже самый современный состав может не дать ожидаемого эффекта.

Что касается гидроразрыва пласта, то этот метод по-прежнему остается ключевым инструментом интенсификации добычи. Однако на заключительной стадии разработки, когда фонд скважин уже выработан, а пласт серьезно обводнен, стандартный ГРП часто работает неэффективно. Основной риск здесь - уход трещины в обводненный интервал, что только усугубляет ситуацию. Поэтому сегодня акцент смещается в сторону технологий повторного гидроразрыва, так называемого рефрака, с применением отклонителей и проппантов нового поколения. Это позволяет не просто заново стимулировать приток, но и контролировать геометрию трещины, снижая риски прорыва воды[4].

Практика показывает, что максимальный эффект достигается не при разрозненном применении отдельных технологий, а при их комплексировании в рамках единой программы управления разработкой. Рассмотрим примерный алгоритм реализации такой программы на месторождении, находящемся в заключительной стадии разработки.

Таблица 1 – Комплексный план мероприятий и ожидаемые результаты

Этап	Мероприятие	Цель	Ожидаемый эффект
1	Детальное геологическое моделирование (уточнение геометрии промытых зон)	Выявление целей для воздействия	Повышение точности попадания в целики ТРИЗ
2	Применение низкомолекулярного ПАА в нагнетательных скважинах	Подготовка пласта, снижение фильтрационных сопротивлений в НПЗ	Увеличение приемистости в низкопроницаемых пропластках
3	Закачка высокомолекулярного ПАА + гелеобразующих составов	Выравнивание профиля приемистости, блокировка промытых зон	Снижение обводненности на добывающих скважинах на 5–15%
4	Проведение рефрака на добывающих скважинах с изоляцией обводненных интервалов	Интенсификация притока из недренируемых зон	Увеличение дебита нефти в 1,5–3 раза

Заключительная стадия разработки месторождений, вопреки распространенному мнению, вовсе не означает неизбежного угасания добычи. Скорее, это переход на качественно иной уровень управления запасами, когда привычные методы перестают работать и требуются принципиально иные подходы. Опыт последних лет показывает, что выработка трудноизвлекаемых остаточных запасов сегодня становится возможной за счет комплекса мер, и каждая из них вносит свой вклад в общий результат[5].

В первую очередь это касается методов увеличения нефтеотдачи, а именно применения полимерных составов с разной молекулярной массой. Если грамотно подобрать реагент под конкретные геологические условия, можно добиться адресного воздействия на низкопроницаемые зоны и одновременно заблокировать промытые каналы, по которым вода

бессмысленно циркулирует годами. Не менее важную роль играют технологии повторного гидроразрыва пласта. Сегодня они базируются на использовании современных материалов и усовершенствованных методах изоляции обводненных интервалов, что позволяет вернуть к жизни скважины, которые раньше считались бесперспективными.

Список использованных источников:

1. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. - М.: Недра, 2021. - 452 с.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАА и гелеобразующими системами // Нефтяное хозяйство. - 2023. - № 5. - С. 56–60.
3. Петров Н.А., Сидоров И.В. Эффективность повторного гидроразрыва пласта на поздней стадии разработки // Научно-технический вестник по добыче нефти. - 2024. - № 2. - С. 34–39.
4. Моделирование проницаемости карбонатных коллекторов с использованием инструмента двухпараметрического распределения и ML-инверсии / Ш. Х. Султанов, А. А. Махмутов, Р. У. Рабаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 12. – С. 26-29. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-12-26-29.
5. Строительство скважин монодиаметра: концепция или возможное будущее / А. Ю. Абусал Юсеф, Р. А. Исмаков, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 88-92. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-88-92.

УДК 622.276

КРИТЕРИИ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

Ю.В. Баянова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГР-22-11)

Аннотация. Рассмотрена технология проведения соляно-кислотной обработки в карбонатных коллекторах. Актуальность анализа обусловлена снижением продуктивности добывающих скважин вследствие кольматации призабойной зоны пласта, приводящей к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Проведен анализ взаимосвязи параметров проницаемости, пористости и эффективной нефтенасыщенной толщины и построен график соотношения возможных изменений проницаемости и пористости после кислотной обработки. Предложены критерии подбора скважин-кандидатов на основе эмпирического анализа изменений параметров проницаемости, пористости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта при помощи полиномиальной зависимости. Установлена полиномиальная зависимость изменений пористости от проницаемости.

Ключевые слова: критерии подбора скважин, соляно-кислотная обработка, призабойная зона пласта, проницаемость, пористость.

UDC 622.276

CRITERIA FOR THE SELECTION OF CANDIDATE WELLS FOR EFFECTIVE HYDROCHLORIC ACID TREATMENT

Yu.V. Bayanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-22-11)

Abstract. The technology of hydrochloric acid treatment in carbonate reservoirs is considered. The relevance of the analysis is due to a decrease in the productivity of producing wells due to coloration of the bottomhole zone of the reservoir, leading to a deterioration in the filtration and capacitance properties of the reservoir. The analysis of the relationship between the parameters of permeability, porosity and effective oil-saturated thickness is carried out and a graph of the ratio

of possible changes in permeability and porosity after acid treatment is constructed. Criteria for the selection of candidate wells are proposed based on an empirical analysis of changes in the parameters of permeability, porosity, and effective oil-saturated reservoir thickness using a polynomial dependence. A polynomial dependence of porosity changes on permeability has been established.

Keywords: well selection criteria, hydrochloric acid treatment, bottomhole formation zone, permeability, porosity.

Процесс эксплуатация нефтяных и газовых месторождений характеризуется постепенным естественным падением добычи нефти, не компенсирующимся обнаружением новых запасов за счет открытия новых месторождений. Данная ситуация уравновешивается путем увеличения степени извлечения нефти из изученных недр путем применения методов интенсификации добычи нефти. Распространенная причина снижения дебита является кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП), приводящая к снижению проницаемости среды, следственно к падению дебита. Поровое пространство загрязняется буровым раствор, осевшими солями, образованиями органических и неорганических отложений. В итоге, ухудшается гидродинамическая связь между пластом и скважиной, приводящая падению дебита нефти. Соляно-кислотной обработки (СКО) один из наиболее распространенных методов очистки карбонатных коллекторов. Так как соляная кислота растворяет известняки и доломиты, увеличивая проницаемость призабойной зоны. Суть метода связана с подачей раствора соляной кислоты на забой скважины под определенным давлением. Раствор проникает в имеющиеся в пласте поры и трещины, увеличивая их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Скважины, в которых не наблюдается загрязнение ПЗП и причиной падения дебита является совершенно иными, не подвергаются СКО вследствие нерациональности и отсутствия экономической целесообразности. Поэтому необходимо выделять критерии подбора скважин-кандидатов для эффективного проведения СКО. Соляно-кислотная обработка может применяться в нагнетающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные пласты любой толщины [1-4]. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины или скважины, в которых наблюдается падение дебита в процессе эксплуатации. Основной технологией является химическое взаимодействие соляной кислоты с карбонатными породами, где происходят следующие основные реакции при воздействии на известняк и на доломит соответственно:

$$2HCl + CaCO_3 = CaCl_2 + H_2O + CO_2 \quad (1)$$

$$4HCl + CaMg(CO_3)_2 = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + CO_2. \quad (2)$$

Хлористый кальций ($CaCl_2$) и хлористый магний ($MgCl_2$) хорошо растворяются в воде. Углекислый газ (CO_2) растворяется в воде под воздействие пластового давления. Продукты реакции не имеют необходимости в удалении из зоны пласта. Основными параметрами, характеризующими фильтрационно-емкостные свойства и особенности геологического строения карбонатного коллектора, являются: проницаемость (K), толщина пласта (h), пористость (m). При проведении СКО изменению подвергаются параметры проницаемости и соответственно пористость. Увеличение пористости и проницаемости происходит вследствие растворения карбонатного материала кислотой и формирования дополнительных каналов фильтрации. В различных геолого-технических условиях, величина изменения проницаемости и изменение пористости различна, варьируется в широких пределах. Для того, чтобы подобрать скважины-кандидаты для эффективного СКО, необходимо, чтобы изменение проницаемости и пористости в совокупности были значительными (то есть близки к максимуму). Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта принимается как величина, неизменная в процессе обработки, однако она определяет вертикальный охват воздействием кислоты. Чем больше толщина, тем больше интервалов перфорации вовлекается в работу, и тем значительнее может быть суммарный приток [5-7].

Согласно закону Дарси для притока к скважине, дебит жидкости (Q) прямо пропорционален проницаемости (K) и толщине пласта (h). Увеличение пористости напрямую слабо влияет на дебит, но косвенно, через рост проницаемости, является критическим фактором. Цель анализа – подобрать оптимальные значения диапазона изменений параметров проницаемости, пористости и толщины пласта, чтобы значение дебита возросло. Для оценки взаимосвязи между параметрами коллектора был проведен анализ зависимости проницаемости от пористости. На основе статистических данных построено поле распределения значений параметров и определена линия тренда (рисунок 1).

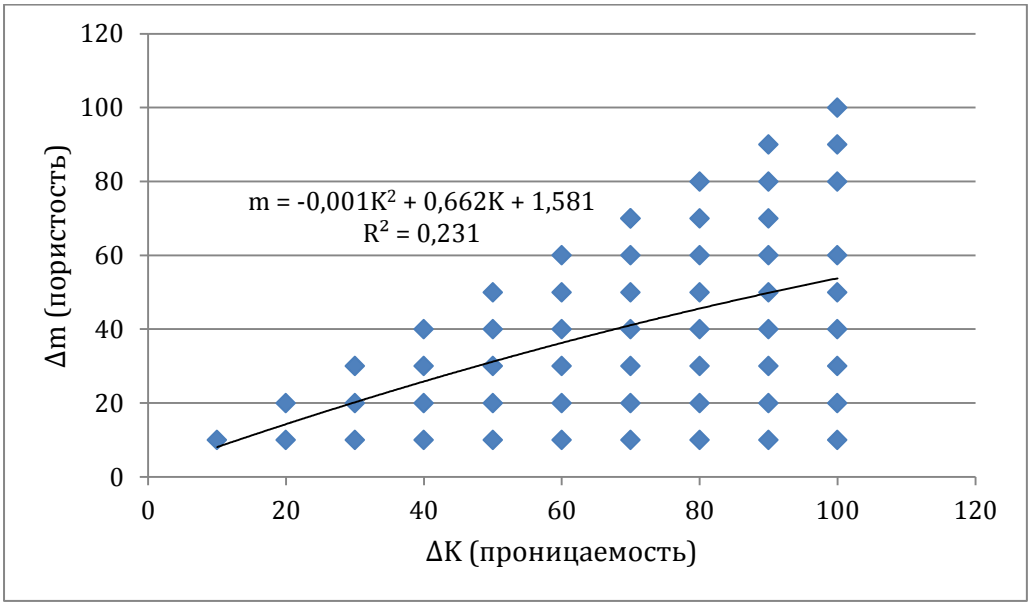


Рисунок 1 - График соотношения изменений проницаемости и пористости при СКО

Задано поле возможных сценариев изменения проницаемости и пористости в промежутках от 10% до 100% после СКО. Обработка соляной кислотой будет считаться эффективной, если на скважине, участвующей в мероприятии, совокупность изменения проницаемости и пористости будет максимально возможной для данной скважины. Анализ показал наличие полиномиальной зависимости между проницаемостью и пористостью, которая описывается выражением [8-10]:

$$m = -0.001K^2 + 0{,}662K + 1{,}581, \quad (3)$$

Коэффициент детерминации 0,231 указывает на умеренную корреляцию. Разброс данных велик, на пористость, помимо проницаемости, влияют и другие факторы. Однако общая тенденция прослеживается четко. Для проверки эффективности предложенной системы отбора был проведен анализ фактических результатов соляно-кислотных обработок на скважинах НГДУ «Туймазанефть». Цель анализа – подтвердить, что прирост дебита коррелирует с параметрами, заложенными в критерии отбора. Эффективность проведения солянокислотных обработок призабойно зоны скважин представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Эффективность проведения СКО в условиях НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	До СКО		После СКО		Дополнительная добыча, тонн
	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут	Обводнённость, %	
206ТШК	2,7	60,2	3,8	63	368
1478	0,6	10	1,7	16	379
1662	0,5	46	1,6	52	380
36УСТ	1,50	34,00	2,40	65,70	305
1652	0,40	17,00	1,70	26,00	450

Среднее	1,14	33,44	2,24	44,54	376

Данные таблицы демонстрируют прирост дебита по всем скважинам. Средний дебит увеличился с 1,14 до 2,24 т/сут, что подтверждает эффективность СКО как метода интенсификации. Наибольшая дополнительная добыча 450 тонн наблюдается на скважине «1652», начальный дебит которой был наименьшим (0,4 т/сут), что косвенно указывает на наличие кольматации в ПЗП, устраненной с помощью соляной кислоты. Таким образом, можно убедиться, что скважины со значительно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами являются наилучшими кандидатами для СКО.

На основе полученной зависимости сформированы критерии отбора скважин:

1. Потенциал изменений параметров K и m. Эффективность СКО определяется не столько абсолютными значениями K и m, сколько их процентным увеличением. Скважина является кандидатом, если прогнозируемое изменение попадает в зону высокой чувствительности уравнения тренда.
2. Эффективная нефтенасыщенная толщина. При прочих равных условиях, предпочтение отдается скважинам с большей эффективной толщиной. Соляная кислота охватывает больший интервал, что позволяет реализовать потенциал множества пропластков.

По результатам анализа формируется перечень скважин-кандидатов для проведения соляно-кислотных обработок. Применение предложенной системы отбора позволяет обоснованно подходить к выбору объектов для проведения кислотных обработок. В ходе исследования были рассмотрены параметры, влияющие на эффективность проведения соляно-кислотных обработок призабойной зоны пласта. Установлено, что распространенной причиной снижения дебита скважин является кольматация ПЗП, приводящая к ухудшению фильтрационных свойств коллектора, и что соляно-кислотная обработка является эффективным методом восстановления проницаемости карбонатных пород и повышения продуктивности скважин. Получена эмпирическая зависимость, которая позволяет косвенно оценить потенциал роста пористости от увеличения проницаемости.

Список использованных источников

1. Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения / Р. Ф. Якупов, Р. У. Рабаев, В. В. Мухаметшин [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № 4. – С. 97-106. – DOI 10.5510/ogp20220400788. – EDN XXORAI.
2. Yakupov, R. F. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir / R. F. Yakupov, V. S. Mukhametshin, K. T. Tyncherov // Periodico Tche Quimica. – 2018. – Vol. 15, No. 30. – P. 725-733. – EDN YBHYPR.
3. Features of localization of remaining oil in terrigenous reservoirs and potential for their recovery at the final stage of field development / V. Sh. Mukhametshin, L. Kuleshova, R. Yakupov [et al.] // II international scientific and practical conference “energy, ecologyand technology in agriculture” : E3S Web of Conferences, Khujand, 11–13 декабря 2023 года. Vol. 480. – PA COURTABOEUF: EDP SCIENCES, 2024. – P. 1018. – DOI 10.1051/e3sconf/202448001018. – EDN OJPDIH.
4. Валеев, Р. Ф. Цифровой инструмент расчета прогнозных начальных извлекаемых запасов нефти и коэффициента извлечения нефти / Р. Ф. Валеев, А. В. Козлов, Р. Ф. Якупов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 5. – С. 223-232. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-5-223-232. – EDN DFJHZX.
5. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения / Г. С. Ерохин, С. Р. Нуров, А. М. Вагизов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 7(100). – С. 44-48. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48. – EDN ARZSOG.

6. Изучение влияния геолого-технологических факторов на степень выработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, В. Н. Петров // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 12(289). – С. 15-19. – EDN VFGAVR.

7. Гилязетдинов, Р. А. Снижение рисков при разработке трудноизвлекаемых запасов жидких углеводородов с использованием комплексного анализа геолого-промысловых данных / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин // Известия Уральского государственного горного университета. – 2024. – № 1(73). – С. 106-113. – DOI 10.21440/2307-2091-2024-1-106-113. – EDN ZVUVHQ.

8. Using microbiological technology to increase oil recovery for terrigenous oil deposits / R. Gilyazetdinov, Z. Sagitova, D. Kobishcha [et al.] // II international scientific and practical conference “energy, ecologyand technology in agriculture” : E3S Web of Conferences, Khujand, 11–13 декабря 2023 года. Vol. 480. – PA COURTABOEUF: EDP SCIENCES, 2024. – P. 1012. – DOI 10.1051/e3sconf/202448001012. – EDN QHUNKZ.

9. Methodology for predicting the specific effectiveness of geological and technological measures aimed at increasing the coefficient of reservoir coverage by flooding / R. Gilyazetdinov, E. Voblikova, F. Sharipov [et al.] // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03028. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403028. – EDN UJTNIS.

10. Gilyazetdinov, R. Digital support and evaluation of the effectiveness of geological and technical measures based on artificial intelligence systems / R. Gilyazetdinov // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03038. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403038. – EDN OJWKWP.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕТОДОМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А.Ю. Блинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

И.Н. Минхайров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Л.Т. Рамазанов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Ю.В. Рафиков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

А.В. Голубков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. Актуальность работы определяется необходимостью повышения эффективности разработки месторождений, в том числе на поздней стадии, за счёт применения современных технологий, таких как многостадийный гидроразрыв пласта, успех которого напрямую зависит от точного выбора скважин-кандидатов и учёта накопленного опыта.

Ключевые слова: методы гидроразрыва пласта, геологические условия, карбонатные породы, поздняя стадия разработки, выбор скважин-кандидатов, проппант

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF DEPOSIT DEVELOPMENT BY HYDRAULIC FRACTURING

A.Y. Blinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
I.N. Minkhairov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
L.T. Ramazanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
Yu.V. Rafikov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)
A.V. Golubkov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. The relevance of this work is determined by the need to enhance the efficiency of field development, including at the late stage, through the application of modern technologies such as multistage hydraulic fracturing, the success of which directly depends on the accurate selection of candidate wells and the consideration of accumulated experience.

Key words: hydraulic fracturing methods, geological conditions, carbonate rocks, late-stage development, candidate well selection, proppant

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это метод увеличения притока нефти или газа к скважине путём создания в призабойной зоне пласта новых или расширения существующих трещин. Для этого под высоким давлением закачивается специальная жидкость, которая раскрывает трещины, а затем в них нагнетается песок, чтобы предотвратить их смыкание после снижения давления. Ключевым параметром является давление разрыва, которое на практике часто оказывается ниже теоретического горного давления из-за изменения напряжённого состояния пород вокруг скважины после бурения и возникновения пластических деформаций.

Гидравлический разрыв пласта эффективен при определённых свойствах коллектора. Целевые пласты должны отличаться неоднородным строением по простиранию, быть расчленёнными на пропластки, а также иметь надёжные и выдержанные по толщине литологические экраны. Экономическая целесообразность метода достигается при степени выработки запасов не выше 30 %, а также при наличии достаточной пластовой энергии и мощности, которые гарантируют окупаемость проведённых работ [1-2].

К применению технологии существуют важные ограничения. Её не рекомендуют использовать вблизи водонефтяных или газонефтяных контактов из-за риска ускоренного образования конуса воды или газа. Кроме того, метод экономически не оправдан в сильно истощённых пластах с малыми остаточными запасами или в изолированных нефтенасыщенных линзах небольшого объёма.

На практике применяют три основные схемы проведения операции. При однократном ГРП воздействию подвергаются все вскрытые скважиной пласты одновременно. Многократный ГРП предполагает последовательную обработку двух или более пропластков. Направленный (поинтервальный) гидроразрыв позволяет точечно воздействовать на один заранее выбранный пласт или пропласток [3-4].

При использовании технологии однократного ГРП в пределах одной вскрытой толщи также возможно формирование нескольких трещин. Это характерно для пластов со сложным строением, представленных чередующимися пропластками, когда давление разрыва достигает значений, близких к полному геостатическому. Однако целенаправленное создание нескольких трещин является задачей именно многократного гидроразрыва. Следует

отметить, что практика показывает низкую эффективность однократного ГРП, особенно в скважинах, где вскрыто два и более продуктивных горизонта.

Критическим условием для образования новых или раскрытия существующих трещин является превышение давления нагнетаемой жидкости над местным горным давлением. Процесс образования новой трещины фиксируется по характерному резкому падению устьевого давления на 3–7 МПа. В случае же раскрытия ранее существовавших трещин давление обычно остаётся стабильным или незначительно растёт. Об успешности операции в обоих сценариях свидетельствует значительный рост коэффициента приёмистости скважины – после проведения ГРП его увеличение в 3–4 раза считается минимальным критерием, позволяющим переходить к этапу закрепления трещин проппантом [5-8].

Для неглубоких скважин (до 900 метров) характерно формирование горизонтально ориентированных трещин гидроразрыва, тогда как на больших глубинах они приобретают вертикальное или близкое к вертикали направление. Развитие трещины происходит по плоскости, где сопротивление пород, определяемое величиной горного давления, является минимальным. Метод ГРП применим к большинству типов горных пород, за исключением пластичных, таких как глины и сланцы. Его цель заключается не только в восстановлении начальной продуктивности скважины, но и в её существенном увеличении.

Стандартная технология с использованием ньютоновских жидкостей предусматривает закачку в пласт относительно небольшого количества песка (порядка 5–10 тонн) с концентрацией 50–200 кг/м³ для фиксации трещин. Это позволяет повысить дебит нефтяных или газовых скважин, а также приёмистость нагнетательных скважин, в 2–3 раза, особенно в низкопроницаемых коллекторах с загрязнённой призабойной зоной.

Увеличение объёма песка до 20 тонн переводит операцию в категорию глубокопроникающего гидроразрыва (ГГРП). Это создаёт обширную фильтрационную поверхность, изменяет характер потока флюида от радиального к практически линейному и вовлекает в разработку изолированные зоны пласта. Длина таких трещин может достигать 100–150 метров при ширине 10–20 мм.

Более мощные модификации метода (МГРП) используют неньютоновские жидкости, например, гели. Их преимущества – высокая кажущаяся вязкость, сниженные гидравлические потери и повышенная способность удерживать закрепляющий агент, в роли которого часто выступает керамический проппант (концентрация до 1000 кг/м³). Это обеспечивает многократно большую проводимость широких закреплённых трещин по сравнению с результатами обычного ГРП.

Высокая проводимость трещин при мощном гидроразрыве (МГРП) обеспечивается, главным образом, за счёт использования повышенных концентраций проппанта (300–800 кг/м³) в гелевых жидкостях, в то время как общая масса закачиваемого закрепляющего материала может оставаться в пределах 6–20 тонн. Эффект от такого воздействия, выражающийся в росте дебита, сохраняется в среднем от полутора до трёх лет. Для разработки низкопроницаемых газовых коллекторов (проницаемостью до 0,001 мкм²) применяется технология массивного ГРП с использованием высоковязких гелей, позволяющая создавать трещины длиной до 1000 метров с объёмом проппанта до 300 тонн.

Данная технология является крайне капиталоёмкой, закладывается в смету на строительство скважины и может увеличивать её общую стоимость до 50 %, поскольку требует привлечения специализированной дорогостоящей техники. В отличие от этого, проведение обычного ГРП часто может быть осуществлено с применением отечественных материалов и оборудования (жидкостей, проппантов, пакеров, устьевой арматуры).

Экономический анализ показывает, что, несмотря на более скромный прирост добычи по сравнению с МГРП, стандартный гидроразрыв остаётся экономически конкурентоспособным благодаря значительно меньшим затратам. Эта технология, основанная на фильтрующихся жидкостях, формирует в пласте глубокие (50–100 м) узкие трещины (3–5 мм), простирающиеся в пределах продуктивного интервала. Такой подход минимизирует риски преждевременного оседания проппанта или «упаковки» трещины,

приводящей к неконтролируемому росту давления, а также позволяет избежать образования в стволе скважины значительной пробки из закрепителя. Таким образом, обычный ГРП характеризуется благоприятными технико-экономическими показателями, сопровождается меньшим количеством осложнений и сохраняет свою актуальность для широкого применения наряду с более сложными технологиями [9-10].

Освоение месторождений со сложным геологическим строением, сниженными фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов и наличием подошвенной воды часто требует применения современных технологий. Эффективным решением в таких условиях становится бурение горизонтальных скважин в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта. По мере увеличения длины горизонтального участка ствола, технология многоступенчатого и избирательного (селективного) ГРП становится ключевым инструментом для вовлечения в разработку всей вскрытой толщи пласта.

Учитывая ранее проведённые операции гидроразрыва через созданные порты, низкий текущий дебит скважины №110Г и её значительный потенциал для увеличения добычи, было принято решение о проведении повторного многостадийного ГРП по «слепой» технологии, адаптированной под возможности автономного месторождения. Программа работ предусматривала три основные стадии, на каждой из которых планировалось закачать по 70 тонн проппанта. Предварительно, перед главными этапами, для подготовки пласта выполнялась серия из трёх мини-ГРП. Их целью было заполнение наиболее выработанных интервалов и концентрация основного воздействия на наименее истощённый порт.

15 июля 2017 года были проведены начальные операции: заполнение скважины объёмом 5 м³ и последующее замещение (18 м³). По результатам анализа принято решение следовать программе мини-ГРП. В пласт было закачано 56 м³ жидкости разрыва с 2 тоннами проппанта фракции 20/40.

На основании данных, полученных после мини-ГРП, была выполнена коррекция программы основного этапа. В тот же день проведён основной гидроразрыв: с поверхности закачано 47 тонн проппанта, из которых в пласте разместилось 37 тонн, а 10 тонн остались в стволе скважины.

На 54-й минуте процесса, в момент закачки в пласт смеси с концентрацией проппанта 636 кг/м³, зафиксирован резкий скачок давления до 600 атмосфер, что потребовало немедленной остановки насосных агрегатов.

Таблица 1 – Результаты мини-ГРП

Параметр	План	Факт
Эффективность жидкости ГРП, %	45	74
Эффективное давление разрыва, атм	95	115
Пластовое давление по анализу Хорнера, атм	200	190

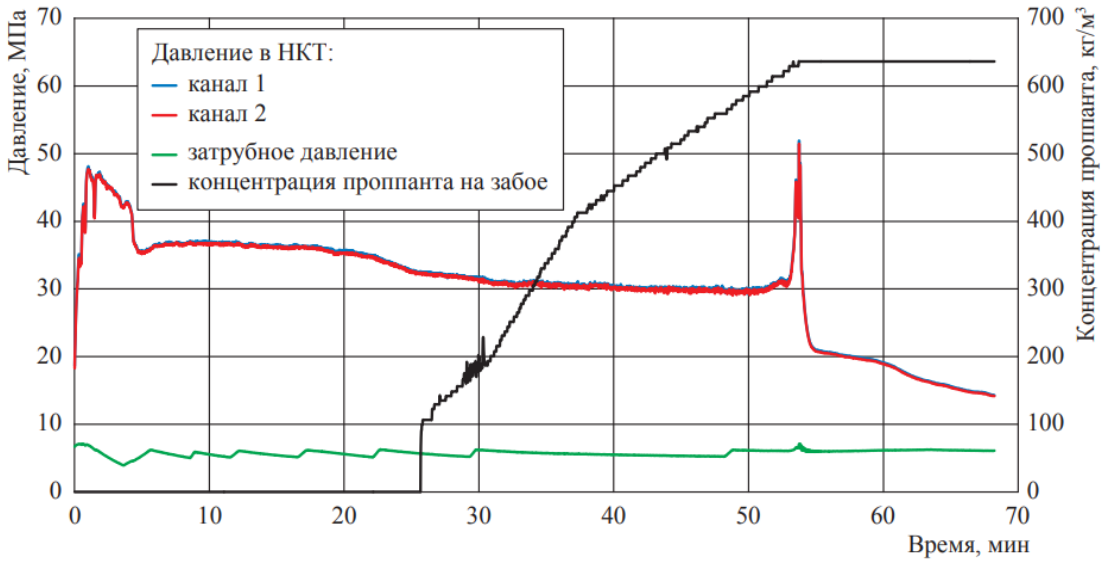


Рисунок 1 – График закачки для основного ГРП

Вероятной причиной внеплановой остановки процесса закачки при основном ГРП могло послужить одно из двух ключевых обстоятельств.

Во-первых, в пласте могла сформироваться разветвлённая сеть мелких трещин. Их геометрия не обеспечила достаточный раскрытый объём, необходимый для размещения проппанта в высокой концентрации (свыше 630 кг/м³). Это привело к быстрому пересыпанию и закупорке интервала входа в пласт.

Во-вторых, возможной причиной является фильтрация буферной жидкости через сеть ранее открытых портов ГРП. Это могло спровоцировать раскрытие лишь одной доминирующей трещины в одном из портов, параметры которой (в первую очередь ширина) оказались недостаточными для приёма запланированного объёма проппанта высокой концентрации, что и вызвало её преждевременное закупоривание (скрининг). Оба сценария ведут к резкому росту давления и необходимости аварийной остановки закачки.

Многостадийный ГРП применяется как способ повышения продуктивности и освоения горизонтальных скважин и ННС после бурения – для карбонатных и терригенных коллекторов.

На современной стадии разработки месторождения и в силу развития технологий, наиболее перспективными оказываются технологии МГРП.

Практические результаты показывают, что применение технологии однократного гидроразрыва малоэффективно, особенно в скважинах, вскрывших два и более пластов. Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости из поверхности, становится больше местного горного давления. МГРП необходимо для карбонатных пластов для создания разветвленной сети трещин и соединения в общий канал дренирования одновременно нескольких пропластков.

Сопоставление дебитов нефти по скважинам показано на рисунке 1.2. График зависимости накопления добычи нефти от количества месяцев представлен на рисунке 1.3.

В период с 2017 по 2020 годы было пробурено 31 горизонтальная скважина, в которых была применена технология многозонного гидроразрыва пласта (МГРП). В результате проведённых работ удалось достичь увеличения дебитов в среднем в 1.5 раза по сравнению с показателями горизонтальных скважин, где ГРП не применялся.

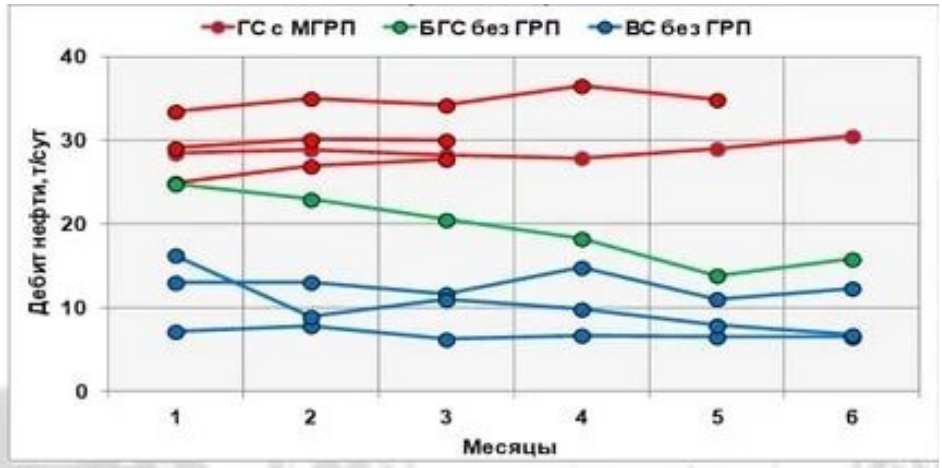


Рисунок 2 – Сопоставление дебитов нефти по скважинам

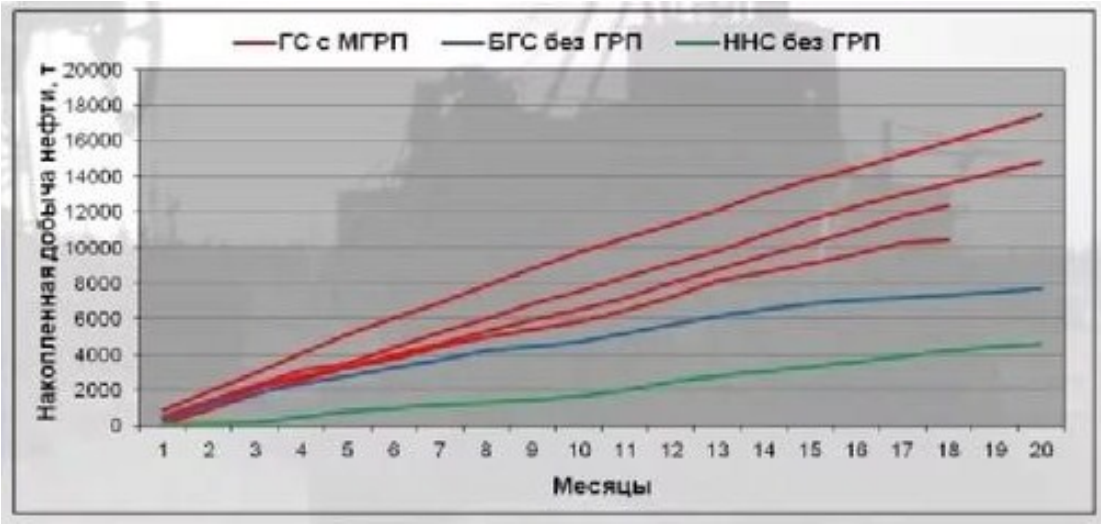


Рисунок 3 – График зависимости накопления добычи нефти от количества месяцев

Эффективная разработка залежей в карбонатных коллекторах опирается на проверенные методы, среди которых ключевое место занимает технология гидроразрыва пласта (ГРП). Для быстрого повышения эффективности освоения таких месторождений особенно актуальным становится применение её многостадийной модификации. Одной из первостепенных задач в области увеличения нефтеотдачи, оптимизации работы добывающих скважин и общей рентабельности проекта является целенаправленное улучшение фильтрационных характеристик пласта и его призабойной области. К важным геолого-физическим критериям успешности применения ГРП относятся: неоднородность коллектора по простиранию, сильная расчленённость на пропластки, наличие выдержанных по толщине и площади непроницаемых экранов, а также степень выработки запасов, не превышающая 30 %. Экономическая целесообразность проведения операции также напрямую зависит от достаточного запаса пластовой энергии и мощности продуктивного интервала.

Внедрение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) демонстрирует существенное превосходство в технологической эффективности над традиционным однократным ГРП, обеспечивая в среднем трёхкратный рост дебита скважин. Для повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов, особенно на поздней стадии, необходимо комплексное применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и геолого-технических мероприятий (ГТМ), в число которых входит и гидроразрыв пласта.

Ключевым фактором успеха является тщательный отбор скважин-кандидатов для проведения ГРП. Этот процесс должен основываться на всестороннем анализе имеющегося опыта, включая геолого-физические характеристики пласта, историю эксплуатации и результаты ранее выполненных операций. Такой подход позволяет максимально повысить результативность предлагаемых мероприятий.

Список использованных источников:

1 Голик В. И. Разработка месторождений полезных ископаемых: учебное пособие / В. И. Голик. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 136 с.

2 Шадымухамедов С. А. Справочное пособие для операторов по химической обработке скважин / С. А. Шадымухамедов. – Пермь: Электронные издательские системы, 2005. – 305 с.

3 Муравьёв И. М. Эксплуатация нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов/ И. М. Муравьев, А. П. Крылов. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 776 с.

4 Хужин М. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин осложненного фонда: дис. канд. техн. наук: 21.00.17/Хужин Марат Рафикович. – Уфа, 2015. – 92 с.

5 Козырев И. Н. Многостадийный разрыв пласта / И. Н. Козырев, В.В. Соловьев, П. Н. Зятиков // Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: сб. тр. IX науч. конф. – Томск: НИИ ПММ ТГУ 2016. – с. 413–414.

6 Мешков В. М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований / В. М. Мешков, Д. С. Шубенок // «Нефтяное хозяйство», № 7, 2008. – С. 110–112.

7 Кочетков Л. М. Применение «струйного» ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» Л. М. Кочетков [и др.] // Бурение и нефть, № 7, 2008. – С. 110–112.

8 Мингулов Ш.Г., Шипулин А.В., Горбатов В.Н. Ударно-импульсный гидроразрыв пласта // Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Межвуз. сб. научн. тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 244–249.

9 Justification for proppant concentration choice during hydraulic fracturing / A.V. Kochetkov, I.G. Fattakhov, L.S. Kuleshova, R.R. Stepanova, A.R. Safiullina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (XIV Russian Conference on Petroleum and Mining Engineering). – 2022. – Vol. 1021. – 012058. – P. 1–7. DOI:
10 1088/1755-1315/1021/1/012058 Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора / Э.Р. Агишев, Г.С. Дубинский, В.В. Мухаметшин, Р.Н. Бахтизин, В.Е. Андреев, Л.С. Кулешова, Т.Р. Вафин // SOCAR Proceedings. – 2022. –№ 4. – С. 107-116. DOI: 10.5510/OGP20220400789

УДК 553.9

СНИЖЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

М.Р. Галимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-11)

Е.Р. Нефедов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-12)

Аннотация. Одним из наиболее критических факторов, способных существенно снижать эксплуатационную надёжность добывающих скважин, является присутствие сероводорода в пластовой жидкости. Это соединение оказывает разрушающее воздействие не только на подземное оборудование, но и на наземные системы сбора, подготовки нефти и воды, ускоряя процессы коррозии и деградации материалов. Наиболее уязвимыми оказываются колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), которые входят в число наиболее ответственных элементов глубинного оборудования при механизированной добыче. Сквозная коррозия этих труб может полностью блокировать подачу жидкости с забоя, что делает эксплуатацию скважины невозможной без вмешательства специалистов. Для восстановления работоспособности привлекаются бригады подземного ремонта скважин (ПРС), выполняющие комплекс спуско-подъёмных операций, направленных на устранение последствий коррозионного разрушения и возобновление нормального функционирования системы добычи.

Ключевые слова: сероводород, скважина, подземный ремонт скважин, добываемая жидкость, глубинное оборудование, коррозия.

UDC 553.9

REDUCING THE RELIABILITY OF OIL PRODUCTION EQUIPMENT

M.R. Galimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-11)

E.R. Nefedov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-12)

Abstract. One of the most dangerous factors is the hydrogen sulfide content in the products of producing wells, which determines a significant decrease in the reliability of underground and above–ground equipment, communications systems for the collection and treatment of oil and water. The column of pumping and compressor pipes (TUBING), which are among the most important deep-well equipment used in the mechanized method of oil production, is particularly susceptible to corrosion, when the supply of extracted liquid stops as a result of through corrosion of the latter. To eliminate these consequences, underground well repair teams (PRS) are involved with mandatory descent and lifting operations.

Key words: hydrogen sulfide, well, underground well repair, produced fluid, deep equipment, corrosion.

Разнообразие эксплуатационных условий колонн насосно-компрессорных труб в пределах одного месторождения формирует широкий спектр факторов, приводящих к их отказам. Чаще всего повреждения НКТ проявляются в виде утечек и обрывов, что напрямую снижает дебит добываемых флюидов. Для выявления характера отказов и локализации критических участков был проведён анализ всех ремонтов, связанных с заменой труб. В течение последних пяти лет на ЧГМ было выполнено 1173 ремонта по ликвидации утечек НКТ, что составляет 18,7 % от общего объёма подземных операций на добывающих скважинах, при этом почти 40 % всех ремонтов пришлось на Юсуповскую площадь.

Анализ распределения по типу насосов показал, что на скважины с электроцентробежными насосами (ЭЦН) приходилось 68,5 % всех ремонтов, а на скважины с штанговыми глубинными насосами (ШГН) – 31,5 %. В диапазоне пяти лет количество ремонтов для ЭЦН варьировало от 117 до 214 случаев, тогда как для ШГН – от 52 до 90. При этом утечки чаще фиксировались по телу трубы (70,3 %), резьбовые соединения подвергались отказам в 29,3 % случаев, и лишь 0,4 % приходилось на муфтовые элементы.

За анализируемый период было проведено 363 ремонта с полной заменой НКТ. Наибольшая доля этих операций приходилась на скважины с интенсивной коррозией глубинного оборудования, эксплуатируемые ЭЦН, составляя около 68 % всех замен. Сравнительный анализ по ЦДНГ показал, что максимальное количество полных замен за пять лет наблюдалось на Юсуповской площади – 123 ремонта, что составляет примерно треть от общего числа операций по полной замене колонн.

Таблица 1 - Количество ПРС с полной заменой колонны НКТ

Вид эксплуатации	Количество ремонтов	% от общего числа ремонтов
ЭЦН	247	68
ШГН	116	32
Всего	363	

Для обоснованного выбора методов защиты от коррозии важно выявить закономерности её развития в зависимости от технологических и эксплуатационных условий. В качестве исследовательской базы были использованы скважины Юлдузовского участка Юсуповской площади, где наблюдаются повышенные коррозионные нагрузки.

Сероводород оказывает значительное влияние на ускорение электрохимической коррозии, выступая в качестве активного деполяризатора, однако критическую роль играют продукты его взаимодействия с железом – сульфиды железа. Осаждаясь на металлической поверхности, сульфиды железа создают мощные макрогальванические пары «железо – сульфиды железа», в которых металл трубы функционирует как анод. В таких условиях скорость коррозии может достигать 5 мм/год, а в отдельных случаях промышленной практики – до 20 мм/год.

В промысловой эксплуатации невозможно точно оценить влияние каждого фактора на надежность оборудования. Так, микробиологический компонент на аварийных скважинах Чекмагушевского региона показал, что наряду с нарушениями герметичности обсадных колонн за год фиксировалось 95 случаев коррозионного разрушения корпусов погружных

электродвигателей (ПЭД), что объясняется усилением электрохимической коррозии под воздействием блуждающих токов, возникающих от кабеля и самого ПЭД.

С ростом обводненности добываемой жидкости и увеличением концентрации сероводорода и сульфидов железа формируются отложения солей сложного состава на поверхности насосного оборудования, штанг и колонн НКТ, что приводит к преждевременным отказам и сокращению межремонтного периода. В скважинах с УЭЦН осложнения обусловлены конструктивными особенностями насосов, их расположением в стволе и повышенной агрессивностью флюида на поздних стадиях разработки.

Особенно часто наблюдаются засорения рабочих органов насосов механическими примесями, включая сульфиды железа, неорганические соли и частицы пород пласта. Это ускоряет износ оборудования и преждевременно выводит установки ЭЦН из эксплуатации, снижая межремонтный период. В ряде случаев засорение вызывало заклинивание вала, что составляет 4–6 % всех ремонтов, при этом такие насосы не подлежат восстановлению.

Постоянное присутствие коррозионно-активных компонентов – ионов солей, щелочей, кислот и водородных ионов – повышает хрупкость металла, диффундируя в структуру штанг и разрушая её на атомном уровне, снижая прочностные характеристики и ускоряя старение металла.

Анализ эксплуатационных данных выявил прямую зависимость скорости коррозии от концентрации сероводорода на скважинах Юлдузовского участка. Рисунок 1 демонстрирует, что рост концентрации сероводорода сопровождается ускорением коррозионных процессов и уменьшением ресурса оборудования, что требует особого внимания при планировании профилактических мероприятий и выборе материалов для насосного оборудования.

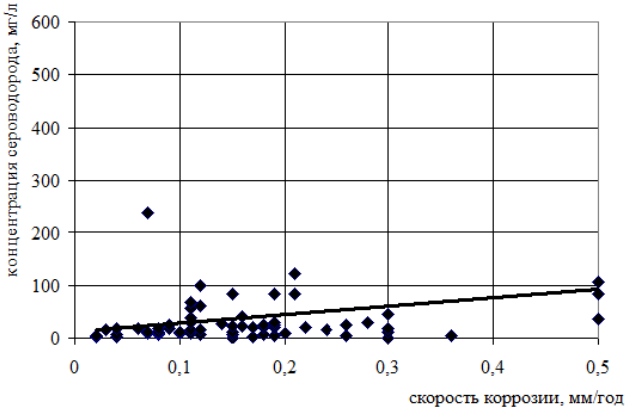


Рисунок 1 - Зависимость скорости коррозии от концентрации сероводорода

Комплексное исследование усталостной долговечности штанг в условиях химически агрессивной среды выявило фундаментальные причины снижения их предела усталости. Установлено, что поверхностно-активные компоненты, присутствующие в добываемой жидкости, осаждаются на металлической поверхности штанг, включая микроскопические трещины и дефекты. При циклическом воздействии нагрузки это препятствует восстановлению металлической кристаллической структуры, снижая сцепление между атомными связями и создавая зоны локальной концентрации напряжений. В этих участках инициируется ускоренный рост трещин, который значительно повышает вероятность разрушения штанги при стандартной эксплуатации. Анализ эксплуатационной статистики показал, что около четверти всех подземных ремонтов, выполненных в рамках обслуживания штанговых насосных установок, приходится на устранение последствий обрыва штанг, что подтверждается данными на рисунке 2.

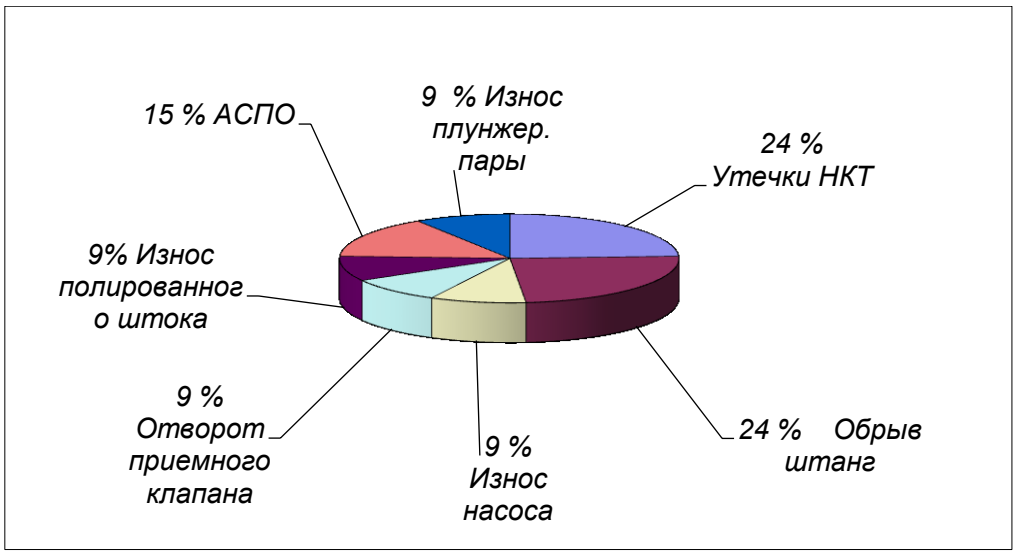


Рисунок 2 – Диаграмма отказов ШСНУ на Чекмагушевской группе месторождений

Эксплуатация штанговых глубинных насосов (УШГН) в условиях агрессивной газожидкостной среды сопровождается значительным ускорением коррозионного износа полированных штоков. На примере Юсуповской площади установлено, что за год потребовалось провести 28 ремонтов категории ТР4–5 для замены полированных штоков, при этом у 14% скважин срок наработки до отказа не превышал 365 суток. Такая динамика указывает на критическую зависимость долговечности оборудования от химического состава добываемого флюида, содержащего сероводород и сопутствующие соединения, способные активно разрушать металл на микроуровне.

Для минимизации коррозионного воздействия на внутрискважинные элементы целесообразно использовать комплексный подход. В первую очередь это предполагает применение материалов с повышенной устойчивостью к воздействию сероводородных и солевых соединений, адекватное проектирование конструкций штоков и насосных элементов с учётом прогнозируемых нагрузок и химической агрессивности среды. Наряду с этим следует внедрять мероприятия по подавлению биогенной активности сероводорода, предотвращению отложений солей и механических осадков, а также использовать современные ингибиторы коррозии, замедляющие электрохимические реакции разрушения металла и обеспечивающие продление межремонтного периода эксплуатации оборудования.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622.276.6

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ СОЛЯНО–КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА АЛЕКСАНДРОВСКОЙ ПЛОЩАДИ ТУЙМАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

А.А.Галимова-Сенаторова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр ГРЗ-20-14)

Аннотация. В статье рассматривается целесообразность проведения солянокислотных обработок (СКО) на скважинах Александровской площади, продуктивные горизонты которой приурочены к карбонатным отложениям Туймазинского месторождения. Актуальность обусловлена необходимостью извлечения остаточных запасов на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: Соляно-кислотная обработка, карбонатный коллектор, интенсификация добычи, призабойная зона пласта, Туймазинское месторождение, кольматация, АСПО, ингибиторы коррозии, ПАВ.

UDC 622.276.6

JUSTIFICATION OF METHODS OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF THE BOTTOM ZONE OF THE ALEKSANDROVSKAYA PLATE OF THE TUYMAZINSKOYE DEPOSIT.

A.A. Galimova-Senatorova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-14)

Abstract. The article considers the expediency of carrying out hydrochloric acid treatments at the wells of Alexandrovskaya Square, the productive horizons of which are confined to the carbonate deposits of the Tuimazinsky deposit. The relevance is due to the need to extract residual reserves at the final stage of development.

Keywords: Hydrochloric acid treatment, carbonate reservoir, intensification of production, bottom-hole formation zone, Tuimazinskoye field, colmatation, AFS, corrosion inhibitors, surfactants.

Александровская площадь, входящая в структуру Туймазинского нефтяного месторождения, относится к числу наиболее длительно эксплуатируемых и выработанных объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Геологический разрез участка приурочен к карбонатным формациям палеозойского возраста, что определяет специфику его строения и фильтрационных характеристик [2].

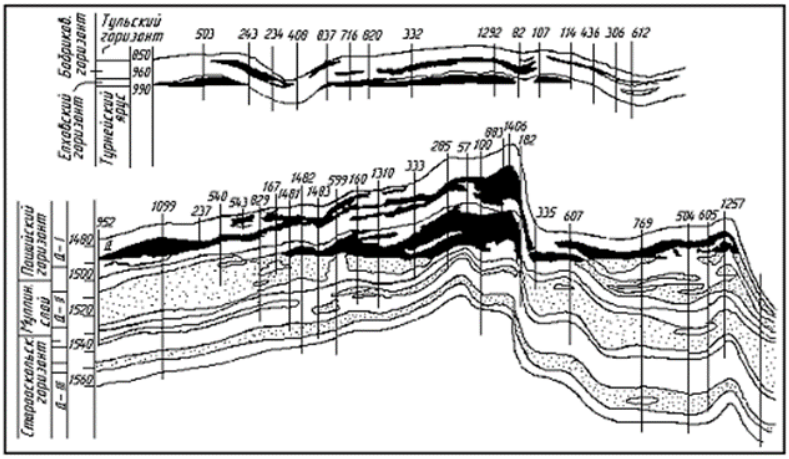


Рис. 1. Геологический профиль Туймазинского месторождения.

Продуктивная толща сложена преимущественно известняками, в различной степени преобразованными процессами доломитизации. Это обусловливает выраженную неоднородность породного комплекса и повышенную восприимчивость к кислотному воздействию [6]. В настоящее время промышленная разработка охватывает пласты бобриковского горизонта, индексируемые как Д1, Д2, Д3 и Д4. Песчаные коллекторы пластов Д1 и Д2 демонстрируют сравнительно узкие интервалы изменения пористости: для Д1 характерны значения 20–23%, для Д2 — 20–22%, при этом средний показатель для обоих пластов составляет 21,5%. Наряду с относительной стабильностью емкостных параметров, коллекторы в целом отличаются ярко выраженной гетерогенностью, обусловленной развитием естественной трещиноватости, карстовых полостей и кавернозных зон, формирующих участки с контрастными фильтрационными свойствами [2]. Указанные особенности создают благоприятные предпосылки для применения методов химической обработки, поскольку обеспечивают проникновение реагентов в проблемные зоны и восстановление нарушенных путей фильтрации [1].

Многолетний период эксплуатации месторождения, превышающий полвека, закономерно сопровождался аккумуляцией в призабойной зоне пласта комплекса техногенных загрязнений разнообразной природы. В их составе присутствуют твердые частицы буровых растворов, внедрившиеся в поровое пространство и сформировавшие устойчивые механические пробки; высокомолекулярные углеводородные соединения, образующие гидрофобные пленки на поверхности пор и ухудшающие смачиваемость коллектора; солевые отложения, кристаллизующиеся из высокоминерализованных пластовых вод; а также продукты коррозионного разрушения металлоконструкций, представленные преимущественно оксидами железа [5]. Совокупное воздействие перечисленных факторов обусловливает существенное падение продуктивности скважин — в среднем на 50–80%, что переводит значительную часть эксплуатационного фонда в категорию нерентабельных объектов [3]. В сложившихся условиях применение солянокислотной обработки представляет собой технологически обоснованное решение, позволяющее не только элиминировать накопленные загрязнения, но и существенно модифицировать структуру порового пространства за счет растворения карбонатной матрицы [1].

Эффективность солянокислотной обработки базируется на специфике химического взаимодействия соляной кислоты с карбонатными минералами, слагающими породы-

коллекторы [1]. Основные реакции описываются следующими стехиометрическими уравнениями:

$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \uparrow$

$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2 \uparrow$

Продуктами данных экзотермических превращений выступают хлориды кальция и магния — соединения, обладающие высокой растворимостью в водной среде, благодаря чему они эффективно удаляются из пласта в процессе последующего освоения скважины, не провоцируя вторичного засорения поровых каналов [5]. Рациональная концентрация кислотного агента находится в интервале 10–15%, что позволяет достичь оптимального соотношения между скоростью реакции, глубиной проникновения реагента и степенью воздействия на оборудование [1]. При нагнетании в гетерогенную карбонатную среду кислота не ограничивается поверхностным растворением, а инициирует формирование разветвленной системы так называемых червеобразных каналов протяженностью от 0,5 до 3 метров [2]. Указанные искусственные проводники характеризуются проницаемостью, в десятки раз превышающей исходные значения, что позволяет эффективно обойти загрязненную призабойную зону и восстановить гидродинамическую связь между удаленными участками пласта и стволом скважины [8].

Рабочая жидкость для проведения солянокислотной обработки представляет собой многокомпонентную композицию, включающую комплекс специализированных функциональных добавок [5]. Ингибиторы коррозии обеспечивают защиту металлических поверхностей оборудования на уровне 95–98%, минимизируя износ обсадных колонн и насосно-компрессорных труб [1]. Поверхностно-активные вещества в концентрации 0,5–2% снижают межфазное натяжение на границах раздела фаз «нефть–кислота» и «кислота–порода», интенсифицируя процессы проникновения и выноса продуктов реакции [5]. Стабилизаторы железа предотвращают образование труднорастворимых соединений, замедлители реакции увеличивают глубину обработки, а деэмульгирующие компоненты препятствуют формированию стойких водонефтяных эмульсий [5]. Применение таких комплексных составов позволяет повысить эффективность обработки на 25–40% по сравнению с использованием базовых растворов и обеспечить устойчивый положительный эффект продолжительностью от полугода до полутора лет [2].

Повреждения призабойной зоны отличаются многообразием проявлений и требуют дифференцированного подхода к их устранению [3]. Механическая кольматация, обусловленная инвазией твердой фазы буровых растворов, ликвидируется посредством комбинации забойных кислотных ванн и пульсирующих нагнетаний под контролируемым давлением, что позволяет восстановить до 60–75% исходной проницаемости [1]. Солевые отложения, в составе которых преобладают сульфатные соединения кальция и бария, устраняются с использованием двухстадийной технологии: на первом этапе осуществляется хелатирование с переводом труднорастворимых сульфатов в растворимые карбонатные формы, на втором — непосредственно кислотная обработка, предотвращающая повторную кристаллизацию [7].

Асфальтосмолопарафиновые отложения формируют на поверхности порового пространства устойчивый гидрофобный слой, существенно затрудняющий фильтрацию углеводородов. Их удаление эффективно достигается применением ароматических растворителей (толуол, ксилол или их смеси) в комбинации с поверхностно-активными веществами, обеспечивающими эмульгирование и мобилизацию органических агломератов. Наибольшую технологическую сложность представляют железистые соединения, поскольку при снижении кислотности среды трехвалентное железо гидролизуется с образованием гелеобразного гидроксида $Fe(OH)_3$, необратимо блокирующего микроканалы. Предотвращение данного процесса достигается введением эффективных комплексообразователей — этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) либо лимонной кислоты, которые формируют химически стабильные растворимые комплексы, сохраняя поровое пространство открытым на протяжении всего технологического цикла [5].

Для преодоления негативного влияния гетерогенности пластового строения, при котором кислотный раствор преимущественно устремляется в высокопроницаемые интервалы, разработаны и применяются специальные технологические приемы. К их числу относятся пенокислотные композиции с газированной эмульсией ($HCl + ПАВ + N_2 / CO_2$), создающие селективный вязкий барьер в промытых зонах; вязкоупругие диверсионные составы, изменяющие реологические свойства в зависимости от скорости сдвига; циклическое нагнетание с технологическими паузами, обеспечивающее выравнивание фронта воздействия; поинтервальная обработка с применением пакерующих устройств для секционной изоляции. Использование указанных технологий позволяет увеличить коэффициент охвата пласта на 40–60% и обеспечить равномерное распределение эффекта по всей мощности продуктивного разреза [2].

К числу основных операционных рисков при проведении солянокислотных обработок относятся неконтролируемые утечки агрессивного реагента и вероятность его проникновения в пресноводные горизонты [3]. Система профилактических мер включает применение полностью герметизированного оборудования с дублирующими контурами уплотнения, обустройство бетонной обваловки площадок хранения химических реагентов, оснащение автоматизированными запорными клапанами и создание аварийного резерва нейтрализующих составов (гидроксид кальция, кальцинированная сода) [3]. Отработанные технологические растворы, содержащие хлориды различных металлов и остаточные углеводороды, подвергаются поэтапной нейтрализации до достижения pH 7–8, коагуляции взвешенных частиц и последующей утилизации путем закачки в специально отведенные поглощающие горизонты, нагнетания в систему поддержания пластового давления либо вывоза на лицензированные полигоны промышленных отходов в строгом соответствии с требованиями российского природоохранного законодательства [5].

Солянокислотная обработка зарекомендовала себя в качестве хорошо изученной и многократно апробированной технологии интенсификации притока в карбонатных коллекторах Туймазинского месторождения, что подтверждается значительным объемом накопленного промыслового опыта [1]. Применение современных многокомпонентных составов обеспечивает формирование разветвленной сети высокопроводящих каналов и гарантирует прирост продуктивности скважин в диапазоне 50–200%. Использование диверсионных и пеногенерирующих методик позволяет достичь равномерного охвата пласта и максимально реализовать добывной потенциал каждой скважины [2]. Реализация солянокислотных обработок на Александровской площади представляет собой научно и экономически обоснованное решение, позволяющее восстановить продуктивность значительной части эксплуатационного фонда, сократить удельные эксплуатационные затраты и продлить период рентабельной разработки месторождения на несколько[4].

Список литературы

1. Блажевич В.А. Солянокислотные обработки скважин: теория и практика / В.А. Блажевич, Е.Н. Уметбаев. — Уфа: БашНИПИнефть, 2015. — 312 с.

2. Газизов А.Ш. Интенсификация добычи нефти в карбонатных коллекторах / А.Ш. Газизов, Р.С. Хисамов. — М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2019. — 276 с.

3. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в добыче нефти и методы их устранения / Н.Г. Ибрагимов, А.Ш. Сыртланов. — Уфа: УГНТУ, 2017. — 328 с.

4. Муслимов Р.Х. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Х. Муслимов. — Казань: Изд-во Казанского университета, 2020. — 412 с.

5. Саттаров М.М. Справочник нефтепромыслового химика / М.М. Саттаров, Р.Н. Дияшев. — М.: Недра, 2017. — 512 с.

6. Сучков Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б.М. Сучков. — М.: Недра, 2015. — 356 с.

7. Тронов В.П. Механизм образования солевых отложений и методы борьбы с ними / В.П. Тронов. — Казань: Фэн, 2018. — 284 с.

8. Уметбаев В.Г. Геолого-технологические мероприятия при разработке нефтяных месторождений / В.Г. Уметбаев. — Уфа: УГНТУ, 2019. — 398 с.

УДК622.276

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА И РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) НА ОРЕХОВО-ЕРМАКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Р.И. Галлямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ 20-14)

Аннотация. На Орехово-Ермаковском месторождении проблема попутного нефтяного газа рассматривается не изолированно, а в прямой связи с экономикой добычи. В центре статьи находятся возможные способы его утилизации, сопоставленные применительно к условиям данного объекта. Исходным материалом для такого рассмотрения служат действующие технологические решения и пределы их адаптации к параметрам месторождения. Далее последовательно разбираются существующие подходы к утилизации попутного нефтяного газа, после чего предлагается программа его использования, включающая расчетные данные. Через эту программу уточняется, какие именно варианты могут быть реализованы на Орехово-Ермаковском месторождении и в какой мере они соотносятся с задачей повышения экономической эффективности нефтедобычи. Полученные результаты затем используются при разработке комплексной системы утилизации.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, экономическая эффективность, месторождение, оценка потенциала, программа.

UDC 622.276

ASSESSMENT OF POTENTIAL AND DEVELOPMENT OF ASSOCIATED GAS UTILIZATION PROGRAM AT OREKHOVO-YERMAKOVSKOYE FIELD

R. I. Gallyamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ 20-14)

Abstract. At the Orekhovo-Ermakovskoye field, the problem of associated petroleum gas is not considered in isolation, but in direct connection with the economics of production. In the center of the article are possible ways of its disposal, compared with the conditions of this facility. The source material for such consideration is the existing technological solutions and the limits of their adaptation to the parameters of the deposit. Next, the existing approaches to the utilization of associated petroleum gas are consistently analyzed, after which a program for its use is proposed, including calculated data. This program clarifies exactly which options can be implemented at the Orekhovo-Ermakovskoye field and to what extent they relate to the task of increasing the economic efficiency of oil production. The results obtained are then used in the development of a comprehensive recycling system.

Keywords: associated petroleum gas, utilization, economic efficiency, deposit, potential assessment, program.

На Орехово-Ермаковском месторождении попутный нефтяной газ, выделяющийся при добыче нефти, при отсутствии системы полезного использования может направляться на факельное сжигание. В этой ситуации одновременно теряется энергетически и химически значимое сырье и возрастает нагрузка на окружающую среду. При стабильной нефтедобыче месторождение располагает заметным объемом такого ресурса: ежегодно извлекается около 15 млн м³ газа [1].

Исследование сосредоточено на оценке направлений его вовлечения в хозяйственный оборот и на выработке последовательности действий, ориентированной на повышение экономической результативности. Состав добываемого газа включает метан – 87 %, этан – 8

%, пропан-бутановую фракцию – 5 % [2]. Потенциальная экономическая выгода определялась по модели:

$$Eutil = Vgas * \cdot k \cdot * Cgas$$

где E_{util}– потенциальная экономическая выгода, V_{gas}– объем газа, k – коэффициент утилизации, C_{gas} – стоимость 1 м³ газа.[1].

Набор доступных технологических решений в нефтедобыче достаточно широк. Один из наиболее распространенных вариантов связан со сжатием газа и его дальнейшей подачей в горелочные устройства либо котлы. В таком случае попутный газ используется для получения тепла и пара, необходимых производству; при этом уменьшается потребность в более дорогих энергоносителях и сокращаются выбросы углекислого газа. Другой путь – производство сжиженного природного газа, что особенно актуально для удаленных месторождений, где транспортировка и хранение топлива в сжиженном состоянии приобретают практическое значение. Помимо логистических преимуществ, сжижение создает предпосылки для последующей переработки сырья в химической промышленности. Рассматривается и выработка электроэнергии на газовых турбинах непосредственно на месторождении: здесь попутный газ становится элементом собственной энергетической схемы объекта, а объемы факельного сжигания уменьшаются. Более технологически сложным остается химическое направление, при котором побочный газ переводится в ценные углеводородные продукты и используется как сырье для химического производства [2].

Таблица 1. – Основные показатели ПНГ

Показатель	Значение
Объем ПНГ, млн м³	15
Метан, %	87
Этан, %	8
Пропан-бутан, %	5

В таблице 1 представлены количественные и качественные характеристики попутного нефтяного газа, добываемого на Орехово-Ермаковском месторождении. Годовой объем добычи газа достигает 15 миллионов кубических метров. Этот показатель свидетельствует о потенциале данного ресурса и указывает на перспективные направления его переработки и использования, в том числе в энергетическом и химическом секторах.

При таком сочетании характеристик газ не выглядит случайным побочным продуктом. Высокая доля метана указывает на значительную теплотворную способность и делает ресурс пригодным для генерации электрической и тепловой энергии. Этан, присутствующий в умеренном количестве, представляет интерес для химической переработки. Пропан и бутан, хотя их суммарная доля невелика, относятся к компонентам сжиженного нефтяного газа и могут отделяться как топливо либо как химическое сырье. Именно такой состав – с доминированием метана и присутствием более тяжелых углеводородов – допускает не одну схему использования, а несколько, в том числе комбинированные [3].

Отсюда возникает и практический выбор. Для Орехово-Ермаковского месторождения предпочтительной выглядит не изолированная, а комбинированная стратегия, основанная на компрессии газа и его последующем применении в газотурбинных установках для производства электроэнергии. В этой конфигурации соединяются несколько задач: уменьшение экологических рисков, сокращение потерь сырья, покрытие собственных энергетических потребностей месторождения, более рациональная экономика добычи. При этом техническая реализация возможна непосредственно на промысловом объекте; затраты на монтаж и обслуживание оцениваются как умеренные, а сама система допускает настройку под изменяющиеся объемы ПНГ.

Программа действий в отношении попутного газа строится поэтапно. Сначала требуется непрерывное получение фактических данных о добыче: учитываются объемы, компонентный состав, сезонная динамика. На этом же этапе выявляются зоны, где вероятны утечки углеводородов. Для измерений предполагается использование газоанализаторов и автоматизированных систем учета – без такого массива наблюдений последующие технические решения оказываются недостаточно обоснованными. Затем разрабатывается схема компрессии и транспортировки. Необходимы план размещения компрессорного оборудования, конфигурация газопроводной сети, подбор регулирующей арматуры. Сжатие повышает давление газа, уменьшает его объем и подготавливает поток к подаче на газовые теплоэлектростанции; отдельно учитываются надежность элементов, возможность наращивания мощности и эксплуатационные затраты.

Следующий узел программы – строительство газовой ТЭЦ мощностью 5 МВт. Топливом для турбин служит предварительно сжатый попутный газ. Получаемая электроэнергия может потребляться самим месторождением либо передаваться в близлежащие сети. Выбор мощности 5 МВт связан с соотношением капитальных и текущих расходов, с одной стороны, и расчетного объема доступного газа – с другой. Завершающий этап относится уже не к строительству как таковому, а к контролю и экономической оценке: вводятся процедуры мониторинга, сопоставляются инвестиции в оборудование и затраты на обслуживание, отслеживается экономия, возникающая за счет снижения потерь ПНГ и собственной генерации электроэнергии.

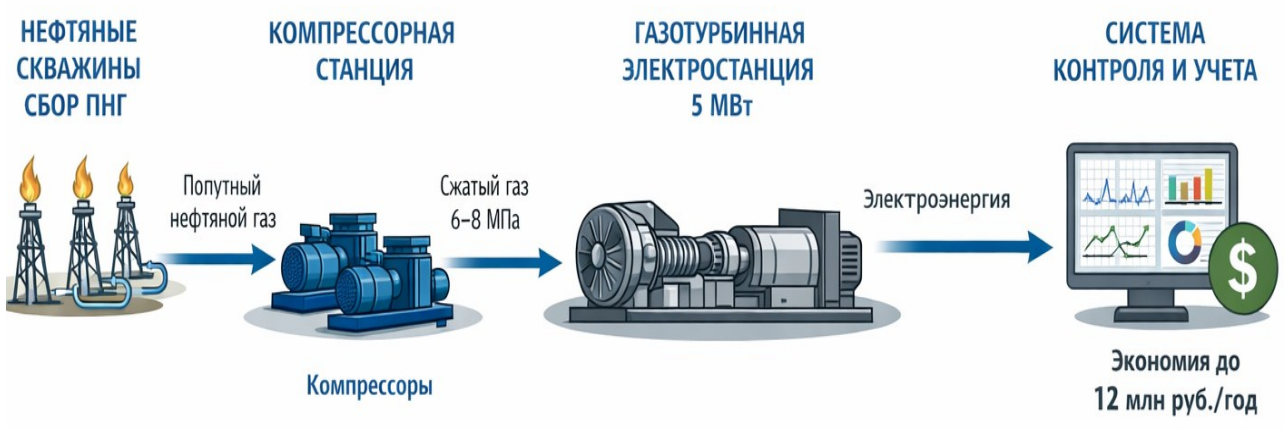


Рисунок 1. Схема утилизации ПНГ

Схема утилизации ПНГ на месторождении представлена как интегрированная система. Газ собирается непосредственно от нефтяных скважин и поступает на центральную компрессорную станцию. После этого он сжимается до рабочего давления 6–8 МПа; такой диапазон нужен для транспортировки с минимальными потерями и для последующей подачи в генераторную турбину. Далее сжатый газ используется в газотурбинной установке мощностью 5 МВт, а выработанная энергия идет на покрытие потребностей Орехово-Ермаковского месторождения. За эксплуатационными параметрами следит автоматизированная система мониторинга, которая регистрирует расход нефтяного газа (GAP), потребление газа и объем добычи [5, 6].

Экономическая оценка программы опирается на следующие исходные данные:

- Объем добываемого ПНГ: V_{gas}=15 млн м³/год
- Коэффициент утилизации: k=0,8 (80% газа используется)
- Энергетическая ценность ПНГ: Q=34,5 МДж/м³
- КПД газотурбинной установки: η=35%
- Стоимость 1 МВт·ч электроэнергии: C_{el}=4000 руб [1,2].

Расчет годовой выработки электроэнергии:

$$Eel = Vgas \cdot * k \cdot * Q *\cdot \eta$$

Подставляем значения:

$$Eel = 15{,}000{,}000 * 0{,}8 * 34{,}5 * 10^6 Дж * 0{,}35$$

Экономический эффект:

$$C_{экономия} = Eel * Cel = 40{,}200 \cdot 4000 \approx 160{,}8 млн\ руб./год$$

Расчеты, выполненные для Орехово-Ермаковского месторождения, показывают, что при достижении уровня утилизации попутного нефтяного газа 80 % ежегодное снижение затрат может составить около 12 млн рублей. В производственной логике месторождения это означает иной режим обращения с побочным газом: не факельное уничтожение ресурса, а включение его в энергетическую схему объекта. На этом фоне экологические риски выглядят менее выраженными, а экономическая отдача – более устойчивой [5].

Комплексная система утилизации ПНГ, предусматривающая сбор, компрессию и последующее использование газа в газотурбинных установках, меняет характер производственного процесса и с экологической, и с экономической стороны. Объемы сжигания газа в факелах сокращаются, а вместе с ними – выбросы парниковых газов и негативное воздействие на окружающую среду. Программа, охватывающая мониторинг, проектирование, техническое оснащение и внедрение автоматизированных средств учета и управления, удерживает процесс под постоянным контролем. Это особенно заметно при колебаниях добычи и изменениях физико-химических характеристик газа, когда устойчивость системы зависит уже не только от выбранной технологии, но и от точности наблюдения за ней [6].

Для самого месторождения подобная организация обращения с попутным нефтяным газом связана сразу с несколькими практическими результатами: уменьшается экологическая нагрузка, ресурс используется более рационально, экономика добычи приобретает дополнительную опору, эксплуатационная стабильность объекта выглядит менее зависимой от внешних энергетических поставок. Предложенные решения, с учетом их технологической структуры, могут рассматриваться и применительно к другим нефтегазовым проектам, где задача устойчивого развития отрасли напрямую связана с утилизацией ПНГ.

Список использованных источников:

1. Едер Л. В., Проворная И. В., Филимонова И. В. Проблемы рационального использования попутного нефтяного газа в России // География и природные ресурсы. – 2019. – Т. 40, № 1. – С. 9-14.
2. Иванов А., Стриженок А., Супрун И. Экологическое и экономическое обоснование утилизации попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях РФ // Геология и геофизика Юга России. – 2020. – № 2. – С. 45-53.
3. Манукян М. М. Анализ существующих технологий переработки попутного нефтяного газа в России // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2022. – Т. 13, № 3. – С. 22-28.
4. Марков Д. П. Утилизация попутного нефтяного газа // APNI.ru. – 2025. – С. 5-12.
5. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа в России // Нефтегаз. – 2025. – № 10. – С. 34-41.
6. Разбойников А. А., Барсуков Н. С. Метод определения способа утилизации попутного нефтяного газа // Переработка. – 2019. – № 3. – С. 25-32.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМА ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ НА ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.И. Гарифуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
А.З. Ишметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)

Аннотация. Одним из факторов осложнений в процессе добычи является солеобразование. В наибольшей степени этому процессу подвержено нефтепромысловое и погружное оборудование, а также оборудование в призабойной зоне пласта. Это приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств, падению проницаемости, кольматации поровых каналов трещин и каверн резервуара, что негативном образом отражается на параметрах работы добывающих скважин, ведет к снижению продуктивности и преждевременному выходу из строя глубинно-насосного оборудования.

Ключевые слова: добыча, нефть, солеотложение, скважина, месторождение, осложнение, призабойная зона пласта, оборудование.

UDC 622.276

THE PROBLEM OF INORGANIC SALTS DEPOSITS ON THE SURFACE OF OIL FIELD EQUIPMENT IN THE EASTERN SURGUT FIELD

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

A.Z. Ishmetov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)

Abstract. One of the complicating factors during production is scaling. Oilfield and submersible equipment, as well as equipment in the near-wellbore zone, are particularly susceptible to this process. This leads to deterioration of reservoir properties, decreased permeability, and clogging of fracture pore channels and reservoir caverns. This negatively impacts the performance of production wells, leads to reduced productivity, and leads to premature failure of downhole pumping equipment.

Keywords: production, oil, scaling, well, field, complication, bottomhole formation zone, equipment.

Эксплуатация скважин часто осложняется из-за изнашивания или поломок подземного и наземного оборудования, ЭК, а также ПЗП. Нарушения нормального режима работы могут вызываться накоплением песка, присутствием механических загрязнений, продуктами коррозии металла, отложениями парафина и солей, преждевременным обводнением добываемого флюида или изменением производственных параметров. Такие процессы ведут к снижению дебита или к остановкам в работе нефтяных скважин [1].

Долговечность и эффективность работы насосного оборудования напрямую зависят от быстроты выявления возникающих неисправностей и правильного их устранения. Разработчики месторождений для каждого продуктивного пласта формируют уникальную модель залежи на основе его индивидуальных характеристик, которая становится основой для разработки принципов эксплуатации не только при начальном освоении, но и на всех последующих этапах. Несмотря на то, что математически точно описать нефтенасыщенный пласт невозможно ввиду его физической неоднородности и сложности строения, представляется возможным создание близкой к реальности схемы – физической модели пласта, отражающей ключевые свойства объекта [2].

На территории Восточно-Сургутского месторождения (МР) в подавляющем большинстве случаев (свыше 95 % активных скважин) используются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), функционирование которых сопряжено с возникновением ряда проблем, в существенной степени влияющих на надёжность системы.

Анализ представленной диаграммы (рисунок 1) демонстрирует преобладание трёх факторов среди причин досрочных отказов УЭЦН в пластах группы ЮС указанного МР: повреждение изоляции кабеля питания агрегата, интенсивное образование солевых отложений, засорение внутренних рабочих элементов насоса.

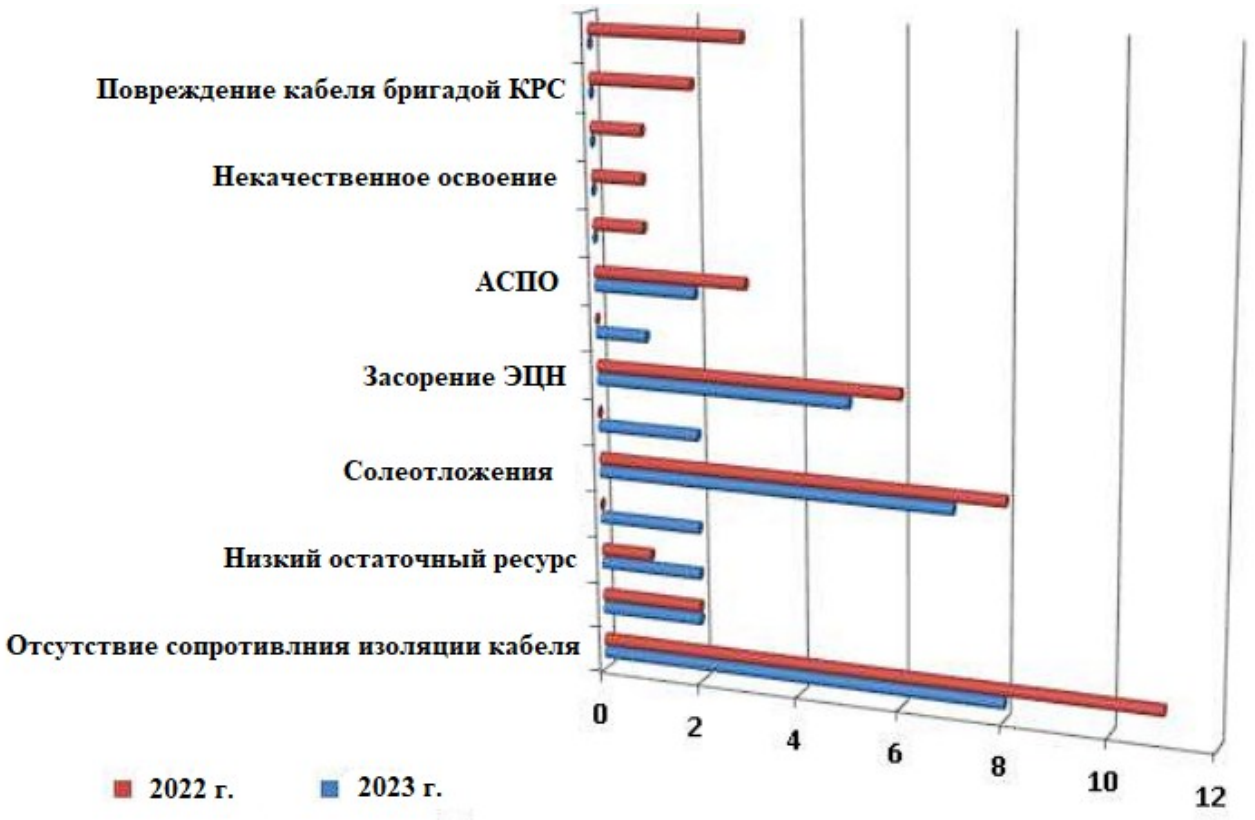


Рисунок 1 – Зарезка боковых стволов

Потеря сопротивления изоляции обусловлена несоответствием условий функционирования установки тем требованиям, которые предъявляются к эксплуатации. Наиболее частыми причинами данного явления выступают производственные дефекты, недостаточное техобслуживание скважинного оборудования, истощение эксплуатационного ресурса агрегатов, приток пластовой жидкости, несоответствие УЭЦН характеристикам конкретной скважины, ЦБПО ЭПУ и пр.

Для предотвращения подобных сбоев требуется высокий уровень организации взаимодействия между подразделениями нефтегазодобывающих предприятий и сервисными службами. Квалификация специалистов и чёткое соблюдение регламентов на всех этапах обслуживания способствуют устойчивой работе оборудования. Кроме организационных мер, значительную роль играет применение современных программных средств подбора насосного оборудования. Так, в ПАО «Сургутнефтегаз» действует специализированное ПО «Автотехнолог», позволяющее подобрать оптимальную модификацию УЭЦН для каждой конкретной скважины. Регулярная актуализация подобных программ способствует повышению эффективности эксплуатации насосов.

Влияние мехпримесей в сочетании с образованием отложений солей на внутренних поверхностях рабочих органов приводит к сокращению времени бесперебойной работы насосных систем до отказа – увеличивается частота преждевременных ремонтов и замены комплектующих [3]. Следствием этого становится как снижение продуктивности скважин, так и ускоренный выход из строя дорогостоящего оборудования. Данные обстоятельства существенно ухудшают технико-экономические показатели [4-5].

Среди методов борьбы с отложением солей в оборудовании ПАО «Сургутнефтегаз» используется обработка УЭЦН растворами HCl. Хотя данный способ показывает высокую эффективность при удалении минеральных осадков, воздействие кислот приводит к развитию коррозионных процессов на поверхности корпуса насоса, внутренней стороне ЭК и НКТ.

Внедрение программных комплексов, в частности системы «Автотехнолог + Соль», способствует оптимизации выбора параметров работы УЭЦН в условиях конкретной залежи.

Распространено также применение деталей скважинного оборудования, изготовленных на основе современных полимерных материалов.

Использование управляющих станций с функцией частотного преобразования, способных реализовывать кратковременные колебательные режимы («режим встряхивания»), затрудняет формирование твёрдых минеральных отложений на поверхностях рабочего оборудования. При этом, несмотря на сохранение предпосылок к образованию солей, есть возможность повысить ресурс агрегатов между внеплановыми остановками.

Погружные скважинные контейнеры (ПСК) серии «ТРИЛ-Св», заполненные специальными твёрдыми реагентами и установленные на базовой части погружного электродвигателя, также используются достаточно активно.

Из химических методов целесообразно выделить использование ингибиторов полиакрилатной природы, например, Dodiscale V2870K. Данный реагент вводится посредством автоматизированных мобильных дозирующих устройств (блок реагентного хозяйства или БРХ) по графику периодической закачки [3].

Выводы

Практика ПАО «Сургутнефтегаз» демонстрирует наличие разветвлённой системы инженерно-технических мероприятий для минимизации осложнений при применении УЭЦН. Однако увеличение числа преждевременных отказов фиксируется из года в год, что диктует необходимость целенаправленной разработки новых технологических решений для удлинения межремонтных интервалов эксплуатации насосного оборудования.

Особое значение приобретает совершенствование профессиональной подготовки обслуживающего персонала – компетентность специалистов существенно влияет на качество диагностики неисправностей и эффективность внедряемых мер по их устранению.

Для успешного преодоления эксплуатационных трудностей требуется интеграция различных методов воздействия. Выявление ключевых факторов негативного влияния должно происходить максимально оперативно, с последующим применением комплекса согласованных мер профилактического или корректирующего характера.

Системный подход позволяет достичь большей результативности, по сравнению с локальным использованием отдельных технологий.

Список использованных источников:

1. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – Москва: Недра. – 1990.

2. Халимов Э. М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3.

3. Разумов А. И. Опыт работы НГДУ «Сургутнефть» с фондом скважин, подверженных солеотложению на рабочих органах электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. –2014. – № 3.

4. Антониади Д. Г., Савенюк О. В. Факторы, затрудняющие добычу нефти: классификация и систематизация // Строительство скважин на суше и на море. – 2012. – № 5.

5. Герасимов И. Н. и др. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей // Территория нефтегаз. – 2015. – № 4.

6. Камалетдинов Р. С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании // Инженерная практика. – 2013.

УДК 622.279.4

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПОДГОТОВКИ И СБОРА НЕФТИ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ОРЕХОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

Ф.М. Гатауллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГРЗ 20-14)

Аннотация. Данная статья описывает возможности и основные преимущества мобильных решений в части сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа в сравнении с использованием капитальных площадок при обустройстве участка нефтегазодобычи. В статье также описывается перспектива применения такого вида оборудования, его конкурентоспособность и риски при использовании таких решений.

Ключевые слова: установка подготовки нефти, МБСНУ, сбор продукции.

UDC 622.279.4

APPLICATION OF MOBILE OIL PREPARATION AND COLLECTION SOLUTIONS IN THE DEVELOPMENT OF THE OREKHOVSKY LICENSE PLACE

F.M. Gataullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ 20-14)

Abstract. This article describes the possibilities and main advantages of mobile solutions for collecting, preparing, and transporting oil and gas, compared to the use of fixed platforms for oil and gas production sites. The article also discusses the prospects for using this type of equipment, its competitiveness, and the risks associated with its use.

Keywords: oil processing unit, MBSNU, and product collection.

Введение

Как известно большинство установок подготовки и сбора нефти включают в себя до 90% объектов входящих в перечень зданий капитального строительства. Это влечет за собой их постоянную проверку органами Ростехнадзора по классу опасности, а также фактически «привязывает» недропользователя к этой территории. В случае когда география добычи нефти на этом месторождении значительно расширяется, пропорционально растут и затраты на обустройство месторождения. Однако ключевым минусом использования капитального строительства является по сути его фактическая ненадобность после истощения месторождения.

Для минимизации вышеописанных рисков предлагается использовать мобильные решения. Компания проявляют инновационный подход к обустройству своих месторождений и используют мобильную блочную сепарационно-наливную установку (МБСНУ) вместо капитального строительства установки подготовки нефти, что является рациональным решением и полностью соответствует курсу недропользователей направленному на экономию внутренних и внешних ресурсов. Преимущества установки в её мобильности и по необходимости возможности быстрого применения на других участках разработки и месторождениях компании. Применение МБСНУ позволяет осуществлять первичный сбор и сепарацию принимаемой продукции скважин на месторождении.

Материалы и методы

При написании статьи применялись данные из открытых источников, в том числе по малым нефтяным компаниям, в области сбора и подготовки нефти и газа на небольших месторождениях.

Результаты

если говорить о преимуществах МБСНУ, то главным достоинством данных установок считается возможность их использования на месторождениях, на которых нет электроснабжения. К ключевым преимуществам также стоит отнести возможность оперативной переброски оборудования на другой объект. Этот плюс обеспечивается за счет сборно-разборной конструкции установки. Данное преимущество также способствует

сокращению сроков строительной-монтажных работ. К тому же компактность установок позволяет их монтировать на небольших площадях. [1]

Не стоит забывать и о превосходном сочетании доступной стоимости МБСНУ и высокого уровня КПД. За счет этого обеспечивается быстрая окупаемость инвестированных средств. Еще одно преимущество заключается в возможности применения данного оборудования в неблагоприятных условиях эксплуатации. В частности, МБСНУ могут использоваться в условиях Крайнего Севера и Западной Сибири. Эти установки готовы к эксплуатации при температуре в пределах от -58 до +50 градусов Цельсия. [5]

Использование МБСНУ способствует существенному сокращению комплекса задач по обустройству месторождений. В частности, благодаря применению этой установки, не нужно согласовывать проект и получать пакет разрешительных документов.

К достоинствам МБСНУ относится и наличие системы автоматизации. За счет этого обеспечивается круглосуточная работа установки. При этом управляющий персонал будет иметь все необходимые данные о техническом состоянии оборудования и значения его ключевых технологических параметров, получаемых со специальных датчиков. (3)

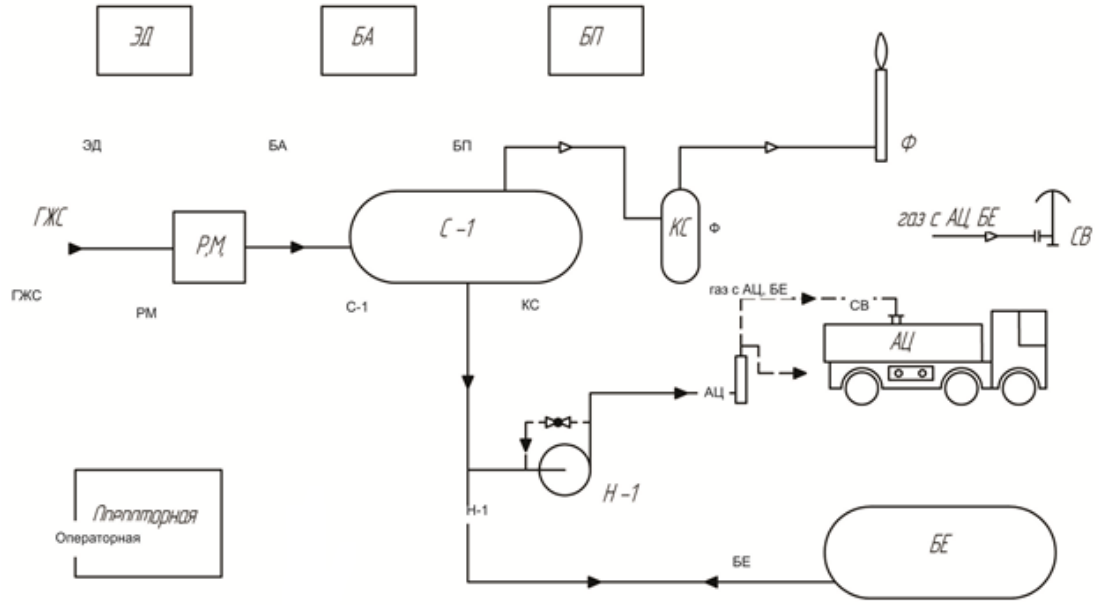


Рисунок 1 – Технологическая схема малогабаритной блочной сепарационной установки (передвижной) с накопительной (буферной емкостью)

Продукция нефтяных скважин (нефть, пластовая вода, газ. Механические примеси) от скважины по нефтесборному коллектору поступает в нефтегазовый сепаратор С-1 объемом 50 м3, где осуществляется ее сепарация. После направляется на закрытую желобную емкость объемом 22 м3 там происходит дальнейшая дегазация и накопление водонефтяной смеси (нефти), которая в дальнейшем поступает на налив в автоцистерны или откачивается в трубопровод или резервуар. При подаче водонефтяной смеси (нефти) в резервуар или трубопровод могут быть предусмотрены насосы ее откачки. Количество водонефтяной смеси (нефти) на выходе из емкости С-1 замеряется счетчиком. При необходимости отделения воды в емкости С-1 может быть предусмотрен сброс воды, а на линии выхода воды из емкости С-1 устанавливаются. Насосы откачки воды из емкости и расход воды контролируемся счетчиком. Насосы откачки нефти и насосы откачки воды размещаются либо на раме-основании, либо в блоке-укрытии, оснащенном системами освещения, отопления, дренажа, вентиляции и пожарной сигнализации.

Выделившийся газ из входного сепаратора С-1 через счетчик газа и клапан-регулятор прямого действия поступает в трубный расширитель диаметром 200 мм и далее направляется на утилизацию на газопоршневую электроустановку, на ГПУ при этом вырабатывается

электроэнергия. Предусмотрена возможность сжигания ПНГ на факельной установке, на случай непредвиденной остановки или проведении ремонтных работ газопоршневой установки. Факельная установка изготавливается высотой 10-35 м с ручным или автоматическим розжигом в комплекте с факельным оголовком типа ФОИ. Конденсат в факельном трубопроводе собирается в трубном расширителе и сбрасывается в дренажную емкость.

Емкости при ремонте и накоплении в них парафина очищаются пропариванием паропередвижной установки, подключаемой к пропарочным линиям, слив отходов осуществляется в дренажную емкость. Дренажная емкость, может быть, типа ЕП или ЕПП с погружным электронасосом либо выполнена на раме-основании с насосом откачки типа ЦНС. Объем дренажной емкости в зависимости от желания заказчика может быть от 2 до 25 м3.

На установке предусматриваются местный контроль по давлению в С-1 с помощью манометров и уровню с помощью уровнемеров, а также регулирование давления, учет как расхода газа на ГПУ или факеле, так и водонефтяной смеси (нефти). Все измерительно-регулирующее оборудование может быть механическим или электрическим. При наличии электроэнергии установке может быть предусмотрена система сигнализации блокировки. По желанию заказчика в комплекте оборудования МБСНУ возможна поставка блока операторной, щитовые станции управления и др. [4]

Отдельно стоящие технологические блоки и оборудование связаны между собой трубопроводами на временных опорах, на концах которых имеются быстроразъемные соединения или сертифицированные металлорукава.

Выводы

Эксплуатация скважин на месторождении может быть сопряжена с рядом возникающих осложнений и трудностей, среди которых одним из наиболее актуальных направлений является сбор продукции а также утилизация ПНГ. Следствием этого являются высокие затраты на выплаты штрафных санкций. [3]

Применение мобильных блочных сепарационно-наливных установок позволяет эффективно отделять попутный газ от нефти и подавать его напрямую к ГПУ. Конкретное решение идеально подходит для небольших нефтяных месторождений за счет своих компактных размеров и возможности дальнейшей транспортировки.

Подтверждение

Следует также отметить, что эффективность применения такого типа установок подтверждена в малой нефтяной компании «Алойл», где используется на Алданском месторождении Ореховского лицензионного участка. [2]

Список использованных источников

1. «Технологический регламент технологического процесса на объектах добычи нефти «Фонд скважин алданского месторождения нефти»: технологический регламент / сост. А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов. – Бавлы: эксплуатирующая организация ЗАО «Алойл», 2022. – 13 с.

2. Годовые отчеты ЗАО «Алойл» по Алданскому месторождению за 2022 – 2023гг.

3. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН Новосибирский государственный университет г. Новосибирск, 2016.

4. Проворная И.В., Филимонова И.В. Актуальные вопросы добычи и квалифицированного использования попутного нефтяного газа в России Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН Новосибирский государственный университет г. Новосибирск, 2022.

5. Мобильная блочная сепарационно-наливная установка (МБСНУ) — [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: https://neftemash-ufa.ru/completed_projects/5-mobilnaja-blochnaja-separacionno-nalivnaja-ustanovka-mbsnu-dlja-zao-alojl.html (дата обращения: 12.02.2026)

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

А. А. Гиззатуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
А.С. Дорофеева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-22-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются технологические основы пароциклической обработки, ее эффективность и условия применения. Описан механизм воздействия пара на пласт, этапы цикла, проводимые геофизические исследования. Также рассматриваются процессы, происходящие в пористой среде после закачки пара: снижение вязкости нефти, дистилляция легких фракций, тепловое расширение.

Ключевые слова: Пароциклическая обработка, трудноизвлекаемые запасы, пласт, пористая среда, цикл

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF THE USE OF STEAM CYCLIC TREATMENT

A. A. Gizatullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
A.S. Dorofeeeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-22-11)

Annotation. This article discusses the technological foundations of steam cycle treatment, its effectiveness and conditions of use. The mechanism of steam action on the formation, the stages of the cycle, and the conducted geophysical research are described. The processes occurring in a porous medium after steam injection are also considered: reduction of oil viscosity, distillation of light fractions, thermal expansion.

Keywords: Paracyclic processing, hard-to-recover reserves, reservoir, porous medium, cycle

Введение

В России до сих пор нет единого официального или научного определения для "трудноизвлекаемых ресурсов". Понятие "трудноизвлекаемая нефть" появилось в 1970-х годах. [1] Изначально оно относилось к запасам, которые неэффективно разрабатывать обычными методами, как по объему добычи, так и иногда по затратам. Подобное толкование, с незначительными корректировками, до сих пор лежит в основе критериев для налоговых преференций.

В настоящее время наблюдается особое внимание со стороны нефтедобывающих компаний к освоению трудноизвлекаемой нефти. Например, в Российской Федерации доля таких ресурсов неуклонно увеличивается, достигая отметки более чем 65%. Это свидетельствует об истощении легкоизвлекаемых месторождений. [2]

Традиционный метод заводнения, широко применяемый для извлечения нефти, часто не дает желаемых результатов, особенно при добыче высоковязкой нефти. В таких случаях предпочтение отдается тепловым методам, которые, за счет введения теплоносителя или проведения процессов горения внутри пласта, значительно увеличивают продуктивность.

Все нефтедобывающие компании сосредоточены на разработке передовых технологий для повышения коэффициента извлечения нефти из сложных коллекторов. Такой подход считается более эффективным и экономически оправданным, чем поиск и освоение новых

месторождений, поскольку позволяет использовать уже существующую инфраструктуру и сократить издержки. Внедрение инноваций на уже разрабатываемых месторождениях может обеспечить такую же экономическую выгоду, как и открытие новых запасов.

Например, на крайнем севере, лишенном развитой инфраструктуры, находится нефтяное месторождение, сформированное в пермо-карбоновый период. Его разработка сопряжена с трудностями, обусловленными высокой вязкостью добываемой нефти. Текущие условия эксплуатации требуют применения специализированных технологий, продиктованных как уникальными геологическими особенностями, так и масштабами данного месторождения.

Главная проблема при разработке месторождений с тяжелой высоковязкой нефтью кроется в низкой естественной подвижности ресурса при стандартных пластовых температурах. Именно поэтому самым практичным способом воздействия на пласт является термическое воздействие. Подобный подход помогает изменить физические свойства нефти и улучшить ее текучесть вследствие плавления смолистых веществ и парафина, откладывающихся на стенках скважин и оборудовании.

Технология пароциклической обработки

Концепция ПЦО включает в себя использование перегретого пара, который непосредственно будет воздействовать на пласт, соответственно вязкость нефти будет уменьшаться и углеводород будет проще извлечь. Сама технология обработки делится на четыре этапа:

1. Подготовительные работы

Данные работы проводятся в следующем порядке:

Перед закачкой пара необходимо уточнить дебит жидкости и обводненность продукции (отбирается не менее трех проб). Отобранную пробу воды отправляют на химический анализ для определения концентрации хлор-ионов. Одновременно производится замер с их использованием по скважинам, которые оборудованы замерными установками. После проводятся геофизические исследования. Определяется приемистость, выявляется негерметичность забоя и эксплуатационной колонны, заколонной циркуляции, производится замер пластового давления и температуры. Также проводится влагометрия и резистивиметрия, чтобы выявить интервалы обводнения и рассчитать обводненность поступающей продукции.

Если выявлена высокая обводненность скважины (более 85%) проводятся работы по изоляции интервалов обводнения. При выявлении низкой продуктивности проводят геолого-технические мероприятия для увеличения данного показателя, например, проводят дострел невскрытых продуктивных интервалов разреза. [3]

Далее в скважину производится спуск термооборудования для закачки пара и устанавливается устьевое оборудование, выполняют гидравлическую опрессовку для определения герметичности пакера и термоколонны. Термооборудование позволяет выполнять обработку на скважине с эксплуатационной колонной диаметром 168 и 178 мм.

2. Фаза нагнетания пара

После спуска оборудования в добывающую скважину закачивают пар в объеме примерно 150 т на 1 метр вскрытой толщины пласта, темп закачки не менее 180-200 т/сут. Наступает период нагревания пласта и содержащейся в нем нефти, все компоненты расширяются за счет увеличения температуры, давление в призабойной зоне растет. Для того, чтобы контролировать процесс прогрева пласта, вновь проводятся геофизические исследования: определяется профиль прогрева в середине и на завершающей стадии цикла закачки пара, профиля приемистости и параметров теплоносителя.

3. Фаза пропитки

Пар закачали, теперь скважину останавливают на процесс «паропропитки» и выдерживают, пока пар не начнет конденсировать и перераспределяться тепловой энергией в пласте. Происходит выравнивание температуры между породами пласта, флюидом и паром. Нефть начинает разжижаться, так как при прогреве уменьшилась ее вязкость. Флюид,

оттесненный от призабойной зоны, начинает устремляться в зону конденсации из-за снижения давления в ней. В период конденсации пара происходит капиллярная пропитка (в низкопроницаемых зонах вода заменяет нефть). Фаза пропитки в 1,5-2 раза меньше периода закачки пара, если это первый цикл ПЦО, далее – не меньше 7 суток.

4.Фаза добычи нефти

После того, как скважина пропиталась паром, ее подготавливают к проведению КРС. Для этого из скважины извлекают все термооборудование (термопакер, колонна термотруб), если необходимо, проводится термометрия, далее спускается глубинно-насосное оборудование и скважина запускается на режим отбора продукции, эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. Чтобы получать информацию о скважине (о ее температуре, давлении), насосы оборудуют дистанционными датчиками. Таким образом можно корректировать производительность насоса по получаемым данным с датчиков.

Со временем скважина начинает остывать, а значит дебит будет постепенно уменьшаться. В зоне, ранее занятой паром, начинает снижаться давление из-за уменьшения объема горячего конденсата. Благодаря возникающей депрессии происходит приток нефти в эту зону. Скважину заканчивают эксплуатировать, когда дебит по нефти доходит до минимально рентабельного. После этого проводится следующий цикл пароциклической обработки с извлечение ГНО и спуском термооборудования.

Все эти фазы составляют один цикл. В периоды эксплуатации скважины фиксируют дебит жидкости и обводненность продукции. Среднее число ПЦО, которые проводятся на одной скважине по каждому эксплуатационному объекту, варьируется от 3 до 5. Перед повторным и последующими закачками пара проводят селективную изоляцию выработанных интервалов пласта, а при необходимости – дострел невскрытых ранее продуктивных интервалов, проводится химический анализ попутной воды, устьевых проб газа.

Для повышения качества планирования тепловых методов рекомендуют построение карт изотерм, по ним можно оценить степень прогрева пласта во всех интересуемых зонах и учесть возможный «синергетический» эффект от влияния соседних скважин. [4]

На рисунке 1 представлена схема проведения ПЦО.

Месторождения разрабатываемые ПЦО

Пароциклическая обработка активно используется по всему миру, где есть высоковязкая нефть и битумы, которые можно извлечь только с помощью нагрева.

1. Оха (о.Сахалин) – реализована технология добычи нефти тепловой оторочкой (пар нагнетают с последующей закачкой холодной воды;

2. Ярегское месторождение, Усинское месторождение (Республика Коми) – разработка скважин с помощью тепловых методов, в том числе ПЦО; [5]

3. Каражанбас (Казахстан) – крупный промышленный объект, где пар закачивают в 27 нагнетательных скважин;

4. Керн Ривер (Калифорния) – классическое месторождение для ПЦО и парогравитационного дренажа;

5. Колд Лейк (Канада) – крупнейший проект, применивший ПЦО, где проводилось по 8 циклов обработки на скважину.

Приведенные примеры – лишь малая часть того, сколько месторождений на данный момент разрабатываются тепловыми методами, что говорит об эффективности и рентабельности данного вида обработки пласта. Все месторождения увеличили объем добычи более чем на 150 тыс.т./год (Колд Лейк – 800 тыс.т/год).

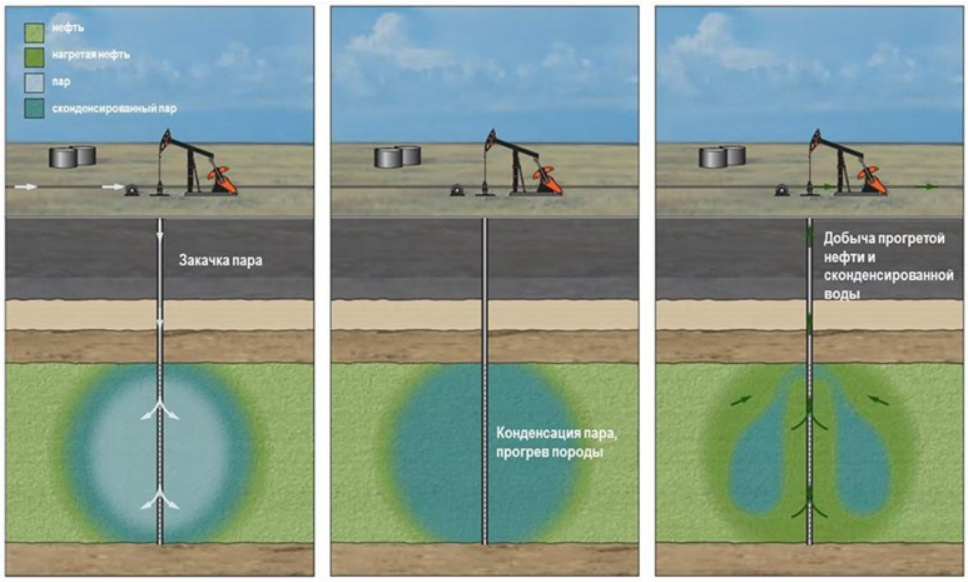


Рисунок 1 – Этапы проведения ПЦО

Вывод

Пароциклическая обработка представляет собой важный тепловой метод для повышения эффективности добычи нефти, в особенности для месторождений с аномально вязкой нефтью и битумами. Применение ПЦО позволяет увеличить нефтеотдачу пластов там, где традиционные методы разработки или естественные режимы с этим не справляются. Немаловажными преимуществами пароциклической обработки являются изменения показателей, таких как плотность и вязкость нефти, продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин, повышение дебита жидкости и улучшение фильтрационных свойств пласта, частичное растворение асфальтено-смолистых отложений (так как один из методов их удаления – тепловые методы).

Список использованных источников

1. Сибирская нефть. 2018. № 149: [Электронный ресурс]. URL: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/697/1489610/.

2. Проект Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г. Версия от 12.09.2016.

3. Шандрыгин А. А. Повышение эффективности паротеплового воздействия на пласты с высоковязкой / А. А. Шандрыгин, О. В. Динариев// Нефтегазовая вертикаль, 2011.□№ 5.□ С.66 – 67.

4. Соколюк Л. Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки на месторождениях высоковязкой нефти / Л. Н. Соколюк, Л. Н. Филимонова // Нефтепромысловое дело. – 2013. № 11. С. 65-68.

5. Тяжелые нефти России // Все о нефти – [Электронный ресурс] – Режим доступа. – URL: http://vseonefti.ru/neft/tyazhelye-nefti-Rossii.html (дата обращения: 05.05.2024).

УДК 532.5.013.2

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ТЕЧЕНИЙ В ГИДРОРАЗРЫВНОЙ ТРЕЩИНЕ

А. А. Гиззатуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Ю.В. Ситник

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-24-11)

Аннотация: Данная работа посвящена вопросу разработки низкопроницаемых коллекторов системой горизонтальных скважин, подверженных ГРП. Предложена

математическая модель движения флюида, Полученные результаты позволяют прогнозировать оптимальные режимы работы скважин.

Ключевые слова: низкопроницаемый пласт, гидравлический разрыв пласта**,** коллектор, разработка, закон Дарси, фильтрация.

UDC 532.5.013.2

MODELING OF FILTRATION FLOWS IN A HYDRAULIC FRACTURING CRACK

A. A. Gizzatullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

Y.V. Sitnik

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-24-11)

Abstract: This work is devoted to the development of low-permeability reservoirs using a system of horizontal wells subjected to hydraulic fracturing. A mathematical model of fluid movement is proposed, and the results obtained make it possible to predict the optimal modes of well operation.

Keywords: low-permeability reservoir, hydraulic fracturing, reservoir, development, Darcy's law, filtration.

В современной нефтегазовой промышленности перспективным направлением в развитии технологий по добыче природных углеводородов является разработка низкопроницаемых коллекторов. Истощение запасов легкой нефти, а также непрерывный рост цен на сырье вызывает неподдельный интерес к трудноизвлекаемым запасам углеводородов. Одним из основных методов освоения данных месторождений является применение технологии горизонтальных скважин, подверженных ГРП. Низкопроницаемый пласт обладает одной из особенностью отклонения от линейного закона фильтрации (закон Дарси) при низких перепадах пластового давления, что усложняет прогнозирование поведения пласта и требует разработки новых подходов к моделированию процессов. В низкопроницаемых пластах присутствуют капилляры малого радиуса, которые обладают сложной структурой и высокими фильтрационными сопротивлениями. Если давление вытеснения недостаточно для преодоления сопротивления капиллярных и молекулярных сил, движение жидкости прерывается, она распадается на капли, что увеличивает сопротивление фильтрации.

Решение данной проблемы с помощью гидроразрыва пласта включает оптимизацию технологии, подбор подходящих жидкостей и использование специального оборудования. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, за счет чего происходит усиление притока. Физико-химические методы позволяют направлено регулировать фильтрационные характеристики пород-коллекторов путем закачки в них химических реагентов и туннелирование. Метод формирования в пластах каналов, которые создаются с помощью потока под высоким давлением позволяет улучшить мобильность флюида. По каналам нефть из ранее недоступных пластов попадает в скважину.

Проблемами разработки сложных месторождений занимался А.А. Боксерман. Его исследования посвящены технологиям повышения нефтеотдачи путём закачки воздуха в пласт, в том числе технологиям внутрипластового горения. Над повышением эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с организацией системы заводнения работал Л.С. Бриллиант. Он выявил условия и параметры системы заводнения, влияющие на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов. Разработал метод определения периода эксплуатации нагнетательной скважины в режиме добычи в условиях неоднородных низкопроницаемых коллекторов, основанный на выявлении начала процесса интерференции скважин в элементе заводнения. А.Т. Горбунов обосновал комплекс параметров и требований

по управлению и контролю, которые являются определяющими в эффективности системы заводнения низкопроницаемых коллекторов. Проведением исследований по усовершенствованию методов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов занимался Р.Н. Дияшев. Его работы улучшили технологии проведения гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при свабировании, компрессировании и отработке скважины струйным насосом. Обоснованием технологий физико-химического воздействия на низкопроницаемые коллекторы был вовлечен В.Е. Андреев. Он разработал гидрофобизирующий состав для перфорации и глушения скважин, обеспечивающий регулирование фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Над созданием геолого-гидродинамической модели низкопроницаемой залежи нефти баженовской свиты Салымского месторождения трудился Ю.П. Желтов. Его исследования посвящены влиянию физико-геологических и технологических факторов на процесс смещения нефтяных оторочек при разработке низкопроницаемых коллекторов. А.П. Крылов проводил исследования по разработке неоднородных коллекторов с учётом показателей неоднородности, которые были разработаны ВНИИ нефть имени академика А.П. Крылова, изучал влияние гидродинамических градиентов на эффективность разработки коллекторов порово-трещинной структуры.

Работа посвящена математическому моделированию процесса фильтрации жидких углеводородов в пласте с использованием технологии парных горизонтальных скважин, подверженных гидравлическому разрыву низкопроницаемых коллекторов (рис.1). Проведение ГРП с образованием протяженных трещин позволяет повысить проницаемость коллектора, а также увеличить область воздействия, вовлекая в разработку дополнительные запасы углеводородов и повысить коэффициент нефтеизвлечения в целом.

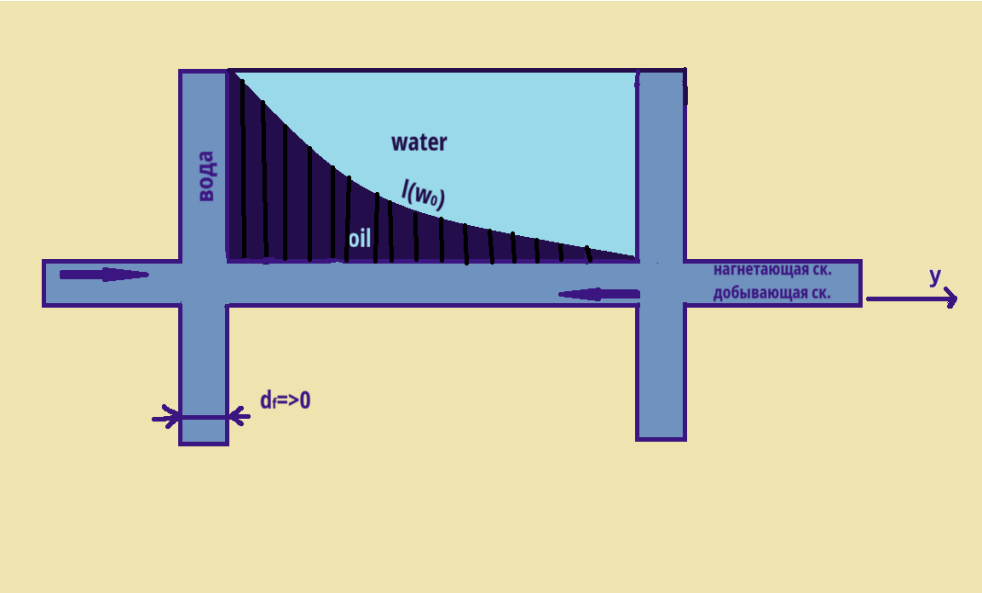


Рис.1. Схема разработки низкопроницаемого пласта с помощью системы горизонтальных скважин, подверженных ГРП

Пусть в низкопроницаемом пласте после проведения ГРП, образовались параллельные трещины, расположенные перпендикулярно к системе из двух горизонтальных скважин, одна из которых нагнетательная, а другая добывающая, причем скважины сообщаются, переменно с соседними между собой гидроразрывными трещинами. Кроме того расстояние между скважинами значительно меньше, чем характерные радиальные протяженности трещин ($d << R$). Это допущение позволяет принять систему горизонтальных скважин как одну приведенную, которая одновременно нагнетает воду и откачивает нефть.

Пусть через нагнетательную скважину в трещину поступает вода, а в добывающую скважину из трещины поступает нефть, а через некоторый промежуток времени частично

будет поступать вода, т.е. начнется обводнение. Примем, что течение флюида в трещине – радиально-одномерное.

Для постановки задачи примем математическую модель, которая включает в себя уравнение сохранения массы нефти и воды, закон Дарси для описания фильтрационных течений в трещинах.

Принятая модель позволяет исследовать разработку нефтеносного пласта технологией парных горизонтальных каналов по добыче углеводородов в виде одной приведенной. Получена математическая модель фильтрационных течений флюида в трещине на начальном этапе до обводнения. Предложенная постановка задачи позволяет подбирать оптимальные параметры и режимы для проведения геомеханических воздействий на пласт. Следует отметить, что для эффективного освоения месторождения предложенной технологией требуется детальное изучение физико-химических свойств нефти, породы и других факторов данного месторождения.

Список использованных источников

1. Muskat M. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. New-York City: McGraw-Hill Book Co. Inc., 1937.

2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1948.

3. Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик М.В. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984.

4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999.

5. Cinco-Ley H., Samaniego V.F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells // J. Petroleum Technology. 1981. V. 33. № 9. С. 1749–1766.

6. Шагапов В.Ш., Нагаева З.М. К теории фильтрационных волн давления в трещине, находящейся в пористой проницаемой среде // ПМТФ. 2017. Т. 58. № 5(345). С. 121–130.

7. Хабибуллин И.Л., Хисамов А.А. К теории билинейного режима фильтрации в пластах с трещинами гидроразрыва // Вестник БашГУ. 2018. Т.23. № 4. С. 958–963.

8. Шагапов В.Ш., Аносова Е.П., Нагаева З.М. О динамике гармонических фильтрационных волн в гидроразрывной трещине, расположенной перпендикулярно к скважине // Акустический журнал. 2020. Т. 66. № 6. С. 669–674.

9. Хабибуллин И.Л., Хисамов А.А. Моделирование нестационарной фильтрации жидкости в пласте с трещиной гидроразрыва // Прикладная механика и техническая физика. 2022. Т. 63. № 4.

10. Нагаева З.М., Шагапов В.Ш. Об упругом режиме фильтрации в трещине, расположенной в нефтяном или газовом пласте // Прикладная математика и механика. 2017. Т. 81, вып. 3. С. 319–329.

УДК 553.9

ВЫБОР СКВАЖИН КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.А. Гильманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

И.И. Хамзин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. Продуктивность горизонтальных скважин формируется в результате сложного взаимодействия множества геолого-технических факторов, каждый из которых по-своему влияет на дебит и общую эффективность разработки месторождения. Наиболее значимым является пространственное размещение горизонтального ствола внутри продуктивного пласта, включая как симметричные, так и асимметричные схемы, а также его ориентирование относительно границ зоны дренирования. Существенное воздействие на

добычу оказывает толщина пласта, конфигурация горизонтального участка ствола, фильтрационно-ёмкостные свойства коллектора и величина создаваемой депрессии. При этом необходимо учитывать гидравлические потери вдоль всего горизонтального ствола, вариации проницаемости пород и локальные эффекты скин-фактора, которые формируют дополнительные ограничения потоков и определяют реальную производительность скважины в условиях конкретного геологического разреза.

Ключевые слова: нефтяная скважин, скин-фактор, горизонтальный ствол, производительность скважин, толщина пласта

UDC 553.9

SELECTION OF CANDIDATE WELLS FOR HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

A.A. Gilmanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

I.I. Khamzin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. The performance of horizontal wells is determined by a combination of geological and technical parameters, each of which has a different degree of influence on the flow rate and efficiency of development. Key factors include the configuration of the horizontal well's placement within the reservoir thickness, both symmetrical and asymmetrical, as well as its position relative to the boundaries of the drainage zone. The thickness of the productive reservoir, the profile of the horizontal section of the wellbore, the permeability characteristics, and the magnitude of the reservoir depression also have a significant impact. It is also necessary to take into account pressure losses along the horizontal wellbore, the capacitive and filtration properties of the rocks, and the skin factor effect.

Key words: oil well, skin factor, horizontal well, well productivity, reservoir thickness.

Для повышения результативности вовлечения остаточных запасов, сосредоточенных в трудноизвлекаемых интервалах залежей (ТРИЗ), применяется стратегия уплотнения базовой системы разработки через бурение горизонтально направленных скважин. При этом проектирование их расположения и оптимизация параметров гидроразрыва пласта (ГРП) на горизонтальных участках зачастую проводится без учёта изменений напряжённо-деформированного состояния (НДС) продуктивного пласта, которые формируются под воздействием длительной эксплуатации существующих скважин. Игнорирование эволюции НДС может привести к неконтролируемому распространению индуцированных трещин в дренажные зоны соседних скважин, увеличивая вероятность преждевременного прорыва воды и ускоренного заводнения отдельных участков.

На рисунке 1 представлен интегрированный методологический подход к выбору скважин-кандидатов для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), включающий последовательное применение статистического анализа, машинного обучения, геолого-промысловой интерпретации и гидродинамического моделирования.

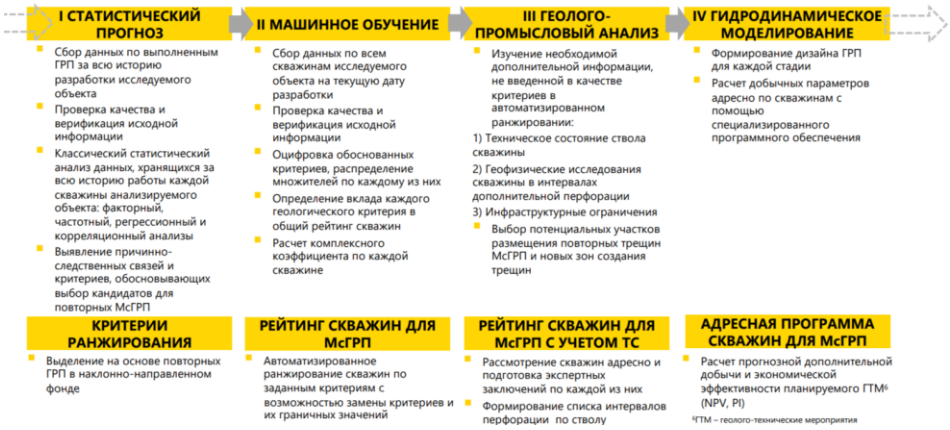


Рисунок 1– Комплексирование методов выбора скважин кандидатов для МГРП

Далее цифровые алгоритмы машинного обучения осуществляют обработку информации по всему фонду скважин с построением рейтинговой оценки, основанной на количественном влиянии каждого параметра на результативность МГРП. Полученные результаты уточняются посредством геолого-промыслового анализа, который включает экспертную оценку текущего состояния скважин, оценку потенциала формирования новых трещин и вероятности их взаимодействия с существующими дренажными зонами. На заключительном этапе гидродинамическое моделирование позволяет разработать индивидуализированный проект проведения ГРП для каждой скважины и спрогнозировать ожидаемые показатели добычи.

Рисунок 2 демонстрирует систему статистического прогнозирования, интегрированную с методами отбора скважин-кандидатов для МГРП. Основой подхода является многопараметрический анализ, позволяющий ранжировать скважины по их перспективности для проведения стимулирующих операций.

В модели учитываются как геолого-промысловые, так и технологические параметры: текущее пластовое давление, скорость продвижения фронта нагнетания, расстояние от перфорации до ВНК, степень снижения коэффициента продуктивности, а также объём извлекаемых запасов на текущий момент. Дополнительно учитываются дата ввода скважины в разработку, количество не стимулированных интервалов, конструктивный тип окончания горизонтального ствола, масса закачиваемого проппанта и ориентация ствола относительно направления максимального главного напряжения. Каждый из этих факторов оказывает количественное влияние на прогнозируемый прирост добычи и интегрируется в систему рейтинговой оценки.

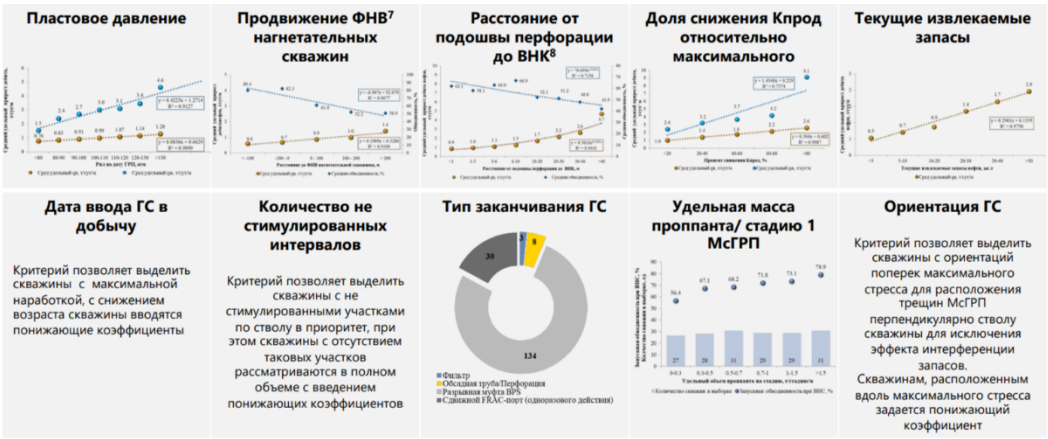


Рисунок 2 – Статистический прогноз эффективности ГРП в горизонтальных скважинах

Применение такой комплексной системы позволяет выявлять скважины с наивысшим потенциалом по совокупности физико-геологических характеристик и конструктивных

особенностей, обеспечивая повышение точности прогнозов и эффективность стратегического планирования МГРП.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСПЕШНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.А. Гильманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

И.И. Хамзин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. Горизонтальные скважины благодаря своей удлинённой конфигурации формируют значительно более протяжённую зону дренирования по сравнению с

вертикальными, что обеспечивает охват гораздо большей площади продуктивного коллектора за аналогичный интервал эксплуатации. На основе анализа площади дренирования, достигаемой одной вертикальной скважиной за определённый период, возможно построение эквивалентной модели для горизонтального ствола, рассматривая его как серию условных вертикальных стволов, размещённых на небольших промежутках и вскрывающих ограниченный нефтенасыщенный горизонт пласта. Такой подход позволяет количественно оценить прирост охвата зоны дренирования, наглядно демонстрируя преимущество горизонтальной конфигурации в увеличении эффективности вовлечения продуктивной толщи коллектора и повышении интегральной отдачи скважины.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, геолого-технологические мероприятия, призабойная зона пласта, нефтяная скважина.

UDC 553.9

THE MAIN FACTORS AFFECTING THE SUCCESS OF HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

A.A. Gilmanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

I.I. Khamzin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. Horizontal wells, due to their elongated design, have a significantly larger drainage area compared to vertical wells. This feature allows for a significantly larger reservoir area to be covered during a similar period of operation, all other factors being equal. Based on the information about the drainage area achieved by a vertical well over a certain period of time, it is possible to calculate a similar parameter for a horizontal well. In this case, the horizontal well can be interpreted as a collection of vertical wells drilled at a short distance from each other and penetrating a limited oil-saturated reservoir thickness. This approach provides a clear understanding of how to increase the efficiency of drainage.

Key words: bottom-hole zone of the reservoir, geological and technological measures, bottom-hole zone of the reservoir, oil well.

Производственные показатели горизонтальных скважин определяются комплексом геолого-технических параметров, каждый из которых оказывает индивидуальное влияние на дебит и общую эффективность разработки. К числу критических факторов относится конфигурация размещения горизонтального ствола внутри пласта — как симметричная, так и асимметричная — а также его положение относительно границ дренажной зоны. Важное значение имеет толщина продуктивного пласта, профиль горизонтального участка, проницаемость породы и величина депрессии на пласт. Необходимо учитывать гидравлические потери вдоль ствола, фильтрационные и ёмкостные свойства пород, а также влияние скин-фактора на эксплуатационные характеристики.

Толщина пласта является одним из ключевых параметров, определяющих площадь контакта ствола с продуктивной зоной. При фиксированной длине горизонтального участка увеличение площади фильтрационного контакта в тонких пластах проявляется значительно сильнее, чем в мощных. Например, при горизонтальной скважине длиной 305 метров в нефтенасыщенном пласте толщиной 15 метров площадь контакта возрастает примерно в 20 раз относительно вертикальной скважины, тогда как в пласте мощностью 152 метра аналогичный прирост составит лишь около двух раз. Следовательно, наибольший эффект горизонтального бурения достигается в сравнительно тонких пластах. При этом категории «тонкий» и «толстый» носят относительный характер; при проектировании основной ориентир — максимизация площади фильтрационного контакта, а не абсолютные значения

мощности. Более мощные пласты, содержащие больший объём запасов, частично компенсируют относительное снижение прироста контакта.

Проницаемость пласта и депрессия прямо пропорционально влияют на дебит горизонтальной скважины. Любое изменение этих величин непосредственно отражается на производительности. Для пласта фиксированной мощности, например h = 10 метров, варьирование проницаемости и депрессии вызывает заметные изменения дебита, что подчёркивает необходимость комплексного геофизического и гидродинамического моделирования при проектировании бурения и эксплуатации горизонтальных стволов.

Эффективность ГРП напрямую зависит от корректного выбора объекта воздействия, соответствия технологии геологическим условиям и точного определения скважин-кандидатов. На предварительном этапе отбора для «струйного» ГРП анализируются рабочие режимы скважин, толщина нефтенасыщенного интервала, коэффициент начальной нефтенасыщенности, соотношение текущего и начального пластового давления, качество цементного кольца, наличие рабочих интервалов и заколонных перетоков, толщина защитных глинистых прослоев, а также предельно допустимое давление в колонне.

Сочетание гидропескоструйной перфорации (ГПП) и ГРП, известное как «струйный» ГРП, является одним из наиболее эффективных методов селективного воздействия как для вертикальных, так и горизонтальных скважин. Технология предполагает предварительное прорезание обсадной колонны, создание серии каверн с помощью направленной абразивной струи и последующую инициацию трещин именно из этих зон. Давление жидкости с песком, подаваемой по НКТ, преобразуется в кинетическую энергию абразивной струи, способной вскрыть пласт и подготовить его к гидроразрыву [9].

В зоне воздействия формируется полость, в которой снижается скорость струи и одновременно увеличивается статическое давление, создавая условия для локального превышения прочности пласта и инициирования трещины. При оптимальном проектировании перфорационной схемы инициированные трещины сливаются в единую основную трещину, обеспечивая управляемое развитие интервала воздействия.

В вертикальных скважинах инициирование трещины осуществляется за счёт размещения насадок перфоратора в одной плоскости, параллельной оси НКТ, с противоположной ориентацией сопел. Такое расположение создаёт симметричное воздействие на обсадную колонну и формирует трещину в плоскости, проходящей через ось колонны. В горизонтальных скважинах ориентация трещины зависит от схемы расположения сопел: радиальное размещение формирует трещину перпендикулярно оси ствола, продольное — в плоскости, совпадающей с направлением оси скважины. Такая организация перфорационного воздействия позволяет зафиксировать начальную ориентацию трещины в заданной плоскости, обеспечивая управляемый гидроразрыв пласта, точное позиционирование трещины и оптимизацию взаимодействия ствола со всей продуктивной зоной.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622.279.4

ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАКАЧКИ АЗОТА В ПЛАСТ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.М. Гильмитдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-12)

Аннотация. В статье описан метод утилизации азота, как основного компонента попутного нефтяного газа на одном из участков Ромашкинского месторождения. Реализация такого мероприятия позволяет решить две острые проблемы для нефтегазодобывающей компании. Утилизировать попутно добываемый нефтяной газ и повысить эффективность добычи нефти через реализацию системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, закачка азота в пласт.

UDC 622.279.4

ORGANIZATION OF NITROGEN INJECTION INTO THE FORMATION IN THE FORMATION PRESSURE SUPPORT SYSTEM OF THE ROMASHKINSKY DEPOSIT

V.M. Gilmitdinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-12)

Abstract. The article describes a method for the utilization of nitrogen, as the main component of associated petroleum gas, at one of the sections of the Romashkinskoye field. The implementation of such an event allows to solve two acute problems for an oil and gas producing company. To utilize associated petroleum gas and to increase the efficiency of oil production through the implementation of a reservoir pressure maintenance system.

Keywords: maintaining reservoir pressure and injecting nitrogen into the reservoir.

Введение

На одном из участков разработки Ромашкинского месторождения существует проблема утилизации попутного нефтяного газа. Проблема в целом для недропользователей в Российской Федерации не нова. Еще в 2011 году согласно Приказа Президента Российской Федерации был определен минимальный показатель объёма использования попутного нефтяного газа на месторождения, согласно приказу он составляет 95%. Недропользователя, во избежание больших штрафов, стремятся соблюдать этот показатель. При этом существует возможность не соблюдать этот показатель, при разработке месторождения в рамках его пробной эксплуатации, на основании проекта пробной эксплуатации. Проект пробной эксплуатации действует до 5 лет в зависимости от величины месторождения. Как правило в условиях Поволжья этот срок составляет 3 года. Однако Ромашкинское месторождение, открытое одним из первых в СССР, таким месторождением не является и его разработка требует обязательное наличие мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа.

Материалы и методы

При написании данной статьи использовались расчёты и данные технологических и экономических расчётов нефетегазодобывающих управлений, находящихся в открытых источниках.

Результаты

Для разработка программы мероприятий для организации циклирования азотного газа в газовую шапку Налимовского поднятия верейского объекта на рассматриваемой площади месторождения требуется организации и обустройство системы поддержания пластового давления. Она включает в себя следующее основное оборудование:

- Источник подтоварной воды
- Источник попутного нефтяного газа с первой ступени сепарации
- Насосно-бустерная установка для смешивания компонентов и создания водогазовой смеси
- Газовинтовой компрессор
- Система водоводов на месторождении
- Фонд нагнетательных скважин

Режим работы нагнетательных скважин предполагается цикличный, с максимальным охватом разрабатываемой фонда добывающих скважин. Он должен обеспечивать максимальный охват пласта заводнением при соблюдении условия предотвращения опережающих прорывов закачиваемой воды. Оптимальное давление закачки определяется по типу продуктивного горизонта и соответствия технологических возможностей оборудования и технологий.

С учетом постоянного падения пластового давления внедрение системы ППД становится максимально актуальным.

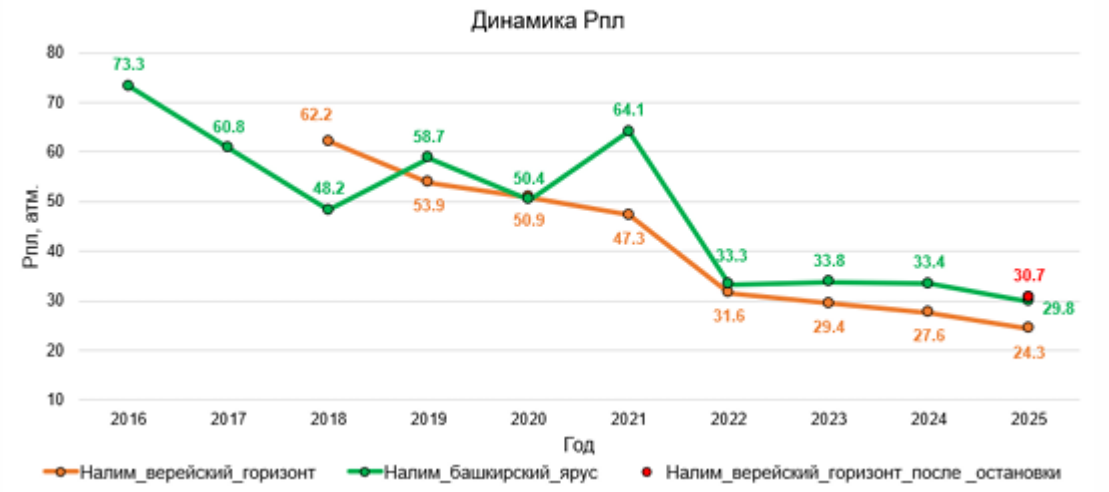


Рисунок 1 – динамика пластового давления на участке месторождения

Исходным сырьем исследуемого объекта является водогазонефтяная эмульсия с содержанием воды не более 65%, которая поступает по герметизированной системе промысловых трубопроводов на дожимную насосную станцию. Готовой продукцией ДНС является товарная нефть, очищенная пластовая вода и попутный нефтяной газ.

Качество товарной нефти соответствует ГОСТ Р 51858-2002 (класс 3, тип 3, группа 1, вид 2). Сточная вода, закачиваемая в продуктивный горизонт, должна быть подготовлена и иметь та-кое качество, чтобы обеспечить вытеснение нефти, длительную и устойчивую приемистость нагнетательных скважин в заданных объёмах при оптимальном давлении закачки воды.

Водородный показатель (pH) Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин, ухудшающем условия разработки объекта, следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм2 должно быть 90 % частиц не крупнее 5 мкм. Рабочим агентов является водогазовая смесь, получаемая из двух основных источником, это попутный нефтяной газ и подтоварная вода. Смешивание этих компонентов происходит в специальной насосно-бустерной установке, принципиальная схема смешивания представлена на рисунке 2.

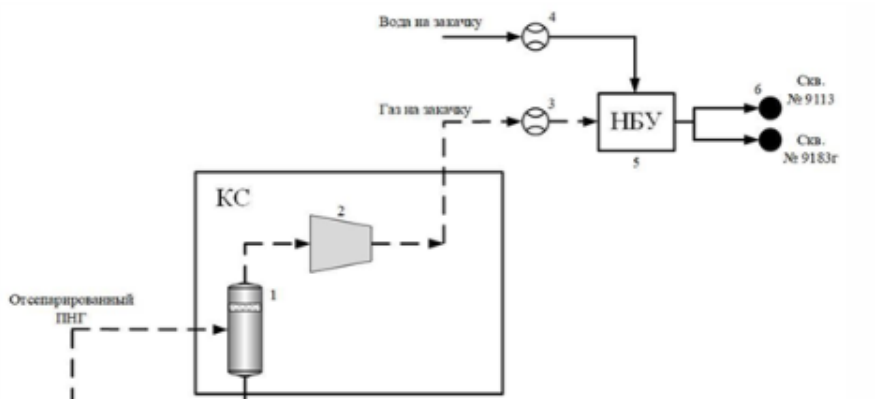


Рисунок 2 – схема закачки водогазовой смеси в пласт

При расчёте технико-экономического обоснования и выбора наиболее рентабельной технологии, между собой сравнивались три различных метода. Это метод закачки подтоварной воды, метод закачки водогазовой смеси (в основе азот), и заказчки исключительно попутного нефтяного газа. ПО результатам расчётов было доказано, что наиболее эффективным методом является закачка ВГС, за счёт большего охватат продуктивного коллектора.

Выводы

Использование азота в качестве основного компонента водогазовой смеси при организации системы ППД на выбранном месторождении является эффективным способом увеличения объёмов добычи нефти на месторождении.

Подтверждение

Данные подтверждаются инженерными отчётами и расчётами технико-экономического обоснования на предприятии.

Список использованных источников

1. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий : Федеральный закон № 219-ФЗ : [принят Государственной Думой 18 июля 2014 года : одобрен Советом Федерации 23 июля 2014 года]. – Москва : Кремль, 2014.

2. Российская Федерация. Президент (2008-2012 ; Д. А. Медведев). О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках : Постановление Правительства РФ № 7 : [утверждено Президентом РФ 8 января 2009 года]. – Москва : Правительство РФ, 2009.

3. Дияшев, Р. Н. Реактивизация разработки нефтяных месторождений на поздней стадии (на примере объекта Ромашкинского месторождения) / Р. Н. Дияшев, Н. Б. Нурисламов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 33-37.

4. Дроздов, А. Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения / А. Н. Дроздов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 100-104

5. Патент № 2619797 Российская Федерация, МПК E 21 B 47/10. Способ и устройство для определения режима течения водогазовой смеси : № 2015151784 : заявл. 01.12.2015 : опубл. 18.05.2017 / Д. В. Ефимов, П. В. Виноградов, О. В. Надеждин [и др.] ; заявитель ООО "Башнефть-Добыча".

УДК 622.276

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНО-СУЛИЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.А. Грезина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

И.И. Хайруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. Возрастающая доля истощенных запасов основных месторождений РФ, прежде всего, на залежах, находящихся в длительной разработке, и ухудшается структурой остаточных запасов нефти, связанных с образованием застойных, тупиковых и слабо дренируемых зон ведет к дополнительным затратам при их извлечении, что обусловлено снижением эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и в целом ухудшением технологических показателей разработки объекта нефтедобычи. Одним из эффективных мероприятий по извлечению остаточных запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Ключевые слова: месторождение, призабойная зона пласта, скважина, дебит, гидравлический разрыв, ГРП.

UDC 622.276

INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION BY HYDROFRICTION IN THE WELLS OF THE VOSTOCHNO-SULIOVSKAYA PLAZA OF THE ROMASHKINSKOYE DEPOSIT

O.A. Grezina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

I.I. Khairullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. The increasing share of depleted reserves in the main fields of the Russian Federation, primarily in long-term development deposits, and the deteriorating structure of residual oil reserves associated with the formation of stagnant, dead-end, and poorly drained zones, leads to additional costs during their extraction, which is caused by a decrease in the effectiveness of geological and technical measures (GTM) and a general deterioration in the technological performance of the oil production facility. One of the effective measures for extracting residual oil reserves from low-permeability reservoirs is hydraulic fracturing (HF).

Keywords: field, reservoir bottom zone, well, flow rate, hydraulic fracturing, FRP.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – гидрогазодинамический метод интенсификации притока и приемистости пластов, заключающийся в создании искусственных и расширении естественных трещин в пласте путем закачки в скважину жидкости под высоким давлением и последующим закреплении их расклинивающим материалом.

С позиции физико-технологических основ процесса гидравлический разрыв (ГРП) пласта представляет собой метод интенсификации притока, основанный на создании и расширении трещин в призабойной зоне скважины под действием высокого давления закачиваемой жидкости.

На рисунке 1 показана схема механизма проведения ГРП.

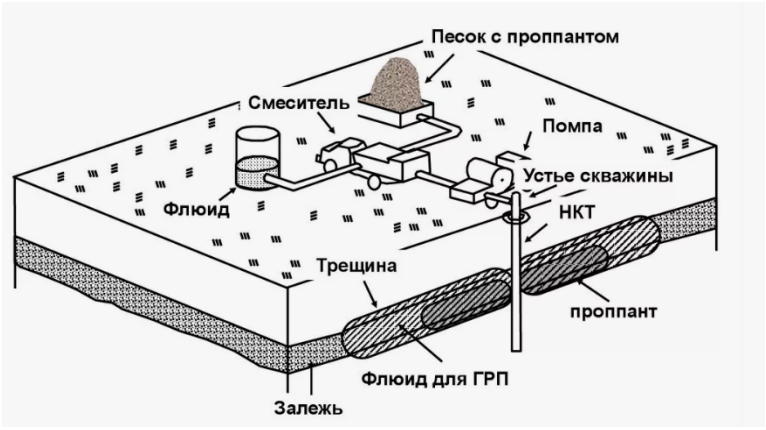


Рисунок 1- Схема механизма проведения ГРП

Механизм реализации ГРП включает следующие этапы:

1. Закачка в пласт рабочих жидкостей высокой вязкости при значительных расходах, приводящая к резкому повышению забойного давления.

2. Достижение критического уровня давления, превышающего гидростатическое в диапазоне 1,5–2,5 раза, что инициирует раскрытие естественных трещин и образование новых.

3. Закачка расклинивающего агента (проппанта, чаще всего песка) совместно с вязкой жидкостью для фиксации трещин в раскрытом состоянии.

4. Извлечение рабочей жидкости в процессе последующей эксплуатации скважины. При этом расклинивающий агент остаётся в трещинах, поддерживая их проницаемость и обеспечивая улучшенные условия фильтрации флюида.

На сегодняшний момент накоплен большой практический опыт, позволяющий выявить целесообразность использования ГРП в скважинах Восточно-Сулиевской площади Ромашкинского месторождения.

Основные факторы, которые повышают эффективность разработки нефтяного месторождения заключатся вовлечении всей нефтенасыщенной толщины пласта в разработку с учетом гидродинамически изолированных участков залежи и увеличение эффективного радиуса скважины [1].

Для определения возможности применения ГРП определяют геологические и технологические характеристики.

Для достижения максимальной технологической и экономической эффективности ГРП важно выполнение ряда следующих геологических условий:

- наличие в пределах эксплуатационного участка объекта с высокой степенью расчленённости коллектора, обеспечивающей благоприятные условия для распространения трещин;

- достаточная толщина и структурная выдержанность литологических экранов, разграничивающих нефтенасыщенные интервалы от водо- и газонасыщенных зон, что предотвращает преждевременное обводнение или газопроявления;

- пространственная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пластов по простиранию, создающая предпосылки для дифференцированного развития трещин;

- герметичность заколонного пространства, исключающая межпластовые перетоки и обеспечивающая направленное воздействие на целевой интервал.

В настоящее время ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина выполняет самостоятельное внедрение технологий ГРП с 1996 г. К 01.01.2017 г. на всех объектах разработки компании выполнено свыше 1700 скв. Операций ГРП. Накопленная база данных проведенных ГРП позволяет выполнить комплексный анализ эффективности технологии и выявить ключевые факторы, влияющие на результаты ее применения.

Таким образом, большая часть скважин после проведения ГРП характеризуется ускоренным ростом обводненности вследствие неконтролируемого порыва вод. Данный феномен наблюдается даже при соответствии исходных геологических параметров скважин установленным нормативным критериям.

Особенно эта тенденция проявлена на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения, где доля подобных объектов составляет существенную часть фонда скважин с выполненным ГРП.

Таким образом, совокупность основных традиционных критериев отбора скважин для ГРП не гарантирует целевого эффекта. Поэтому важно разрабатывать дополнительные геолого-технические критерии, учитывающие специфику нефтяных месторождений и их динамику изменения фильтрационных свойств продуктивного пласта в процессе его эксплуатации.

Восточно-Сулеевская площадь Ромашкинского месторождения была выделена в самостоятельный объект разработки в первой генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения в 1955 году и является одной из центральных площадей. С начала разработки на 01.01.2002 года отобрано 89,3 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) достиг 0,486.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Восточно - Сулеевской площади начали применять с 1971 года. Так, Восточно-Сулеевская площадь находится на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью выработки запасов (более 75%) и обводнённостью продукции, достигающей 85–90%. В таких условиях применение методов интенсификации добычи, в частности гидравлического разрыва пласта (ГРП), является ключевым направлением для поддержания рентабельной добычи и вовлечения в разработку остаточных трудноизвлекаемых запасов.

Расчет дополнительной добычи от проведения ГРП представлен для ГРП, выполненных в процессе эксплуатации, в т.ч. повторных ГРП и ГРП при выводе скважин из бездействия. В связи с большим объемом фактического материала здесь и далее приводятся таблицы обобщенных результатов проведения работ.

Фактические результаты гидроразрыва пласта за период разработки 2018–2023 г. на Восточно-Сулеевской площади представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Фактические результаты гидроразрыва пласта на Восточно-Сулеевской площади за 2018-2023 г.

Объект	Количество ГРП	В процессе эксплуатации	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Технологическая эффективность, тыс. т доп. добычи нефти/1 ГРП
Кын.	36	30	20,8	0,65
Паш.	48	42	32,8	0,82
Девон	28	24	9,0	0,45
Нижнефранск.	12	10	1,56	0,26
Итого	124	106	64,2	0,59

За период разработки 2018 – 2023 г. проведено 124 операции ГРП. в т.ч. 98 проведенных успешных операций ГРП в категории дополнительной добычи нефти. Наибольшее количество ГРП проведено в скважинах объектов кыновского и пашийского горизонтов, 70 % всех ГРП на площади. Расчет дополнительной добычи от проведения ГРП представлен для операций, выполненных в процессе эксплуатации, включая повторные ГРП и ГРП при выводе скважин из бездействия.

В связи с большим объёмом фактического материала приводятся обобщённые результаты проведения работ по Кыновскому и Пашийскому горизонтам..

Пласт Кыновского горизонта – средний начальный дебит нефти до ГРП скважин данного объекта, запущенных в работу после ГРП в процессе эксплуатации или повторных ГРП, составил 1,3 т/сут, дебит жидкости – 310,0 т/сут. После проведения ГРП средний дебит нефти составил 3,1 т/сут, средний дебит жидкости – 335,0 т/сут. Средняя кратность увеличения дебитов нефти после ГРП составила 2,38, средняя кратность увеличения дебитов жидкости – 1,08. В среднем после проведения ГРП обводнённость продукции снизилась на 0,18 %. Среднесуточный прирост дебита нефти от проведения ГРП за время эффекта составил 0,72 т/сут. Дополнительная добыча нефти от проведения анализируемых ГРП составила 20,8 тыс. т при средней технологической эффективности 0,65 тыс. т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта 2,9 лет.

Пласт Пашийского горизонта – средний начальный дебит нефти до ГРП скважин данного объекта, запущенных в работу после ГРП в процессе эксплуатации или повторных ГРП, составил 1,5 т/сут, дебит жидкости – 345,0 т/сут. После проведения ГРП средний начальный дебит нефти составил 3,8 т/сут, средний начальный дебит жидкости – 375,0 т/сут. Средняя кратность увеличения дебитов нефти после ГРП с учётом неуспешных ГРП составила 2,53, средняя кратность увеличения дебитов жидкости – 1,09. Обводнённость продукции после ГРП изменялась неоднородно – наряду с увеличением до значения 99,70 % отмечались случаи снижения на 0,25%. В среднем после проведения ГРП обводнённость продукции уменьшилась на 0,15%. Среднесуточный прирост дебита нефти от проведения ГРП за время эффекта составил 1,08 т/сут. Дополнительная добыча нефти от проведения анализируемых ГРП составила 32,8 тыс. т при средней технологической эффективности 0,82 тыс. т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 3,1 лет.

Всего от проведения всех анализируемых ГРП на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения дополнительно добыто 64,2 тыс. т нефти при среднем времени эффекта 2,7 лет. Достигнутая средняя технологическая эффективность проведения ГРП составила 0,59 тыс. т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП.

Таким образом, анализ существующей практики и результатов ранее выполненных операций ГРП на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождении показал устойчивую технологическую результативность данного метода.

Установлено, что средняя дополнительная добыча составляет 0,59 тыс. тонн нефти на одну операцию, при этом наибольший эффект достигается при воздействии на пласты ДІ и ДІІ. Это подтверждает целесообразность выбора ГРП в качестве ключевого мероприятия для вовлечения в разработку остаточных трудноизвлекаемых запасов.

Применение ГРП на последней стадии разработки рассматриваемой площади Ромашкинского месторождения, при высокой обводненности продукции скважин, рекомендуется на малодебитных скважинах.

Соблюдение рекомендуемых требований по охране труда и окружающих среды обеспечат достаточный уровень безопасности и экологичности добычи нефти.

Эффективность от предлагаемых мероприятий характеризуемых приростом добычи нефти, снижением её себестоимости и ростом прибыли.

Список использованных источников:

1. Алексеев, А.В. Эпоха ГРП // Сибирская нефть. – 2020. – № 4 (171). – С. 60- 63. // URL: https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SN171.pdf (дата обращения 05.03.2026 г.).

2. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.

3. Кравец, В.А. RPI: Многостадийный ГРП стал локомотивом для рынка гидроразрыва пласта в целом // ROGTEC. – 2019. – № 57. –С. 12-22. // URL: https://bit.ly/3TVaEu3 (дата обращения 05.04.2026 г.)

4. Митрова Т.А., Грушевенко Е.Н., Малов А.А. Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями // Центр исследований в области энергетики бизнес-школы СКОЛКОВО. – Москва 2018. – № 11 (2). – С. 5-50

УДК 622.276

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРОВ В СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. УСОЛЬЦЕВА

О.А. Грезина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

С.М. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. В статье кратко рассматриваются методы предупреждения гидратообразования, их преимущества и недостатки в условиях месторождения им. Усольцева. Месторождение им. Усольцева (бывшее Имилорское), введенное в эксплуатацию в 2014 году, расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Месторождение имеет значительный геологический потенциал. В настоящее время разработка месторождения им. Усольцева осложняется гидратообразованием, что требует рассмотрения вопросов предупреждения данного процесса.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, газ, добыча, температура, давление, гидраты, гидратообразование.

UDC 622.276

HYDRATE FORMATION PREVENTION WITH THE USE OF INHIBITORS IN THE USOLTSEV DEPOSIT WELLS

O.A. Grezina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

S.M. Khabibullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. The article briefly discusses the methods of preventing hydrate formation, their advantages and disadvantages in the conditions of the IM field. Usoltseva. The deposit named after Usoltseva (formerly Imilorskoye), commissioned in 2014, is located on the territory of the Surgut district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra. The deposit has significant geological potential. Currently, the field is being developed. Usoltseva is complicated by hydrate formation, which requires consideration of issues of prevention of this process.

Keywords: field, well, oil, gas, production, temperature, pressure, hydrates, hydrate formation.

Распространённое осложнение для разрабатываемых месторождений Западной Сибири – гидратообразование. Добывающий фонд скважин месторождения им. Усольцева не является исключением и также подвержен гидратообразованию. Данное осложнение воздействует на ухудшение работы промыслового оборудования, порой закупоривая проходные каналы оборудования, благодаря чему перестает работать большая часть

технологической линии движения скважинной продукции от устья до трубопроводного транспорта.

Коллектив авторов Пудакова В.Е., Афанасенко В.Г., Рубцов А.В. в научной статье указывают на то, что: «техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи нефти и газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутри промысловых трубопроводах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах [1].

На рисунке 1 показано как наглядно выглядит гидратообразование в газовой трубе.



Рисунок 1 – Гидратообразование

Автор Пудакова В.Е. в своей работе дает определение гидратам, где указывает, что: «гидратами называют твердые кристаллические физико-химические соединения, образованные природным газом с водой с общей формулой $M \cdot n\ H_2O$, где M - молекула гидратообразователя. Исследования газовых гидратов позволяют сформулировать общие закономерности, описывающие своеобразные физические свойства обширной группы соединений, у которых кристаллическая решетка построена из молекул воды, но, тем не менее, заметно отличается от решетки обычного льда (стабильность при температурах >0°, наличие полостей строго фиксированного диаметра и т. д.)», что показано на рисунке 2.

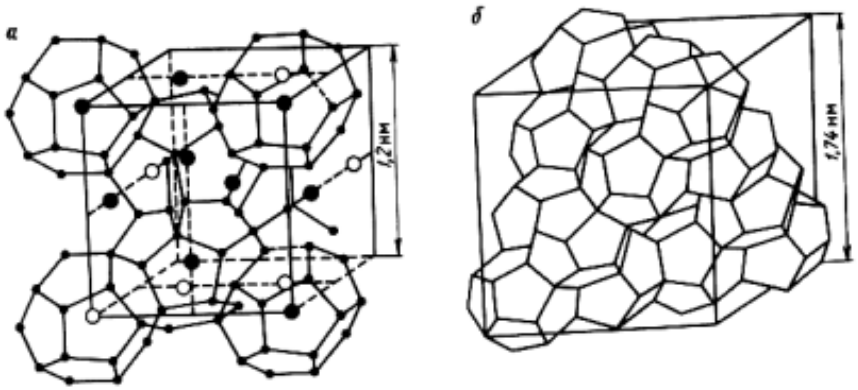


Рисунок 2 - Кристаллическая решетка газового гидрата структуры (I) (а); кристаллическая решетка газового гидрата структуры (II) (б)

Таким образом, выход из строя нефтепромыслового оборудования (НПО) по причине образования гидратов отрицательно сказывается на показателях разработки и эксплуатации месторождения нефти. Так, увеличивается количество отказов НПО и простоя скважин, уменьшается наработка на отказ, значит и межремонтный период, уменьшается объем добычи нефти, следовательно, ухудшаются экономические показали нефтедобывающего

предприятия, т.е. затраты на производство добычи углеводородов растут, а прибыли, которые остаются в распоряжении у предприятия уменьшаются.

Для предотвращения подобной ситуации в развитии экономики предприятия на предприятии «Лукойл Западная Сибирь» планируются, разрабатываются и реализуются общие технические мероприятия по предотвращению гидратообразования на эксплуатируемых месторождениях, в т.ч. на месторождении им. Усольцева, на основании результатов наблюдения за динамикой гидратообразования.

Проблема гидратообразования для месторождения им. Усольцева актуальна тем, что само месторождение находится в регионе Западной Сибири, в ХМАО, в регионе с суровыми климатическими условиями, что обозначает затруднения в борьбе с гидратообразования.

На месторождении им. Усольцева продуктивные пласты характеризуются наличием газа, выделяемого при добыче нефти, воды в жидкой фазе и благоприятных термобарических условий, указанных в таблице 1

Таблица 1 – Первоначальные термобарические характеристики продуктивных пластов

Характеристика	Значение
t, ˚C	30
p, МПа	15,8

Компонентный состав газов, растворенных в скважинной продукции месторождения им. Усольцева представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Компонентный состав газов

CO_2	N+редкие	CH_4	C_2H_6	C_3H8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}
0,98	1,49	86,23	3,92	3,06	1,13	1,63	0,59	0,58

На рисунке 3 наглядно видны термобарические условия гидратообразования на скважинах месторождении им. Усольцева.

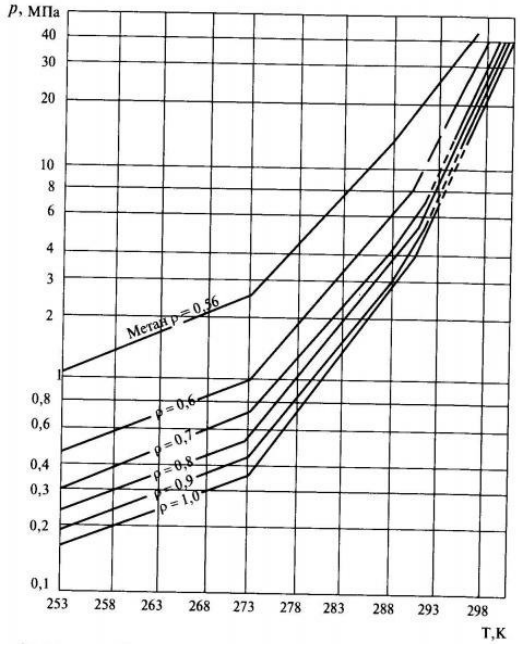


Рисунок 3 – Нанограмма гидратообразования в зависимости от его относительной плотности

Важно понимать, что на устье скважин рассматриваемого месторождения низкие температуры, следовательно, ствол скважины очень медленно прогревается из-за наличия зон с многолетнемерзлыми породами и повышенной теплоотдачи в таких зонах. Поэтому,

для введения борьбы с образованием гидратов важно понимать содержание условий образования гидратов, в т.ч. пластовое давление, температура при подъеме скважинной продукции, состав газовой фазы.

Борьбу с гидратами необходимо вести в двух направлениях:

- предупреждение образования гидратов;
- ликвидация образовавшихся гидратов.

На рисунке 4 показана основная классификация методов борьбы и предупреждения с образованием техногенных гидратов.

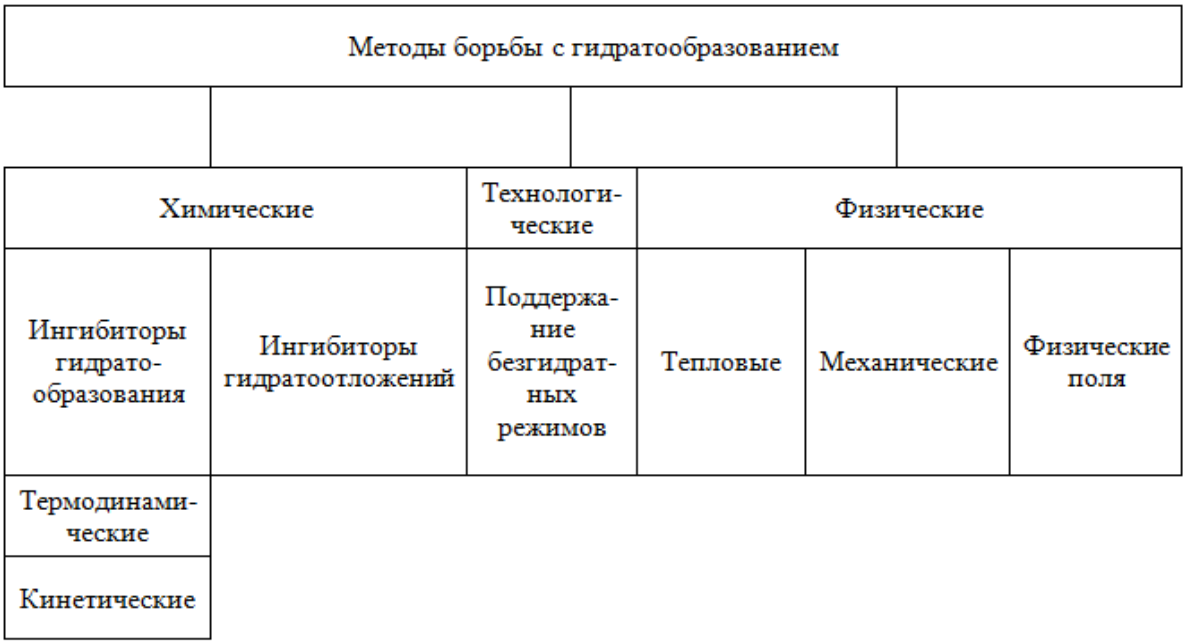


Рисунок 4 - Классификация основных видов методов борьбы с гидратообразованием

Следует отметить, что в скважинах добывающего фонда месторождения им. Усольцева выполняются производственные задачи по предупреждению образования гидратов в основном за счет химических методов в целом, в частности применения ингибиторов. Такие методы воздействуют на термобарические условия гидратообразования и воздействует на снижение их формирования в газожидкостном потоке. Ингибитор гидратообразования – это химический раствор, меняющий термобарические условия образования гидратов. Некоторые ингибиторы могут оказывать влияние на скорость появления гидратов в скважинной продукции.

Итак, на месторождении им. Усольцева из-за климатических условий невозможно использование кинематических ингибиторов. Поэтому в качестве ингибитора гидратообразования используются метанольные растворы с химическими веществами как ХПП-004 и СОНГИД-1803, т.к. они обладают высокоантигидратной способностью, на которую не влияет снижение температуры. Помимо этого, у метанольных растворов в качестве ингибиторов гидратообразования есть такие достоинства как низкая себестоимость, т.к. большое количество производителей ингибиторов предлагают широкую номенклатуру метанольных растворов, которые обладают низкой коррозионностью и простыми схемами утилизации отходов в рамках сохранения экологичности производства.

Таким образом, основное направление для повышения эффективности эксплуатации и разработки месторождения им. Усольцева это организация предупреждения осложнений в работе добывающего фонда скважин, в т.ч. гидратообразования. Использование современных рецептур метанольных растворов для ингибиторной обработки НПО скважин

позволит нефтедобывающему предприятию сохранять на должном уровне наработку на отказ оборудования, значит, у предприятия будет возможность предотвращать увеличение количества ремонтов скважин, что положительно будет сказываться на технико-экономическом развитии предприятия.

Список использованных источников:

1. Пудакова, В.Е., Афанасенко В.Г., Рубцов А.В. Гидратообразование в нефтегазовой отрасли и методы борьбы с ним/В.Е. Пудакова, В.Г. Афанасенко, А.В. Рубцов/ Известия ТулГУ. Технические науки. 2021. Вып. 11 306 УДК 622.279.72 DOI: 10.24412/2071-6168-2021-11-306-311

2. Афанасенко, В.Г., Кулаков П.А., Боев Е.В., Имаева Э.Ш., Давлетов О.Б., Мазидуллин Д.Н. Оптимизация ультразвукового эмульгирования при механическом перемешивании // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 4. С. 148-155.

3. Квеско, Н.Г., Квеско Б.Б. Инигибиторная защита оборудования от гидратообразования на газовых месторождениях Восточной Сибири // Евразийский союз ученых (ЕСУ). 2015. № 8(17). С. 94-97.

4. Шиповалов, А.Н., Земенков Ю.Д., Тырылыгин И.В. Проблемы применения технологий предупреждения гидратов в промысловых системах // Материалы Всероссийской научнопрактической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону». Тюмень, 2010. №1. С. 150 – 154

УДК 622.276.72(571.1)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Б.Г. Джалолов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Л.В. Петрова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: В ходе научного анализа, сфокусированного на предотвращении и устранении отложений асфальтосмолопарафиновых (АСПО) в нефтепромысловых установках, получены данные по стратиграфической тональности их начала формирования на исследуемом участке. Специфические характеристики и молекулярный состав субстанций, обнаруженных в Приобском нефтяном месторождении, подверглись тщательному анализу. В дальнейшем, с учетом специфики данных отложений, а также исчисленных параметров их первоначального формирования, был выработан и аргументирован предпочтительный вариант технологии, целенаправленно адресующей вопрос борьбы с АСПО. Уникальная методика, предложенная в результате исследования, предоставляет перспективные направления для повышения эффективности очистки скважин, в частности, она включает использование достоверно подобранных агентов и процессов, нацеленных на минимизацию и устранение оксидных инкрустаций указанной природы.

Ключевые слова: асфальтосмолопрафиновые вещества, ингибиторы АСПО, методы борьбы с АСПО, механизм формирования АСПО, глубина начала образования АСПО.

UDC 622.276.72(571.1)

IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES FOR THE PREVENTION AND REMOVAL OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN PRODUCTION WELLS IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

B.G. Jalolov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)
L.V. Petrova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

Abstract: in this article, an analytical review of modern technologies for the prevention and removal of ASF was carried out, the depth of the beginning of the formation of deposits of asphalt-resin-paraffin substances was determined for the well of the object of study. The chemical composition and properties of the deposits of the Priobskoye deposit and the methods used to remove ASF were also analyzed. As a result of the study, taking into account the composition of sediments and the calculated value of the depth of the beginning of sediment formation, an optimal technology for combating ASF was proposed.

Keywords: asphalt resin paraffin substances, ASF inhibitors, methods of combating ASF, the mechanism of ASF formation, the depth of the beginning of ASF formation.

Introduction

Разработка истощенных месторождений в Западной Сибири неизбежно подразумевает столкновение с целым рядом нефтедобывающих сложностей, включая ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород и интенсивное образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Учёные уделяют повышенное внимание анализу состава и физико-химических характеристик этих твердых углеводородных образований. По межремонтному периоду, соответствующему каждой конкретной скважине, существуют прогрессивные, но не всегда кардинально эффективные методы контроля [6].

При добыче нефти с высокой парафинистостью встречаются серьезные препятствия. Износ, закупоривание, снижение диаметра насосно-компрессорных труб, и проблемы с установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) обусловлены отложениями АСПО. Для устранения таких явлений, значимо не только знание их состава, но и выбор подходящего способа борьбы с ними, исходя из условий их эксплуатации и экономической целесообразности [5].

Изучение зависимости межмолекулярных взаимодействий внутри отложений от присутствия оксидов металлов позволяет предположить возможность разработки более тонких, индивидуально подходящих методов удаления АСПО. Установлено, что компонентами АСПО являются асфальто-смолистые вещества, парафины, а также примеси глины, солей и воды. Процентное содержание каждого из этих элементов варьируется в зависимости от множества факторов, включая геологические, гидродинамические и термодинамические аспекты.

Нефтедобывающая отрасль постоянно ищет оптимальные решения, основанные на уникальных свойствах добываемой нефти и вызываемых ею трудностей. Поддержание работоспособности эксплуатационного фонда на данном этапе остается ключевой задачей для поддержания уровня производства при возникновении перечисленных осложнений. Это обуславливает эксплуатационные испытания и создание передовых технологий, которые дополняли бы текущие, широко применяемые методы предотвращения и устранения АСПО.

Materials and inzyresko methods

Нефтяные парафины в АСПО являются основной долей отложений. Представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии. Также могут находиться во взвешенном или кристаллическом агрегатном состоянии при условиях транспортировки нефти, отличающихся от пластовых. Согласно ГОСТ 11851-85 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на [2]:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;
- парафиновую – от 1,5 до 6% ;
- высокопарафиновую – более 6%

Парафин, молекулы которого строят кристаллическую решетку, ответственен за

феномен известный как "парафинизация" - это накопление твердой органической фазы в процессах транспортировки нефти. При этом, рассматривается, что доля парафина может составлять до четверти массы в тех отдельных случаях. Стабильная химическая структура парафина, имеющая формулу CnH2n+2, где n варьируется от 16 до 64, подтверждает его устойчивость, не позволяя распадаться ни в кислой, ни в щелочной среде, и устойчивость к реакциям с химическими реагентами. Плавится он при 45-65 градусах Цельсия, а растворяется только в органических растворителях и нефтепродуктах в условиях повышенной температуры [3].

Образование асфальтосмолопарагиновых отложений (АСПО) происходит за счет сложных процессов, складывающихся из химических и физических изменений в нефтепромысловом оборудовании и околоскважинной зоны. На отложение парафинов влияют факторы, понижающие растворяющие свойства нефти и оказывающие эффект на термодинамику пласта. Отсюда следует, что для того чтобы обуздать проблему АСПО, необходимо углубленно анализировать не только состав и свойства отложений, но и уникальные для каждой локации условия. На сибирских месторождениях борьба с АСПО ведется преимущественно за счет физического воздействия и термических методик.

Results

В ходе анализа, осуществленного с использованием данных российских нефтедобывающих организаций, было установлено, что эффективность технологических решений для сдерживания и устранения отложений асфальтенов, смол и парафинов (АСПО) отличается значительной разнообразностью. Среди физических методик, противодействующих выпадению АСПО, системы магнитного и акустического воздействия продемонстрировали солидную эффективность и экономическую привлекательность за счет существенной длительности результата. Эти подходы являются рентабельными для использования в скважинах, независимо от срока их эксплуатации. С другой стороны, ключевым аспектом для выбора методов влияния на отложения в условиях конкретного месторождения являются гидродинамические, реологические и физико-химические параметры породы и извлекаемых углеводородов [1].

Тепловые техники удаления АСПО, несмотря на существенную затратность, зарекомендовали себя как весьма эффективные для всего спектра скважин. Однако авторитетные исследования показали, что инновационные термохимические обработки повышают эффективность оперативного дного отложений на 50% относительно обыденного расписания процедур, также отличаясь сниженной стоимостью в сравнении с применением нефтяных дистиллятов [4].

Скорость исполнения и низкая стоимость использования скребков различной конструкции делают данный метод предпочтительным среди иных подходов для борьбы с осадками в Западной Сибири. В категорию более затратных и интенсивных мер попадают методики, включающие нанесение эпоксидной смолы на трубы НКТ, прогрев скважин жидким углеводородом, ингибирование, электрический прогрев, остеклование НКТ и аналогичные инженерные процессы. Защитные покрытия НКТ, вопреки их высокой начальной стоимости и риску возникновения парафиновых заторов в случае повреждения покрытия, тем не менее демонстрируют весомую длительность положительного эффекта в связи с предотвращением АСПО.

Использование ингибиторов может прекратить образование отложений в нефтепромысловом оборудовании, вероятно представляя лучший выбор для охраны системы экстракции и транспортировки углеводородов. Этот подход выделяется своей экономичностью и простотой при внедрении в искусственные водоемы химических защитных веществ. Трудности, тем не менее, возникают при неправильном выборе количества или типа химических защитных средств, что также требует тщательного анализа для каждого уникального случая эксплуатации месторождения.

Насколько же касается наиболее распространенного метода поддержки чистоты скважин – удаления отложений скребками – его широко используют на промыслах Западной

Сибири. По сравнению с химическим методом, он недорог и практичен в мобильности, но при этом может вызывать повреждения инфраструктуры и требует дополнительного технического обслуживания.

До внедрения ингибиторов и средств для удаления отложений важно повысить дозирование через инновационные методы. В качестве решения предлагается внедрение специализированных погружных кабельных устройств, которые облегчат точную подачу химикатов в интервал перфорации или напрямую к глубинному насосу. Смена кабеля установки электроцентробежного насоса на модифицированный с вмонтированной капиллярной трубкой, обеспечит предварительное смешивание реагентов с добываемыми жидкостями, предотвращая формирование отложений и улучшая предотвращение засорения.

Conclusion

Предложенная технология обеспечивает наиболее эффективную дозировку химического реагента непосредственно в требуемую точку ствола скважины и позволяет оперативно изменять дозировку и марку реагента. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве, его адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ. В результате чего достигается экономичный расход реагентов и технологический эффект от его применения.

Список использованных источников:

1. Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Кислорском месторождении / С. Р. Марупов, А. Ф. Шакурова, А. Ф. Шакурова, М. А. Маджидов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 1(111). – С. 69-74.

2. Марупов С. Р. Исследования плавления парафина в скважине воздействием ВЧ ЭМП / Г. Р. Измайлова, С. Р. Марупов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием : в 2-х томах, Октябрьский, 26 апреля 2019 года / ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 251-256.

3. Минеев Б.П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти / Б.П. Минеев, О.В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004.-№ 12.- С. 41- 43.

4. Мищенко, М. В. Анализ межремонтного периода осложненного фонда скважин Инзырейского месторождения / М. В. Мищенко, С. Р. Марупов // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 357-360.

5. Табакаева Л.С. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины / Л.С. Табакаева, А.В. Сорокин // Бурение и нефть – 2004.- №2.- С.25-26.

6. Теплоциклическое воздействие на пласт на примере Гремихинского месторождения / Э. М. Альмухаметова, Д. И. Фаттахов, А. А. Файзуллин, // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 4(114).

УДК 622.276.63

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ И КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.А. Жариков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр.ГР-22-11)

Аннотация: В данной статье проведён сравнительный анализ двух методов интенсификации притока жидкости к скважине: соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и кислотный гидроразрывом пласта. Рассмотрены процессы воздействия

каждого метода на породы коллектора. Приведены данные, показывающие эффективность каждого метода, а также представлены положительные и отрицательные стороны каждого способа очистки ПЗП. На основе приведённых данных предложен наиболее эффективный метод для конкретной ситуации

Ключевые слова: карбонатные коллектора, скин-фактор, продуктивность, призабойная зона пласта, соляно-кислотная обработка, кислотный гидроразрыв пласта.

UDC 622.276.63

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENT AND ACID HYDRAULIC FRACTURING IN THE DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS IN WESTERN SIBERIA

S.A. Zharikov

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-22-11)

Abstract. This article provides a comparative analysis of two wellbore fluid stimulation methods: hydrochloric acid treatment of the near-wellbore zone (BWZ) and acid hydraulic fracturing. The impact of each method on reservoir rocks is discussed. Data demonstrating the effectiveness of each method is presented, as well as the pros and cons of each BWZ cleanup method. Based on the presented data, the most effective method for a specific situation is proposed.

Keywords: carbonate reservoirs, skin factor, productivity, bottomhole formation zone, hydrochloric acid treatment, acid hydraulic fracturing.

Месторождения с карбонатным типом коллектора являются наиболее тяжёлыми для разработки в современной практике, так как они характеризуются сложной и хаотичной структурой порового пространства. Для палеозойского комплекса Западной Сибири, включающего в себя, Урмано-Арчинскую группу месторождений, характерна высокая неоднородность пласта с низким значением проницаемости [1-4].

В процессе эксплуатации скважин на данных месторождениях ухудшаются фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны пласта, вызванных проникновением частиц бурового раствора, отложением солей, парафинов и асфальтенов, а также солеотложения. Степень загрязнения определяется параметром скин-фактор, положительные значения которого говорят о загрязнении или повреждении призабойной зоны пласта, следствием чего является ухудшение фильтрации флюида [5].

Одним из методов улучшения и восстановления фильтрации флюида является соляно-кислотная обработка (СКО) (рисунок 1).

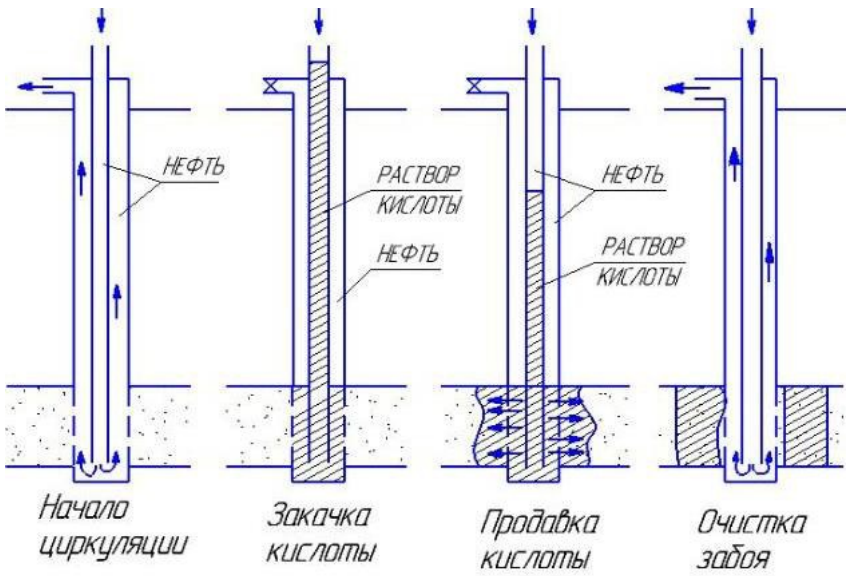


Рисунок 1 – Технология кислотной обработки призабойной зоны пласта.

Под воздействием соляной кислоты происходит реакция с карбонатной породой из-за чего образуются пустоты и как следствие происходит очистка призабойной зоны пласта. Но несмотря на это, СКО не всегда показывает свою эффективность, так как реакция происходит вблизи скважины. Альтернативным методом является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), где в качестве разрывающей жидкости используется соляная кислота [6-10].
Эффективность соляно-кислотных обработок Согласно опыту разработки, СКО увеличивает дебит нефти в среднем на 40-60%. Так, у 32 проанализированных скважин месторождения Х после соляно кислотной обработки дебит вырос в среднем на 5 т/сут, а эффект от обработки длился до 9 месяцев. Объём кислотного состава рассчитывался из стандартных условий пласта, где эффективная толщина была 12 м, а глубина обработки достигала 7 м. Это показывает, что реагент не распределяется равномерно.

Основным недостатком применения СКО в низкопроницаемых коллекторах является реакция кислоты с породой. Соляная кислота (HCl) активно реагирует с карбонатной породой ($CaCo_3$), в результате чего образуются хлорид кальция ($CaCl_2$), вода (H_2O) и углекислый газ (CO_2) [11]:

$$CaCo_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \uparrow \quad (1)$$

Высокая пластовая температура 80-100°С, ускоряет эту реакцию, вследствие чего кислота HCL нейтрализуется раньше, чем успевает проникнуть глубоко в пласт. При этом, вблизи ствола скважины формируются каналы – «червоточины». Увеличение объёма закачки не всегда даёт нужный результат, так как раствор в первую очередь попадает в уже очищенные зоны. Поэтому соляно кислотную обработку следует использовать лишь как метод восстановления проницаемости призабойной зоны пласта, который не даст ощутимого увеличения продуктивности скважины Кислотный гидроразрыв пласта направлен на увеличение низкой проницаемости пласта, через создания новых разломов и трещин. Анализ скважины показал эффективность данного метода. Закачка 15% раствора HCl, объёмом 100 м³ с добавлением: ингибиторов коррозии, загустителей, деэмульгаторов, при давлении большим давления разрыва привело к появлению трещины, которая, согласно моделированию, имеет длину – 50м, ширину – 7 мм, а проводимость составила более 5800 мД*м. Такая трещина является идеально связанной с пластом, так как имеет безразмерную проводимость более 30, а высокое давление замедляет скорость реакции кислоты с карбонатными породами и позволяет ей проникать глубже, протравливая стенки трещины (рисунок 2).



Рисунок 2 – Влияние высоких давлений на реакцию кислоты с карбонатной породой.

Как результат предполагаемый скин фактор снимажется до -4, расчётный дебит жидкости увеличивается более чем в 2 раза с 17,6 м³/сут до 39,4 м³/сут, а дебит нефти с 9,9 м³/сут до 19,23 м³/сут. Сравнение соляно-кислотной обработки и кислотного гидроразрыва пласта позволяет сделать вывод, что эффективность кислотного воздействия на карбонатную породу будет зависеть от скорости реакции, объёма и глубины воздействия. Анализируя глубину и объём воздействия, мы видим, что соляно-кислотная обработка, по сравнению с

кислотным гидроразрывом пласта сильно ограничена по глуине проникновения кислоты в пласт и не превышает радиус 1-2 м в эффективной зоне. КГРП же позволяет создать каналы, которые уходят в пласт на десятки метров, что является важным при разработке низкопроницаемых пропластков. Скорость реакции при стандартной СКО высокая, это приводит к тому, что реакция происходит, что значительный объём реагента расходуется вблизи ствола скважины, не проникая вглубь пласта. При КГРП скорость реакции снижается, что позволяет продлить её эффективность. Анализ скин фактора показывает, что для СКО снижение скин фактора составляет около -3, что характерно для очистки уже существующих каналов. Для КГРП снижение скин фактора может достигать значения -4 и ниже, что доказывает создание новой системы фильтрации. Таким образом выбор, СКО показывает свою эффективность в высокопроницаемых коллекторах, с проницаемостью более 50-100 мДарси и при очистке загрязнённой призабойной зоны пласта. КГРП же эффективен в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с проницаемостью менее 10 мДарси, характерных для месторождений Западной Сибири.

Проведя анализ можно учесть, что сложное строение карбонатных пород требует эффективных методов для очистки призабойной зоны пласта. Исходя из полученных данных мы приходим к тому, что как соляно-кислотная обработка, так и кислотный гидроразрыв пласта показывают свою эффективность при очистке призабойной зоны пласта. Беря во внимание основной показатель результативности метода – скин-фактора приходим к выводу, что скин фактор при СКО показывает увеличение эффективного радиуса скважины на 1-2 м, в то время как КГРП увеличивает его до 50 метров. Стандартная соляно-кислотная обработка является эффективной только для решения локальной задачи по восстановлению прежнего притока жидкости к скважине. Кислотный гидроразрыв пласта является более эффективным методом увеличения фильтрации, так как он показывает значительно снижает скин-фактор и создаёт устойчивые трещины вдоль эффективной толщины пласта.

Список использованных источников:

1. Хуснутдинова, Р. Р. Применение программных комплексов для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений / Р. Р. Хуснутдинова, П. Г. Митичкина, С. А. Жариков // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2025 : Сборник трудов VМеждународной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 07 ноября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 762-766.
2. Особенности разработки каширо-подольских отложений Арланского месторождения с переводом горизонтальных скважин под закачку / Г. С. Ерохин, А. А. Бабкина, А. М. Вагизов [и др.] // Нефтяная провинция. – 2025. – № 4(44). – С. 162-183. – DOI 10.25689/NP.2025.4.162-183. – EDN QZNCKO.
3. Развитие технологий ГРП для карбонатных отложений каширского и подольского горизонтов Арланского нефтяного месторождения / Я. Р. Исламов, Э. Р. Нурлыгаянова, А. М. Вагизов [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 4. – С. 200-208. – DOI 10.18599/grs.2024.4.21. – EDN SFMBEN.
4. Якупов, Р. Ф. Обоснование работ по кислотной обработке призабойной зоны скважин на Туймазинском месторождении / Р. Ф. Якупов, М. Р. Якупов, Д. Х. Нигматзянов // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 483-487. – EDN ETGLYR.
5. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК "РН-ВЕГА" / А. С. Чиглинцева, И. А. Сорокин, Р. Р. Уразов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 106-110. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-5-106-110. – EDN DXVTNI.
6. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70. – EDN FTNNOU.

7. Комплексная оценка результативности закачки нефтекислотных эмульсий в условиях сложнопостроенных залежей нефти черепетского и кизеловского горизонтов Южно-Татарского свода / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2025. – Т. 64, № 2. – С. 72-79. – DOI 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-72-79. – EDN PVOVJP.

8. Особенности валидации моделей прогнозирования продуктивности залежей с использованием автоматической идентификации значимости геолого-промысловых параметров / Л. С. Кулешова, А. М. Маляренко, В. В. Мухаметшин [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2025. – № 3(292). – С. 9-14. – EDN XCZNTA.

9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024691625 Российская Федерация. Программа для проведения дифференциации и группирования залежей жидких углеводородов : заявл. 16.12.2024 : опубл. 23.12.2024 / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN RISIZU.

10. Гилязетдинов, Р. А. Использование детерменированного метода обработки геолого-промысловых данных для реализации эффективных геолого-технических мероприятий при разработке месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Р. А. Гилязетдинов, Е. А. Шварцев // Результаты геофизических и петрофизических исследований: методика и интерпретация : Материалы ежегодной молодежной научной конференции кафедры геофизики Воронежского государственного университета, Воронеж, 17–18 апреля 2024 года. – Воронеж: Издательско-полиграфический центр "Научная книга", 2024. – С. 13-17. – EDN EFXXEG.

Шарипов, Ф. А. Разработка алгоритма прогнозирования эффективности обработки призабойной зоны пласта на основе комплексного геолого-статистического анализа промысловых данных / Ф. А. Шарипов, Р. А. Гилязетдинов, Е. Ю. Вобликова // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 473-478. – EDN EOJEHU.

УДК 622.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Р.З. Загретдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз20-14)

Аннотация. В данной статье рассмотрены вопросы применения ингибиторов для предотвращения гидратообразования в системе сбора и подготовки нефти и газа. Основная задача этой работы заключается в проведении теоретических изысканий и практических опытов, изучающих методы недопущения появления гидратов, что в конечном итоге способствует росту продуктивности эксплуатационных скважин на углеводородных месторождениях, расположенных в границах Западной Сибири. Итогом проведенной научно-технической деятельности стало внедрение диметилсульфоксида (ДМСО) в роли способа борьбы с гидратными образованиями. Данный метод подразумевает обработку скважин, добывающих как газ, так и нефть, за счет запуска экзотермической реакции, позволяющей ликвидировать скопления гидратов и парафинов.

Ключевые слова: гидратообразование, скважина, сбор и подготовка скважинной продукции, газ, методы борьбы, температура.

UDC 622.

USING INHIBITORS TO PREVENT HYDRATE FORMATION

R.Z. Zagretdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. This article examines the use of inhibitors to prevent hydrate formation in oil and gas gathering and processing systems. The primary objective of this work is to conduct theoretical research and practical experiments exploring methods for preventing hydrate formation, which ultimately contributes to increased productivity of production wells at hydrocarbon fields located in Western Siberia. The culmination of this research and development work has been the introduction of dimethyl sulfoxide (DMSO) as a hydrate control method. This method involves treating both gas and oil producing wells by initiating an exothermic reaction that eliminates hydrate and paraffin deposits.

Keywords: hydrate formation, well, collection and preparation of well products, gas, control methods, temperature.

Introduction (Введение).

Увеличение доли потребления нефти и природного газа в структуре мирового энергобаланса, что является общей тенденцией для всех государств, занимающихся добычей голубого топлива, диктует необходимость наращивания объемов извлечения этих ресурсов. В связи с этим особую значимость приобретает совершенствование способов предотвращения технологических сложностей, сопровождающих добычу и перекачку по трубам данных сред, в частности тех, что спровоцированы формированием газогидратов. Образование твердых соединений из природного газа негативно сказывается на функционировании трубопроводных коммуникаций, по которым транспортируется продукция скважин, будь то нефтяные, газовые, конденсатные или смешанные промыслы. Кроме того, страдают внутренние технологические схемы обвязки трубопроводов и установки, предназначенные для подготовки углеводородов к дальнейшей транспортировке.

Materials and methods (Материалы и методы).

Эксплуатация транспортных магистралей в условиях, способствующих гидратообразованию, чревата не только опасностью накопления этих отложений, но и нарушением штатных режимов функционирования самих скважин и пунктов подготовки добытого сырья из-за сужения внутреннего диаметра труб. В наиболее критических ситуациях это ведет к полной закупорке рабочих каналов в скважинах, трубах, запорной арматуре и технологическом оборудовании, используемом на промыслах, а также на линейных участках и компрессорных станциях систем магистральной транспортировки нефти и газа. Ситуация дополнительно усложняется ростом объемов добычи углеводородов в зонах с суровыми климатическими условиями. Речь идет о территориях, где распространены вечномерзлые породы, об акваториях Мирового океана, а также об арктическом шельфе. В этих регионах действуют особенно жесткие требования по защите окружающей среды и поставлена задача минимизировать использование химических веществ.

Для борьбы с гидратными пробками на этапах извлечения, аккумуляции и первичной переработки, а также в магистральных трубопроводах, задействуют ингибиторы гидратообразования различных категорий. Однако на территории Западной Сибири и в районах Крайнего Севера в текущий период преимущественно используется метанол либо, в отдельных ситуациях, гликоли. Несмотря на накопленный обширный опыт эксплуатации метанола как средства предотвращения гидратов, существует ряд неразрешенных сложностей. К ним относятся неоправданно высокий расход этого реагента, выпуск продукции, не соответствующей установленным стандартам по присутствию растворенного метанола, а также его ядовитость и повышенная испаряемость. Последние факторы создают угрозу для здоровья и жизни персонала, задействованного в нефтегазовой отрасли.

Данные трудности вполне реально преодолеть, если сосредоточиться на поиске более безопасных и экономичных с точки зрения энергопотребления подходов к недопущению

гидратов. Это достигается внедрением более действенных технических решений. Таким образом, ключевая цель описываемой работы – теоретическое и экспериментальное изучение технологий, позволяющих не допустить возникновения гидратов, и, как прямое следствие, добиться увеличения дебитов нефтяных и газовых скважин на западносибирских месторождениях. Суммарные ежегодные затраты рассматриваемого предприятия на превентивные меры и ликвидацию последствий гидратообразования достигают порядка 60 миллионов рублей. При этом стоимость установки греющего кабеля по состоянию на начало 2026 года увеличилась практически троекратно, что означает рост на 220 процентов в сравнении с показателями 2024 года [1, 2].

Сложившаяся ситуация требует оперативного реагирования и внедрения иных энергоэффективных и инновационных способов удаления и профилактики парафиногидратных отложений. Высвободившиеся финансовые средства целесообразно направить на решение более значимых задач, например, на реализацию программ, связанных с декарбонизацией производства. Для противодействия гидратам создан целый спектр различных способов, которые систематизированы на рисунке 1. В их число входят и варианты, базирующиеся на применении химически активных веществ — ингибиторов гидратообразования. Далее приведено описание конкретного применения отдельных методов, нацеленных как на предотвращение, так и на устранение уже сформировавшихся гидратов.



Рисунок 1 – Методы борьбы с техногенным гидратообразованием

Важно принимать во внимание, что в случае возникновения гидратной пробки в области с отрицательными температурами, эффективность вышеупомянутых технологий достигается исключительно при снижении давления. Связано это с тем, что вода, высвобождающаяся при распаде гидратов в условиях малого содержания ингибитора, способна превратиться в лед. Тогда вместо гидратной пробки формируется ледяная, избавиться от которой намного сложнее. Если же в стволе скважины образовалась пробка значительной протяженности, её удаление возможно путем организации замкнутой циркуляции ингибирующего реагента непосредственно над зоной закупорки. В ходе этого процесса механические включения вымываются, а на поверхности гидратной массы постоянно присутствует ингибитор в высокой концентрации [3].

В качестве одного из вариантов разрешения проблемы гидратных отложений в настоящем исследовании предлагается способ физического прогрева для их удаления. Используются двухкомпонентные термогазогенерирующие пенные составы (ТГГПС). Они представляют собой смесь специально приготовленных ингибирующих компонентов ПСК-2 и ПКК-1, в состав которых включены поверхностно-активные вещества (ПАВ), газообразующий раствор и вещество, придающее пене устойчивую структуру. Применение таких пен внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) выше гидратной пробки инициирует химическую реакцию. В результате генерируется существенное количество тепловой

энергии и инертных газов, что ведет к интенсивному пенообразованию. Выделяющееся тепло непосредственно в районе гидратной пробки способствует ее разрушению. Освободившаяся при таянии гидратов вода соединяется с пеной и затем выносится потоком на поверхность, к устью скважины.



Рисунок 2 – Последовательность операций по очистке затрубного пространства от скоплений, состоящих из гидратов и парафинов

В процессе протекания химических превращений освобождается значительное количество тепла — энергетическая ценность применяемого состава достигает 4300 килоджоулей на килограмм. Это означает, что сотни килограммов такого вещества способны прогреть 1,3 кубических метра воды с 15 градусов Цельсия вплоть до ста градусов. Подобный температурный уровень создает угрозу оттаивания вечномерзлых грунтов, пересекаемых скважиной, что может спровоцировать обрушение породы, оползневые явления и даже повреждение или смещение эксплуатационной колонны. При возникновении такой ситуации потребуется принимать дополнительные и весьма затратные меры по термостабилизации призабойной зоны, например, использовать теплоизолированные лифтовые трубы либо специальные охлаждающие установки, функционирующие за счет циркуляции азота. Поэтому возникает настоятельная потребность в поиске альтернативных подходов.

Подобные альтернативные варианты были обнаружены и подвергнуты детальному анализу в процессе выполнения научно-технической работы. Они схематично отображены на рисунке три. Тем не менее, ни один из предложенных способов не может считаться универсальным и применимым в любых условиях [4].

Методика, основанная на тепловом фокусированном акустическом воздействии на продуктивный пласт, реализуемом посредством специализированного фокусирующего излучателя, может продемонстрировать высокую результативность при обработке формаций, вмещающих газогидратные скопления. Подобные породы-коллекторы отличаются прекрасной способностью проводить акустические колебания благодаря тому, что их поровое пространство занято гидратами, льдом или жидкой водой, а все эти вещества являются эффективными проводниками звуковых волн.

Благодаря данному свойству появляется возможность сфокусировать акустическое излучение на довольно значительном удалении от ствола скважины, что дает шанс существенно расширить зону теплового влияния. Основным негативным явлением, с которым приходится бороться в процессе деструкции газовых гидратов, выступает так называемый эффект самоконсервации. Детальное изучение экспериментальных данных, касающихся скорости разложения гидратных соединений, позволяет выделить определенные характерные черты этого процесса, когда он протекает при температурах ниже нуля градусов по Цельсию [5].

Решение	Преимущества	Недостатки
1.ТГГПС	1.Скорость операции; 2.Удаление как трубного, так и затрубного гидрата	1.Нужны лабораторные изучения для $\mathbf{H_{max.гидр}}$; 2.Возможное образование вторичной пены; 3.Привлечение подрядчика на первых стадиях обработки гидратного фонда
2.Велолебедка	1.Дешевизна; 2.Борьба как с АСПО, так и гидратами; 3.Мобильность	1.Реализация только на Красноленинском м-р; 2.Глубина обработки до 1,2 км; 3.Удаление только трубного гидрата
3.ППУ+протектор	1.Дешевизна; 2.Скорость операции; 3.Мобильность	1.Малый диапазон эффективности по глубине; 2.Малое количество обработок в сутки из-за скорости передвижения ППУ по м-р; 3.Низкая эффективность
4.АДПМ+$MgCl_{2гор.р-р}$	1.Дешевизна внедрения; 2. Удаление как трубного, так и затрубного гидрата	1.Возможность образования солей; 2. Малое количество обработок в сутки из-за скорости передвижения АДМП по м-р
5.ФАВ; 6.Использование мочевины	Инновация	Не встречается на практике-доказаны только математические и физико-химические модели

Рисунок 3 – Анализ предложенных решений

Confirmations (Подтверждения).

Разрушение гидратов после того, как давление было снижено, инициируется на их поверхностном слое и проходит через несколько этапов. Четко прослеживаются начальная стремительная фаза и сменяющая ее замедленная фаза, причем в некоторых ситуациях процесс может практически полностью остановиться — это и есть эффект самоконсервации. Применение технологии фокусированного акустического воздействия на породу в сочетании с понижением давления либо с нагнетанием предварительно нагретой жидкости дает возможность преодолеть указанный эффект и, как следствие, повысить экономические показатели разработки месторождений углеводородов.

Однако все это пока существует лишь в рамках теоретических моделей. На реальных промыслах подобные технологии не применяются на практике. Потребность же в универсальном решении стоит достаточно остро. Таким универсальным ответом на вызов, связанный с предотвращением и удалением гидратных пробок как непосредственно в скважинах, так и в инфраструктуре сбора и первичной обработки продукции, способен стать диметилсульфоксид, сокращенно именуемый ДМСО [6].

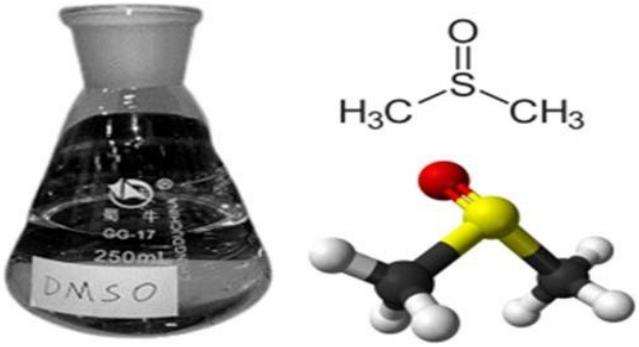


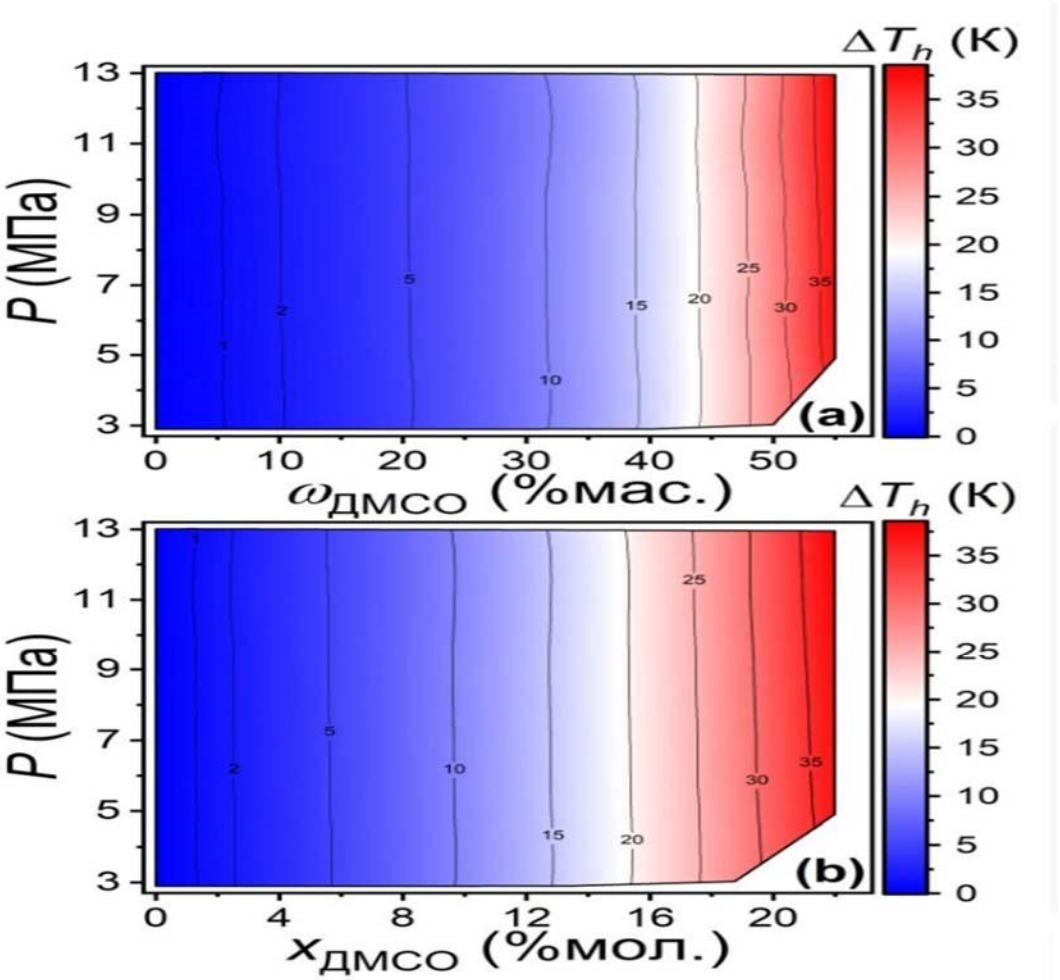
Рисунок 4 – ДМСО

ДМСО – данное синтетическое вещество традиционно используется в химической отрасли в качестве растворителя, в бытовой сфере — для выведения пятен, оставленных красками, и даже в медицинской практике как средство, снимающее воспаление и

обладающее обезболивающим действием. В последнее время исследователи выявили у него еще одно полезное качество — способность препятствовать формированию гидратов природного газа. К тому же диметилсульфоксид характеризуется крайне низкой токсичностью и незначительной летучестью, что делает его гораздо более безопасным агентом по сравнению с широко используемым метанолом.

Примечательно, что свойство ДМСО блокировать процессы гидратообразования было открыто учеными относительно недавно, лишь в 2022 году. В ходе экспериментов химики исследовали, как различные концентрации этого вещества влияют на температурные параметры и уровень давления, при которых возможно стабильное существование гидрата метана. Методика заключалась в следующем: в автоклав, оснащенный перемешивающим устройством и позволяющий создавать и контролировать требуемые давление и температуру, помещалась обычная вода либо водный раствор ДМСО с заранее известной концентрацией. Затем туда закачивался газообразный метан до достижения давления в интервале от трех до тринадцати мегапаскалей.

Посредством последующего охлаждения содержимого автоклава исследователи инициировали синтез газогидратного соединения, после чего проводили его разложение, постепенно повышая температуру. Полученные результаты, отраженные на рисунке 5, показали, что присутствие ДМСО в растворе с высокой концентрацией (пятьдесят пять процентов от общей массы) вызывает резкое падение температуры гидратообразования метана вплоть до минус тридцати одного градуса Цельсия. Для сравнения: в системе с чистой водой аналогичный показатель составляет плюс шесть градусов.



(a – в массовых долях, b – в мольных долях) и давления на понижение равновесной температуры гидратообразования метана ΔT_h

Рисунок 5 – Влияние концентрации ДМСО в водном растворе

Дополнительно было проведено сопоставление антигидратной эффективности ДМСО с действием других химических соединений, уже нашедших применение в нефтегазовом секторе, а именно метанола, моноэтиленгликоля и диэтиленгликоля. Как выяснилось, при относительно невысоких концентрациях, не превышающих тридцати процентов по массе, наилучшие показатели в подавлении гидратообразования демонстрирует метанол. Диметилсульфоксид же по своим ингибирующим свойствам на этом уровне близок к моноэтиленгликолю.

Однако при достижении концентрации в пятьдесят три процента и выше ДМСО начинает опережать по эффективности даже метанол, который считается одним из наиболее действенных ингибиторов неионогенного типа среди известных на сегодняшний день. Подобное поведение, вероятно, обусловлено отклонением свойств растворов ДМСО от идеальных вследствие высокой полярности его молекул. Суть в том, что, находясь в водной среде, эти молекулы вступают в конкуренцию с молекулами воды за образование водородных связей, что создает препятствия для формирования кристаллических структур гидратов.

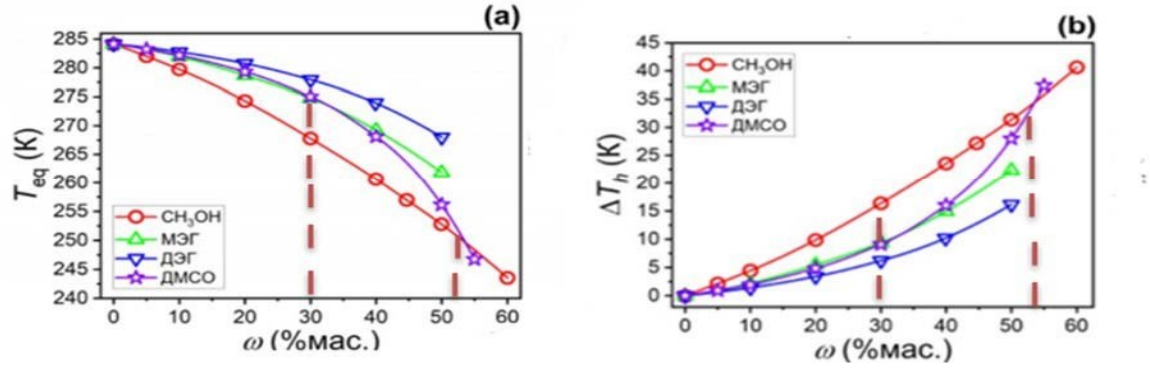


Рисунок 6 – Влияние ДМСО и других ингибиторов в зависимости от их массовой концентрации на процесс гидратообразования

Conclusions (Выводы).

В качестве заключения представляется важным акцентировать следующие ключевые моменты:

Во-первых, ДМСО проявляет значительно лучшую совместимость с солями, присутствующими в пластовых водах, что имеет особое значение для условий разработки месторождений Западной Сибири, поскольку солеотложения представляют собой серьезную проблему, характерную и для многих других территориально-производственных комплексов.

Во-вторых, внедрение диметилсульфоксида позволяет добиться ощутимого сокращения эксплуатационных расходов.

В-третьих, применение ДМСО на объектах, относящихся к нефтегазовой индустрии, способствует уменьшению негативного воздействия на природную среду и одновременно снижает риски для здоровья персонала, занятого в производственных процессах.

В-четвертых, итогом данной научно-технической проработки выступает предложение использовать ДМСО в качестве технологического решения для предотвращения гидратообразования. Цель такого применения — ингибирование работы скважин, добывающих газ и нефть, посредством инициирования экзотермической реакции, направленной на удаление отложений, состоящих из гидратов и парафинов.

Список использованных источников

1. Бузников, Н.А. Моделирование динамики движения ингибиторов гидратообразования в промысловых трубопроводах / Н.А. Бузников, В.А. Истомин, Р.А.

Митницкий // Газовая промышленность – М.: ООО «АКАДЕМНАУКА», 2016. – № 2. – С. 94-98.

2. Гройсман А.Г. Теплофизические свойства газовых гидратов. Новосибирск: Наука, 1985, 94 с

3. Грунвальд, А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / А.В. Грунвальд // Нефтегазовое дело. Сетевое издание. – 2007. – №2. – С. 1-25.

4. Елистратов, М.В. Совершенствование методов расчета фазового равновесия в системе «природный газ - гликоли - вода – метанол» для повышения эффективности гликолевой осушки природного газа. Автореферат канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 22 с.

5. Колчин А.В. Оптимизация ингибирования метанолом в магистральной системе транспорта газа на этапе подготовки / А.В. Колчин, А.В. Курочкин, Г.Е. Коробков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.– 2016. – №4. –С. 47-53.

6. Макогон, Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985. - 232 с.

УДК 622.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Р.З. Загретдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз20-14)

Аннотация. В рамках данной публикации исследуются аспекты использования ингибиторов с целью недопущения гидратных пробок в контуре сбора и промысловой обработки нефти, и газа. В процессе выполнения работы детально изучены механизмы формирования гидратов, распространенные способы противодействия их появлению, кроме того, представлен способ устранения данной проблемы, который подразумевает внедрение установки для исследования кинетики гидратообразования. Такая установка даст возможность детально разбираться в условиях возникновения гидратов, а кроме того, опытным путем определять оптимальный тип ингибитора и его необходимую дозировку, обеспечивающие максимальную эффективность в плане сдерживания процессов гидратообразования. В современном мире нефтяной сектор считается одним из наиболее динамично прогрессирующих и стратегически значимых направлений отечественной экономики, занимая ключевое место в финансовой системе государства. Спрос на данное сырье неуклонно растет, следовательно, стремясь повысить качество выпускаемой продукции и уменьшить ее конечную стоимость, нефтедобывающие предприятия вынуждены на постоянной основе обновлять как техническую базу промыслов, так и применяемые технологии извлечения сырья. На сегодняшний день ключевым вызовом, сопровождающим эксплуатацию залежей природного газа, а также нефтегазовых месторождений с высоким содержанием газа, является формирование гидратных соединений. Ежегодно добыча углеводородов смещается в сторону более сложных условий эксплуатации: фиксируется повышение доли сернистых компонентов, азотистых соединений и углеводородных газов. На промыслах по добыче нефти вероятность образования комплексных парафиногидратных отложений повышается, при этом борьба с такими отложениями представляет собой гораздо более сложную задачу.

Ключевые слова: гидратообразование, фазовая диаграмма, газ, конденсат, отложения, скважина, кинетика.

UDC 622

USING INHIBITORS TO PREVENT HYDRATE FORMATION IN OIL AND GAS GATHERING AND TREATMENT SYSTEMS

R.Z. Zagretdinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. This publication explores the use of inhibitors to prevent hydrate plugs in oil and gas production and processing systems. This work provides a detailed study of the mechanisms of hydrate formation and common methods for preventing their occurrence. Furthermore, a method for eliminating this problem is presented, which involves the implementation of a rig for studying the kinetics of hydrate formation. This rig will enable a detailed understanding of the conditions under which hydrates form, as well as the experimental determination of the optimal inhibitor type and dosage required to ensure maximum effectiveness in inhibiting hydrate formation. In today's world, the oil sector is considered one of the most dynamically developing and strategically significant sectors of the domestic economy, occupying a key position in the national financial system. Demand for this raw material is steadily growing. Therefore, in an effort to improve the quality of their products and reduce their final cost, oil producing companies are forced to continually upgrade both their field equipment and their extraction technologies. Today, the key challenge associated with the exploitation of natural gas deposits, as well as oil and gas fields with high gas content, is the formation of hydrate compounds. Hydrocarbon production is annually shifting toward more challenging operating conditions, with increasing levels of sulfur components, nitrogen compounds, and hydrocarbon gases. In oil fields, the likelihood of complex paraffin hydrate deposits forming is increasing, and mitigating these deposits is a much more complex task.

Keywords: hydrate formation, phase diagram, gas, condensate, deposits, well, kinetics.

Introduction (Введение).

Сегодня одной из самых серьезных затруднений на целом ряде промыслов по добыче газа и газоконденсата считается формирование гидратных пробок в продуктивных пластах.

Стабильное функционирование технических устройств и трубопроводных систем занимает ключевые позиции в процессе извлечения нефти, газа и конденсата. Именно данным фактором обусловлены объемы добытого сырья и длительность простоев оборудования, что оказывает непосредственное влияние на финансовое благополучие любой организации.

В текущих реалиях главным методом борьбы с появлением и накоплением гидратов считается использование химических составов, а именно ингибиторов. Однако нередко подобные реагенты либо обладают конкретными недостатками касательно воздействия на аппаратуру или пластовые жидкости, либо показывают недостаточную результативность.

Слабая эффективность ингибиторов приводит к возникновению дополнительных расходов, которые проявляются в виде использования добавочных финансов, специализированной техники, повышенного контроля и временных затрат персонала, обслуживающего эти проблемные зоны [1].

Materials and methods (Материалы и методы).

Гидраты природных газов представляют собой жесткие кристаллоподобные структуры, возникающие при специфических показателях температуры и давления вследствие взаимодействия водного раствора, льда, паров воды и легких углеводородных газов. Внешне они схожи со льдом либо уплотненным снегом. При значениях давления до 10-30 МПа гидраты способны формироваться при температурах до +20-25˚С, однако стандартные температурные интервалы их существования находятся ниже отметок +15-20˚С.

Структурно гидратные образования представляют собой каркас, матрицу хозяина, которая содержит пустоты, в эти пустоты проникают газовые молекулы, исполняющие роль гостей, которые удерживаются Ван-дер-ваальсовыми взаимодействиями. Таким путем происходит построение кристаллических ассоциаций. Согласно общепринятой систематизации базовыми типами строения газовых гидратов считаются Кубическая I (КС-I), Кубическая II (КС-II) и Гексагональная III (ГС-III). В настоящее время подтверждено, что индивидуальные газы, такие как CH4, CO2, H2S, Xe, CF4, C2H6, C2H4 при невысоком

давлении склонны формировать гидраты, относящиеся к структуре КС-I, тогда как Ar, Kr, O2, N2, C3H8, i-C4H10 предпочтительно образуют модификацию КС-II.

Изображение 1 демонстрирует фазовую диаграмму (кривые с I по IV), описывающую параметры возникновения простых гидратов (формирующихся при участии индивидуального газа и воды). Зона вероятного существования гидратов размещена слева по отношению к линиям I и IV. Точки pk и pk' именуются, соответственно, высшей и низшей критическими точками в процессе гидратообразования. Следовательно, при фиксации одного определенного показателя, например, температуры, можно вполне конкретно вычислить величину другого показателя, то есть давления.

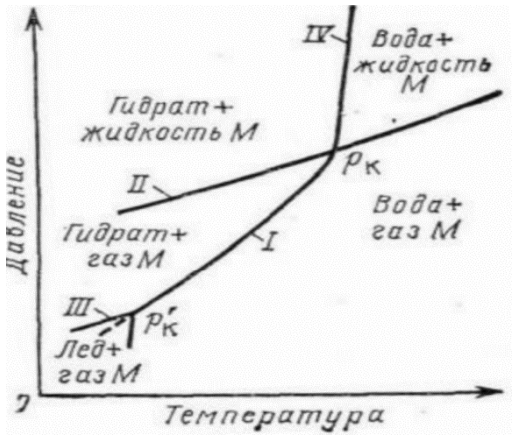


Рисунок 1 – Принципиальная диаграмма фазовых состояний системы газ-гидрат

Чтобы сформировался гидрат, требуется выполнение трех ключевых факторов:

1. Подходящие показатели температуры и давления. Процесс гидратообразования идет успешно при совместном действии низких температур и высоких давлений.

2. Присутствие компонентов, способных образовывать гидраты (например, метан, этан, углекислый газ и прочие).

3. Определенный объем жидкой воды. Ее количество не должно превышать или быть ниже необходимого уровня.

Способы предотвращения гидратных образований принято разделять на три основные категории:

1. Химические (реагентные) способы включают:

– реагенты, препятствующие образованию гидратов (термодинамического и кинетического действия);

– составы, предотвращающие отложение гидратов (используются при многофазной транспортировке продукции скважин газоконденсатных и газонефтяных месторождений в условиях гидратообразования).

2. Технологические методы состоят в обеспечении режимов, исключающих формирование гидратов.

3. Физические методы, в свою очередь, делятся на:

– тепловые воздействия;

– использование физических полей (акустических, сверхвысокочастотных);

– механические способы [2].



Рисунок 2 – классификация методов противодействия гидратообразованию

Под ингибитором гидратообразования понимают химический компонент, способный модифицировать температурно-давностные параметры формирования гидратов или воздействовать на быстроту их возникновения в потоке газа и жидкости.

Все ингибиторы гидратообразования можно условно отнести к трем категориям:

1. Термодинамические ингибиторы – это составы, понижающие активность воды, что смещает равновесие в трехфазной системе «газ – вода – гидрат» в область более низких температурных значений. Представителями данной группы являются алифатические спирты, гликоли и водные растворы солей неорганического происхождения.

2. Кинетические ингибиторы – вещества, временно блокирующие процесс зарождения гидратов и замедляющие разрастание способных к развитию центров кристаллизации.

3. Реагенты, ингибирующие рост гидратных агломератов путем изоляции жидкой водной фазы, что исключает прямое взаимодействие газа и воды [3].

Кинетические ингибиторы гидратообразования. Основной акцент в нашей работе сделан именно на кинетические ингибиторы. В роли таких ингибиторов обычно выступают водорастворимые полимеры с невысокой молекулярной массой (500–1000), применяемые в концентрациях 0,5–1 % по массе. Они обладают рядом достоинств:

– снижение текущих эксплуатационных расходов;
– повышенная экологическая безопасность;
– отсутствие потребности в регенерации отработанных растворов;
– пригодность для модернизации уже действующих систем подачи метанола;
– уменьшение затрат, связанных с транспортировкой и хранением реагентов.

Ключевое достоинство кинетических ингибиторов гидратообразования в сравнении с метанолом заключается в необходимости применения более низких удельных доз, что влечет за собой пропорциональное уменьшение операционных издержек.

Кинетические ингибиторы препятствуют формированию газогидратов на этапе зарождения кристаллов. Схема работы таких ингибиторов показана на иллюстрации 3.



Рисунок 3 – Механизм действия кинетических ингибиторов гидратообразования

Confirmations (Подтверждения).

Для выбора оптимально действующего ингибитора гидратообразования целесообразно внедрять в научно-исследовательских организациях установки по изучению

кинетики процесса гидратообразования. Подобный комплекс дает возможность с высокой точностью определять параметры формирования газогидратов и оценивать результативность использования различных типов ингибирующих составов [4].

Установка для исследования газовых гидратов RCS представляет собой автоматизированный комплекс, который предназначен для изучения газогидратов, подбора и анализа низкодозируемых ингибиторов гидратообразования (LDHI), ингибиторов коррозии (CI), антиагломерантов (AA) и кинетических ингибиторов (KHI) в условиях многофазного потока. В работе используются испытательные ячейки, выполненные из сапфирового стекла. Внешний облик данной установки показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Система исследования газовых гидратов RCS

Данный комплекс характеризуется следующими уникальными параметрами:

- процесс испытаний можно наблюдать визуально благодаря фото- и видеофиксации с качеством 3 мегапикселя;
- рабочее давление достигает 200 бар (предусмотрена опция повышения этого показателя);
- температурный режим варьируется от -20 до +80 градусов Цельсия (возможно расширение этого интервала);
- длительность функционирования установки ничем не лимитирована;
- предусмотрена установка измерителя крутящего момента (дополнительная опция);
- ячейку можно поворачивать и фиксировать под любым углом от нуля до 180 градусов;
- доступна оптимизация дозировок ингибирующих составов;
- создаются условия, имитирующие реальный трубопровод при турбулентном течении.

В основе функционирования данных систем лежит постоянное изменение углового положения тестовых емкостей, в которых контролируется температура и поддерживается высокое давление. Такие емкости получили название качающихся автоклавов. Внутри качающихся автоклавов воспроизводятся условия, характерные для промысловых трубопроводов. Во время качания помещенный в емкость шарик совершает непрерывное вращение и перемещение вдоль всей длины камеры, обеспечивая интенсивное перемешивание жидкой и газовой фаз. Движение этого шарика генерирует высокие сдвиговые усилия и турбулентность внутри испытательного объема, что позволяет достоверно имитировать гидродинамику реального трубопровода. Комплекс позволяет реализовать три ключевых вида исследований:

- воспроизведение режимов течения, свойственных действующим трубопроводам;

- имитация ситуации полного перекрытия трубы гидратными пробками;
- проведение тестов на повторный запуск (рестарт).

Каждая испытательная емкость наполняется рабочим флюидом (вода, нефть либо иная жидкость), в который введено рассчитанное количество ингибитора. Затем автоклавы охлаждаются до требуемой температуры. После этого производится нагнетание газа для достижения внутри каждой емкости давления величиной до 200 бар (что соответствует 2900 фунтам на квадратный дюйм). Давление в каждой отдельной ячейке регулируется и поддерживается автономно, без влияния на соседние емкости [5].

Процедура проведения испытания состоит из следующих этапов:

1. Тестовый автоклав наполняется рабочим флюидом (нефтью, водой или конденсатом), содержащим заранее определенное количество ингибирующего реагента. Затем ячейки автоматически охлаждаются до температуры, заданной в программе эксперимента. Каждая отдельная емкость способна выдерживать индивидуальное давление вплоть до 200 бар. Внутри криостата на подвижных валах размещается до 20 испытательных ячеек. Специализированное программное обеспечение фиксирует все параметры исследования: угол и скорость раскачивания, временные интервалы и общую продолжительность опыта. Установка способна выполнять эксперименты, длящиеся многие часы, в полностью автоматическом режиме, не требуя участия оператора.
2. Фиксация времени перемещения шарика осуществляется индукционными датчиками, которые гарантируют исключительную точность измерений даже при работе с темными или абсолютно непрозрачными жидкостями. Стенд оснащен видеокамерой, управление которой происходит через программное обеспечение, благодаря чему возможна непрерывная фото- и видеофиксация всего хода эксперимента.
3. После того как эксперимент завершен, система автоматически выполняет очистку. Емкости автоматически выдвигаются из криостата, после чего их можно без труда извлечь из установки. Управление комплексом, а также загрузка и выгрузка ячеек не требуют от пользователя значительных физических усилий.

Выводы (Conclusions).

В рамках данной работы были детально разобраны механизмы формирования гидратов, проанализированы известные способы противодействия гидратообразованию, а также предложен подход к решению этой задачи, который состоит во внедрении системы для исследования кинетики гидратообразования. Применение такой системы позволит глубоко изучить параметры, способствующие возникновению гидратов, и опытным путем определять оптимальный тип ингибитора и его необходимую дозировку для максимально эффективного предотвращения процессов гидратообразования.

Практическим результатом внедрения данной методики является подбор наиболее действенного ингибитора гидратообразования, что обеспечивает существенное сокращение эксплуатационных издержек.

Список использованных источников

1. Дегтярев, Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976, с.198

2. Шагитов, Р.Р. Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и инстенсификации добычи нефти и газа (на примере Ванкорского месторождения): дис. канд. тех. наук.: 25.00.17 / Шагитов Рустам Рамилевич. – Уфа, 2012. – 137с.

3. Фаресов А.В., Пономарев А.И. Изучение технологических характеристик ингибиторов гидратообразования кинетического типа при применении и утилизации на объектах нефтегазодобычи. - ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация ЗАО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа, Российская Федерация. УДК 550.8.

4. Д.А. Максимов, В.В. Чеботарёв. Сравнительный анализ различных видов ингибиторов гидратообразования. - ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа. УДК 622.279.72

5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Особенности борьбы с гидратами природных газов при разработке месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков: научно-информационный центр «Знание», 2016 – Ч. 2 – С. 29–44.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЯ КОЛТЮБИНГА В ОСВОЕНИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА: ПРИНЦИПЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ПРЕИМУЩЕСТВА

А.С. Захаров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. В статье рассматривается технология колтюбинга как эффективное решение для освоения скважин после ГРП и интенсификации добычи на истощенных месторождениях. Описана комплексная методика, сочетающая использование гибких труб и азотного освоения, которая позволяет совместить очистку ствола и запуск скважины в один технологический цикл. Проанализированы принципы работы, состав оборудования и основные преимущества подхода, такие как сокращение времени работ, сохранение проницаемости пласта и снижение эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: колтюбинг, гибкие насосно-компрессорные трубы, гидравлический разрыв пласта, азотное освоение скважин, трудноизвлекаемые запасы, капитальный ремонт скважин, газификатор, интенсификация добычи

UDC 622.276

COLTUBING TECHNOLOGY IN WELLS DEVELOPMENT AFTER HYDRAULIC FRACTURING: PRINCIPLES, EQUIPMENT, AND ADVANTAGES

A.S. Zakharov

Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. The article discusses the technology of coiled tubing as an effective solution for well development after hydraulic fracturing and for intensifying production in depleted fields. It describes a comprehensive method that combines the use of flexible tubing and nitrogen development, which allows for the simultaneous cleaning of the wellbore and the start-up of the well in a single technological cycle. The article analyzes the principles of operation, the equipment used, and the main advantages of this approach, such as reducing the time required for work, preserving the permeability of the reservoir, and reducing operating costs.

Key words: coiling, flexible tubing, hydraulic fracturing, nitrogen well development, hard-to-recover reserves, well overhaul, gasifier, production intensification

В российской нефтяной индустрии на протяжении десятилетий доминировала стратегия наращивания объемов добычи за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений. Компании сектора традиционно стремятся к максимально возможному извлечению ресурсов из недр. Однако эта цель сталкивается с существенными сложностями: большинство действующих активов переходят в позднюю стадию разработки, характеризующуюся естественным падением дебита, а вновь открываемые залежи углеводородов отличаются все большей глубиной залегания. В результате в общей структуре запасов неуклонно растет процент трудноизвлекаемых (ТРИЗ). Их освоение сопряжено не только со значительными капитальными затратами, но и с необходимостью применения

принципиально новых технологических решений, поскольку потенциал традиционных методов во многих случаях уже исчерпан.

Прогресс в научно-технической сфере предлагает ответ на эти вызовы. Ежегодно происходит внедрение и апробация инноваций, а также модернизация существующих подходов. Особое внимание в последние годы привлекают технологии с использованием гибких насосно-компрессорных труб (НКТ), известных также под англоязычным термином «колтюбинг» (coiled tubing), впервые апробированных в США в середине XX века. Это динамично развивающееся направление специального нефтегазового сервиса, которое находит применение в широком спектре операций: от бурения и капитального ремонта скважин до геофизических исследований, промывок, ловильных работ и интенсификации притока с использованием азота.

Основу колтюбинговых технологий составляет использование гибких труб в виде непрерывной бухты. Этот подход служит альтернативой классическим соединенным штангам – буровым или насосно-компрессорным трубам (НКТ) – при проведении широкого спектра внутрискважинных операций. К ним относятся капитальный ремонт (включая операции гидроразрыва пласта), бурение новых стволов, а также комплекс геофизических исследований.

Ключевое преимущество гибкой трубы – возможность эффективного доступа в сложные зоны, такие как горизонтальные и многозабойные стволы. Идея заменить множество свинчиваемых соединений единой бесшовной конструкцией привлекала внимание специалистов нефтегазовой сферы на разных этапах ее развития. В России первые практические эксперименты в этой области были проведены еще в 1971 году силами специализированного конструкторского бюро, занимавшегося разработкой бесштанговых насосов.

Несмотря на различия в целях, применяемом оборудовании и методиках между бурением, подземным ремонтом и исследованием скважин, их объединяет общий технологический элемент – использование колонны из гибких непрерывных металлических труб. Именно эта универсальность лежит в основе колтюбинга.

За последнее десятилетие функциональные возможности данной технологии значительно расширились. Если изначально ее применяли преимущественно для простых промывочных работ, то сегодня с ее помощью осуществляют сложнейшие операции: от изоляции водопритоков до создания боковых стволов на значительных глубинах [1-2].

В современных условиях колтюбинг считается одной из ключевых высокотехнологичных методик для интенсификации добычи на зрелых, истощенных месторождениях. Параллельно он продолжает активно использоваться для решения традиционных задач, таких как очистка и восстановление продуктивности старых скважин.

Сегодня наиболее распространенной практикой при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) является использование насосно-компрессорных труб (НКТ). В скважину спускают колонну НКТ, на нижнем конце которой монтируется необходимый инструментарий: пакер, якорь, различные клапаны и элементы безопасности.

После завершения операции по разрыву пласта внутренняя полость НКТ часто загрязняется пропантом (песком), степень которого зависит от корректности выполнения всех технологических этапов. Это приводит к необходимости обязательной послеремонтной очистки ствола, а затем и к его освоению для возобновления добычи. По стандартной схеме для этого требуется подъем колонны НКТ, использовавшейся для ГРП, и последующий спуск уже другой, рабочей компоновки для осуществления промывки и освоения (например, компрессорным методом).

Технология колтюбинга предлагает более эффективное решение, позволяя объединить эти этапы. С ее помощью очистку и освоение скважины можно провести за одну непрерывную операцию, не поднимая компоновку, установленную для ГРП. Эта схема представлена на рисунке 1.

В процессе освоения скважины после гидроразрыва пласта (ГРП) установка гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) интегрируется непосредственно с арматурой, оставшейся после операции ГРП. Технологическая колонна из непрерывной трубы (колтюбинг) спускается внутрь существующих НКТ, через которые ранее осуществлялся разрыв пласта. Циркуляция жидкостей, а также подъем пластового флюида на поверхность организуются с использованием двух каналов: внутреннего пространства гибкой трубы и кольцевого зазора между ней и НКТ (затрубного пространства). В режиме прямой циркуляции промывочный агент закачивается по внутренней полости колтюбинга, а в режиме обратной циркуляции – подается в затрубное пространство. Такой подход в рамках пост-ГРП работ позволяет решить две задачи последовательно: сначала очистить ствол от остаточного, незакрепленного проппанта, а затем, после стабилизации условий в призабойной зоне, немедленно приступить к интенсификации притока с использованием азота.



Рисунок 1 – Отчистка ствола скважины технологией колтюбинга после проведения гидравлического разрыва пласта

Помимо колтюбингового агрегата, ключевым оборудованием для азотного освоения выступает передвижная азотная компрессорная установка (газификатор). Ее главная функция – производство и подача требуемого объема газообразного азота под необходимым давлением непосредственно в линию колтюбинга. Основными эксплуатационными характеристиками такой установки служат максимальная производительность (расход) и максимальное выходное давление. Принципиальная схема одной из конструкций установки, использующей для работы тепло окружающей среды, представлена на рисунке 2.

В процессе работы системы жидкий (криогенный) азот из заправочной емкости подается в нагнетатель высокого давления. Этот специализированный насос с плунжерным механизмом обеспечивает прокачку криогенной жидкости в теплообменный аппарат высокого давления. В теплообменнике происходит нагрев жидкого азота, его испарение и переход в газообразную фазу после прохождения критической точки. Фазовый переход сопровождается многократным увеличением объемного расхода вещества. Полученный газ под рабочим давлением поступает в напорный трубопровод, подключенный к вертлюгу

колтюбинговой установки, и далее по колонне гибких труб транспортируется к забою скважины [3-5].

Освоение может осуществляться различными методами: с использованием пен, газожидкостных смесей или легких жидкостей. В таких случаях, помимо азотного компрессора, в технологический контур включается стандартная насосная установка. Ее функцией является подготовка и подача жидкости-носителя в общую нагнетательную линию. Общая схема размещения оборудования при азотном освоении с применением технологии колтюбинга представлена на рисунке 3.

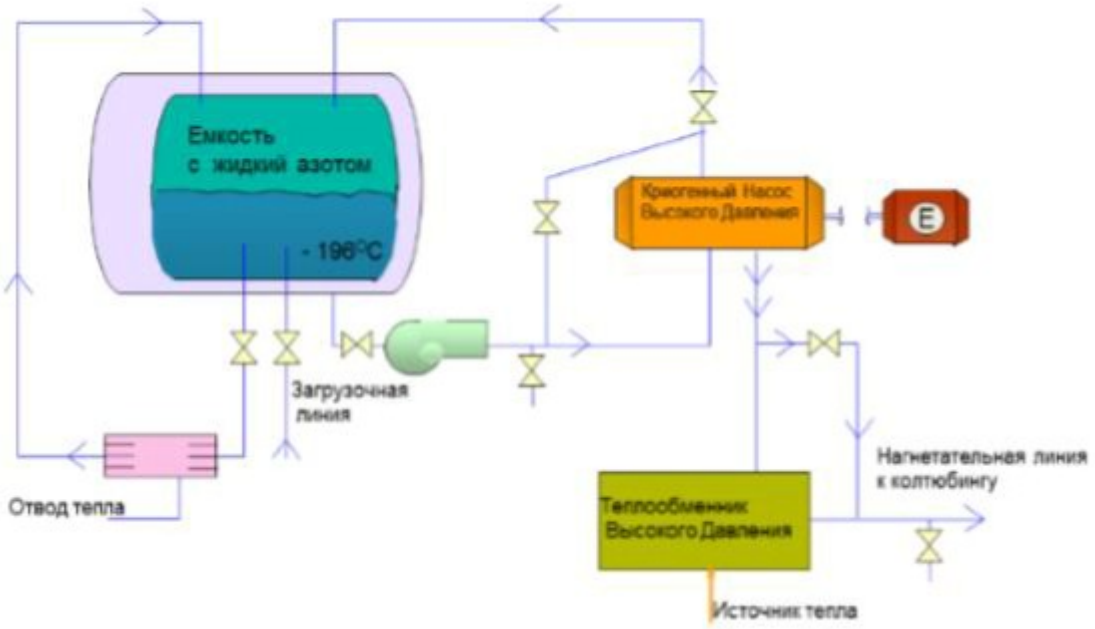
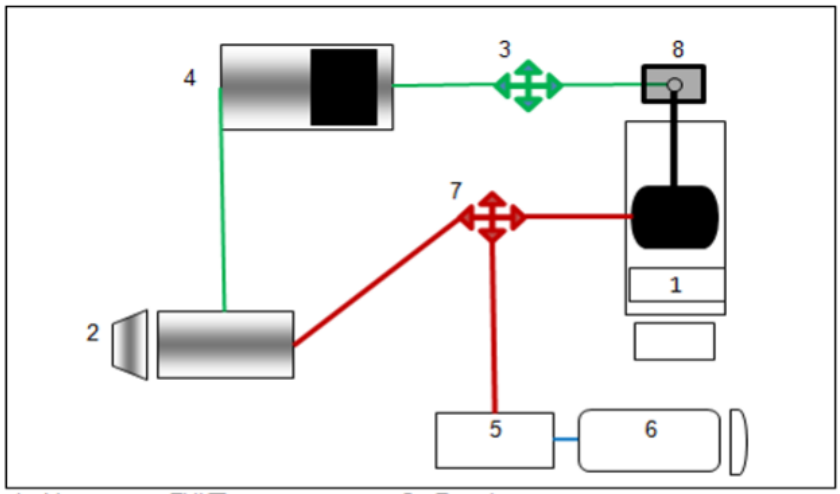


Рисунок 2 – Схема азотной установки, использующей тепло внешней среды



1. Установка ГНКТ.
2. Насосный блок
3. Манифольд низкого давления
4. Обратная емкость
5. Газификатор
6. Криогенная емкость
7. Манифольд высокого давления
8. Скважина с монтированным на ней инжектором и ПВО

Рисунок 3 – Пример схемы оборудования при проведении азотного освоения колтюбингом

На представленной схеме (рисунок 3) для наглядности используется цветовая маркировка трубопроводов: зеленым обозначены линии низкого давления, красным – линии высокого давления. Черной линией изображена сама гибкая труба (ГНКТ) от колтюбинговой

установки (1) до скважины, оснащенной инжектором и механизмом противоповоротного устройства (ПВО) (8). Данная труба также является частью контура высокого давления.

Технологическая последовательность операции азотного освоения выглядит следующим образом. Исходная криогенная жидкость (азот) из хранилища (6) направляется в модуль газификации (5). В этом агрегате происходит ее нагрев и фазовый переход в газообразное состояние. Полученный газ с заданными технологическими параметрами (расходом и давлением, ограниченными паспортными характеристиками установки) подается по напорной линии в распределительный коллектор (манифольд) (7).

Манифольд оснащен запорно-регулирующей арматурой, что позволяет, в частности, изолировать насосный агрегат от линии подачи газа при возникновении обратного потока. Далее азот поступает через вертлюжный узел в колонну гибких труб. Вертлюг обеспечивает возможность непрерывной закачки при вращении барабана, на который намотана труба. С помощью инжектора (8) труба спускается на требуемую глубину.

Азот, пройдя по всему пути внутри колонны, выходит в ствол скважины, где, смешиваясь с пластовым флюидом, значительно снижает его плотность. Это создает эффект газлифта, облегчая вытеснение флюида и инициируя приток из пласта.

Облегченный газожидкостный поток поднимается на поверхность благодаря созданному перепаду давления (депрессии) на продуктивный горизонт. Интенсивность выходящего потока контролируется при помощи регулирующих штуцеров, установленных на манифольде низкого давления (позиция 3 на рисунке). Далее добытый флюид направляется либо в подготовленные технологические емкости, либо непосредственно в систему сбора и транспортировки продукции месторождения.

Контроль процесса осуществляется комплексом датчиков. Расход азота регистрируется измерительным устройством, входящим в состав азотной установки. Этот датчик фиксирует объем жидкого азота, подаваемого в газификатор в единицу времени, и выдает значение, приведенное к стандартным условиям. Аналогичный датчик расхода установлен на насосном агрегате. Инжектор (позиция 8) оснащен индикатором веса, который отображает текущую нагрузку от веса колонны труб и гидродинамических сил, возникающих при движении флюида [6].

Применение технологии азотного освоения с использованием колтюбинга обеспечивает ряд технологических и экономических преимуществ:

- сохраняется целостность пласта, поскольку метод исключает создание избыточного давления и проникновение в призабойную зону закупоривающих (кольматирующих) агентов, негативно влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллектора;
- существенно сокращаются временные затраты на полный цикл освоения и вывода скважины на стабильный режим работы;
- использование колтюбингового оборудования позволяет эффективно и без привлечения дополнительных средств полностью очищать затрубное и внутритрубное пространство от жидкости и песчаных пробок как в ходе освоения, так и в процессе последующей эксплуатации;
- появляется возможность проводить различные операции по интенсификации притока (например, кислотные обработки) без необходимости предварительного глушения скважины, что сохраняет ее естественную продуктивность.

Таким образом, технология колтюбинга представляет собой универсальный и высокоэффективный инструмент для решения актуальных задач современной нефтедобычи, особенно в контексте работы со зрелыми месторождениями и трудноизвлекаемыми запасами. Ее интеграция в процесс освоения скважин после гидроразрыва пласта, в частности, при использовании азотных методов, демонстрирует значительные операционные преимущества перед традиционными схемами с применением сборных колонн НКТ.

Ключевыми результатами внедрения данной технологии являются существенное сокращение временных затрат за счет совмещения операций очистки и освоения в один

непрерывный цикл, а также сохранение фильтрационных свойств продуктивного пласта благодаря щадящему режиму создания депрессии. Способность колтюбингового оборудования производить очистку ствола от остаточного проппанта и песчаных пробок без дополнительных операций подъема-спуска труб дополнительно повышает экономическую эффективность.

Перспективы дальнейшего развития колтюбинга связаны с интеграцией с другими инновационными методами повышения нефтеотдачи, автоматизацией процессов контроля и управления, а также созданием оборудования для работы в условиях сверхглубоких скважин и сложных геологических сред. Широкое внедрение этого направления нефтегазового сервиса является важным фактором для обеспечения технологической устойчивости и рентабельности добычи углеводородов в России в долгосрочной перспективе.

Список использованных источников:

1 Кульчинский Д. Ю. Технология гибкой насосно-компрессорной трубы при солянокислотной обработке пласта в современной мировой нефтеотдаче // [Электронный ресурс] / Д. Ю. Кульчинский. – URL: https://sibac.info/journal/student/91/169997 (дата обращения: 26.02.2026).

2 Рудник А. Анализ эффективности технологии очистки освоения скважин с помощью колтюбинга в условиях месторождений Западной Сибири / А. Рудник, А. Цзин, В. Яшин, М. Закирьянов // Нефтегазовое обозрение, – 2005, Осень.

3 Мордвинов А. А. Освоение эксплуатационных скважин: учебное пособие / А. А. Мордвинов. – Ухта: УГТУ, 2004.

4 Применение колтюбинговой технологии в бурении // [Электронный ресурс]. – URL: https://studbooks.net/1770609/geografiya/vvedenie (дата обращения: 26.03.2026).

5 Мировой опыт применения колонн гибких труб // [Электронный ресурс]. – URL: https://studwood.ru/1762086/tovarovedenie/kolonna_gibkih_trub (дата обращения: 26.02.2026).

6 Опыт применения технологии горизонтального бурения на депрессии с применением колтюбинга // [Электронный ресурс]. – URL: https://docplayer.ru/53501969-Opyt-primeneniya-tehnologii-gorizontalnogo-bureniya-na-depressii-s-primeneniem-koltyubinga.html (дата обращения: 26.02.2026).

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МЕТОДОМ УПЛОТНЕНИЯ СЕТКИ СКВАЖИН

Р.Э. Ибрагимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Р.В. Вафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: В статье рассматривается метод уплотнения сетки скважин как один из способов интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Проанализированы основные технологические показатели разработки пласта $БС_{4-5}$ Приразломного месторождения. Выполнено сравнение эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин при уплотнении сетки. Результаты показывают, что применение обоих типов скважин позволяет увеличить накопленную добычу и повысить коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: сетка скважин, горизонтальные скважины, наклонно-направленные скважины, накопленная добыча

UDC 622.276

INCREASING THE INTENSIFICATION OF RESERVE PRODUCTION BY COMPACTING THE WELL GRID

R.E. Ibragimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)
R.V. Vafin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

Abstract. This article examines well infill drilling as a method for intensifying the production of hard-to-recover oil reserves. Key performance indicators for developing the $БС_{4-5}$ formation at the Prirazlomnoye field are analyzed. The drilling efficiency of directional and horizontal wells using infill drilling is compared. The results demonstrate that using both well types can increase cumulative production and improve oil recovery.

Key words: well grid, horizontal wells, directional wells, cumulative production

Introduction

Выработка трудноизвлекаемых запасов месторождениях на сегодняшний день является одной из самых актуальных проблем. Метод уплотнения сетки скважин при разработке месторождений как метод интенсификации выработки применяется довольно часто. Успех проведения данного мероприятия зависит от различных факторов, таких как, геологических, технологических, технических. Также эффект от метода будет зависит от первоначальной системы разработки, стадии разработки месторождения. Ввиду этих факторов нужно выделить то, что хоть и бурение уплотняющих скважин в большинстве случаев приводит к положительному эффекту, есть и случаи, при которых от мероприятия должного эффекта не получается. Поэтому изначальная правильная оценка с точки зрения геологии и технологии проведения позволяет снизить риски до минимума.

Materials and methods

При уплотение сетки скважин используются как наклонно-направленные скважин (ННС), так и горизонтальные скважины (ГС). Бурение ГС является менее эффективным способом. Нарушение технологии происходит из-за неправильного подхода к оценке геологии пласта, стратиграфические неопределенности. Анализ опыта уплотнения сетки скважин в России показывает, что это один из наиболее эффективных методов интенсификации выработки запасов в различных геологических условиях. В данной статье для проведения метода уплотнения сетки скважин были выбраны скважины Приразломного месторождения. Наиболее разрабатываемые и геологически изученным является пласт $БС_{4-5}$.

Results

Рассмотрим основные технологические показатели пласта $БС_{4-5}$ (рисунок 1).

Объект $БС_{4-5}$ ведет разработку с 1986 г. Накопленная добыча нефти по объекту составляет 120811 тыс. т, отбор нефти от НИЗ – 47,6%, при обводненности – 49,7%, текущий КИН – 0,195 при утвержденном КИН – 0,410. Большинство скважины на участке являются наклонно-направленными. Прогноз добычи до 2035 года позволит текущим фондом скважин без дополнительных мероприятий достичь КИН 0,231 доли единиц. С целью увеличения КИН и перевода ресурсов в более высокую категорию данный участок выбран был рассмотрен для уплотнения сетки скважин.

Для уплотнения сетки скважин было рассмотрено несколько вариантов разработки участка. В их числе: отработка имеющимися скважинами базового фонда, уплотнение сетки скважин с помощью ННС и ГС. Разница между вариантами ГС и ННС заключается как в критериях выбора типа закачивания, так и в геологических особенностях участка, рассматриваемого для уплотнения.

Уплотнение сетки скважин с помощью ГС и ННС началось с 2020 года. Сравнение накопленной добычи по разным способам уплотнения сетки скважин предоставлена на графике 1.

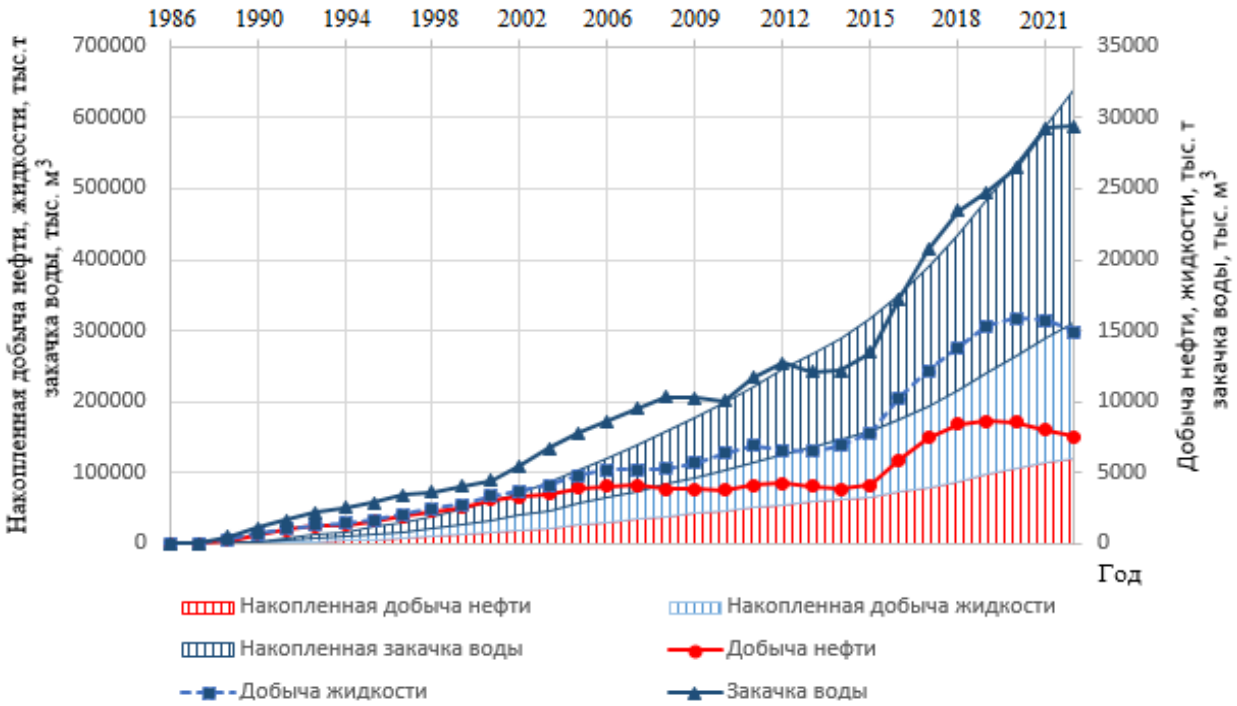


Рисунок 1 – Основные технологические показатели разработки

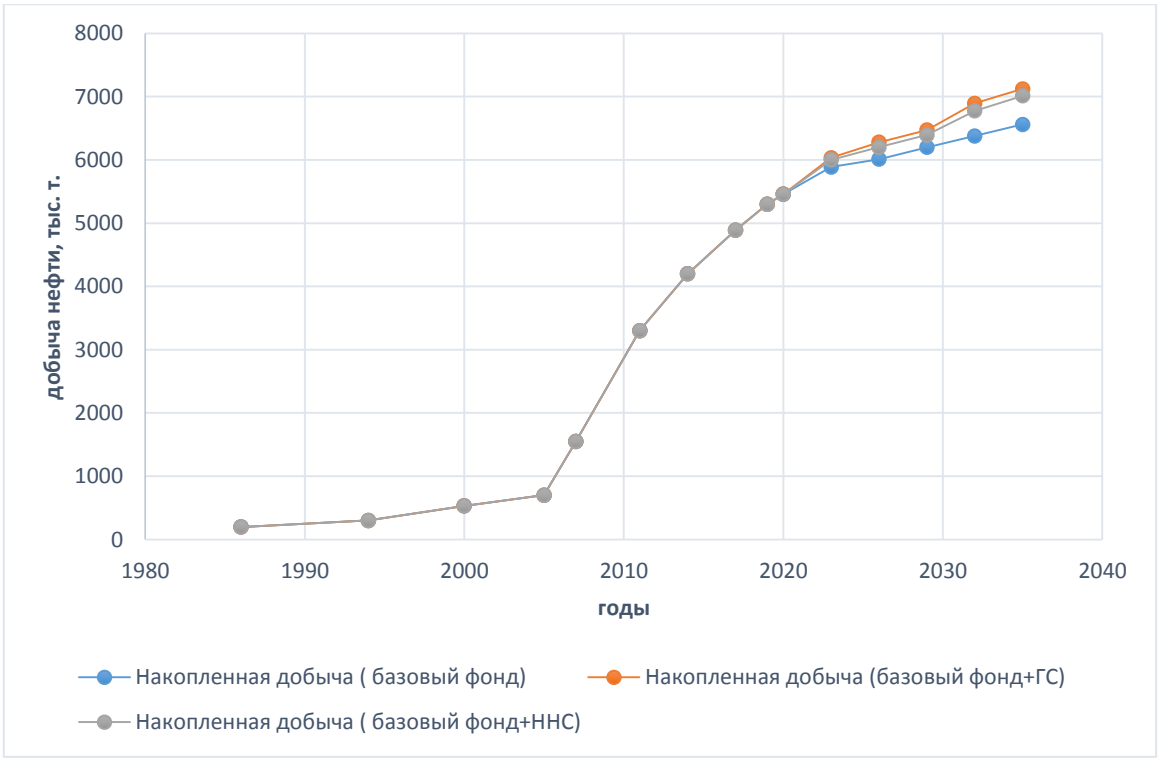


График 1 – Накопленная добыча с несколькими вариантами разработки

Исходя из полученных данных, можно сказать, что варианты разработки с наклонно-направленными и горизонтальными скважинами в долгосрочной перспективе позволяют увеличить добычу нефти. Бурение уплотняющих скважин выглядит предпочтительнее базового варианта, а уже бурение ГС в сравнение с ННС, на 104 тыс. тонн приносит больше добычи нефти.

Conclusion

Проведенный анализ разработки пласта $БС_{4-5}$ Приразломного месторождения подтверждает, что уплотнение сетки скважин является эффективным методом

интенсификации выработки запасов. Результаты расчётов показывают, что бурение как наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин позволяет существенно увеличить накопленную добычу нефти по сравнению с базовым вариантом и вовлечь в разработку невыработанные запасы. Исходя из результатов по накопленной добычи наиболее эффективным выглядит вариант разработки с уплотнением сетки скважин горизонтальными скважинами. Применение ГС обеспечивает дополнительный прирост добычи, однако выбор типа скважин должен быть обоснован геологическими условиями участка. Таким образом, реализация данного метода способствует повышению коэффициента извлечения нефти и переводу запасов в более высокую категорию

Список использованных источников

1. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного месторождения. Уфа 2014 (протокол №1980114/0031Д от 01.03.2014 г.).

2. Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного месторождения. Москва 2018 (протокол №7351 от 29.11.2018 г.)

3. Шандрыгин А.Н. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. / Лутфуллин А.А., Шандрыгин А.Н. //

SPE – 117410 – PP.

4. Бутов Д.С. Анализ эффективности зарезки боковых стволов//Академический журнал западной Сибири. – 2018. – том 14. - №6 (77). – с. 112.

5. Белоусенко И.В. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007.

6. Современные и перспективные способы бурения нефтегазовых скважин [Текст] : учебное пособие / Т. Н. Миннивалеев, А. Н. Миннивалеев, А. А. Гиззатуллина. - Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2020. - 155 с. : ил. ; 21 см. - Библиогр.: с. 150-152

7. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки // Под ред. Ш.К.Гиматудинова.– М.: Недра, 1983 – 463с.

8. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971– 103 с.

9. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035- 207-86 / Миннефтепром. – М.: Б.и., 1986 – 105 с.

10. Закиров, С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача» / Закиров С.Н. // М.: Грааль, 2002. 314 с.

11. Янин, А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин / Янин А.Н. // Нефтяное хозяйство. 1979. №10. С. 3 – 43.

УДК 622.276

УПЛОТНЕНИЕ СЕТКИ СКВАЖИН КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Э. Ибрагимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Р.В. Вафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация: В условиях истощения запасов традиционной нефти и перехода к массовой разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) вопрос повышения эффективности систем разработки становится ключевым. Уплотнение сетки скважин является одним из наиболее распространенных методов воздействия на пласт, позволяющим вовлечь в разработку недренируемые запасы и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти. В

данной работе рассмотрены теоретические основы метода, проанализирован отечественный и зарубежный опыт его применения, а также выделены ключевые геолого-технологические факторы, влияющие на успешность уплотнения.

Ключевые слова: сетка скважин, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальная скважина, неоднородность, интенсификация добычи

UDC 622.276

WELL STRUCTURE COMPACTION AS A WAY TO INCREASE THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT

R.E. Ibragimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

R.V. Vafin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

Abstract. With conventional oil reserves depleting and the transition to the widespread development of hard-to-recover reserves (HTR), improving the efficiency of production systems is becoming a key issue. Well infilling is one of the most common reservoir stimulation methods, allowing for the development of undrained reserves and increasing the ultimate oil recovery factor. This paper examines the theoretical foundations of this method, analyzes domestic and international experience with its application, and highlights key geological and technological factors influencing the success of infilling.

Key words: well pattern, hard-to-recover reserves, horizontal well, heterogeneity, production intensification

Introduction

На современном этапе развития нефтегазодобывающей отрасли России доля трудноизвлекаемых запасов нефти в структуре доказанных запасов превышает 65%. К трудноизвлекаемым относятся залежи сверхвязкой нефти, запасы, приуроченные к баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свитам, а также коллекторы с проницаемостью менее 2 мД. Разработка таких объектов требует значительных капитальных затрат и применения специализированных технологий. Одним из ключевых методов увеличения нефтеотдачи в данных условиях выступает уплотнение сетки скважин. Данный метод позволяет вовлечь в разработку застойные зоны и участки с невыработанными запасами, повысить темпы отбора нефти и увеличить конечный КИН.

Materials and methods

В работе использованы опубликованные данные по разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, материалы научно-исследовательских отчетов, а также результаты промысловых наблюдений на месторождениях Западной Сибири и других регионов. Применялись методы системного анализа и обобщения производственного опыта бурения уплотняющих скважин на объектах с трудноизвлекаемыми запасами. Рассматривались как наклонно-направленные скважины с последующим ГРП, так и горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. Оценка эффективности проводилась на основе анализа динамики добычи и показателей выработки запасов.

Results

В компании «Роснефть» имеется большой опыт разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Благодаря вовлечению ТРИЗ в разработку, начали активнее создаваться и применяться новые технологии, включая бурение горизонтальных скважин с длиной ствола более 1000 м и проведение МГРП. Опытно-промышленные работы показали, что увеличение длины горизонтального участка с 1000 до 1500 м обеспечивает прирост дебита нефти на 25% [4].

Важным технологическим эффектом при разработке низкопроницаемых коллекторов является эффект самопроизвольного развития трещин (авто-ГРП) в нагнетательных скважинах при закачке воды с давлением выше давления раскрытия трещин. При размещении скважин вдоль направления регионального стресса создается галерея трещин, обеспечивающая равномерное вытеснение нефти и снижающая риск преждевременного обводнения добывающих скважин [5].

Согласно расчетным данным, выполненных в компании «Роснефть», установлено, что повышение степени однородности коллектора снижает потребность в уплотнении сетки скважин. Экономический эффект от уплотнения скважин достигается в первую очередь в интервалах, характеризующихся значительной эффективной нефтенасыщенной толщиной.

Опыт применения уплотнения сетки на месторождениях «РН-Юганскнефтегаз» с 2014 года подтверждает высокую эффективность метода. На Приразломном месторождении и других активах проведено более 200 операций по бурению уплотняющих скважин, накопленная добыча от которых превысила 1,35 млн тонн [3].

Анализ разработки Приразломного месторождения, введенного в эксплуатацию в 1988 году, показывает, что основные продуктивные пласты АС10, АС11 и АС12 характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Пласт АС12 имеет среднюю проницаемость около 0,98 мД при нефтенасыщенной мощности 29,2 м. Разработка ведется с применением площадных и рядных систем, однако текущий КИН по участку составляет 0,236 д.ед. при проектном значении 0,354 д.ед., что свидетельствует о необходимости дополнительных мер по интенсификации [3].

Аналогичные результаты получены в компании «Татнефть», где реализуется программа уплотнения сетки скважин на малопродуктивных карбонатных месторождениях. Применение скважин малого диаметра (102–114 мм) позволяет снизить затраты на строительство до 50%. За пять лет запущено более 1500 скважин по уплотненной сетке с дополнительной добычей свыше 3 млн тонн нефти. Потенциальный фонд для дальнейшего бурения оценивается в 6000 скважин.

На Приобском месторождении, где разрабатываются ультранизкопроницаемые пласты АС10-12, уплотнение сетки скважин признано важнейшей задачей современного этапа. Первый опыт бурения уплотняющих скважин подтвердил необходимость дифференцированного подхода к выбору плотности сетки в зависимости от неоднородности коллектора.

Conclusion

Таким образом, уплотнение сетки скважин выступает одним из главных инструментов промышленного освоения трудноизвлекаемых запасов в России. Практика «Роснефти» и «Татнефти» доказывает, что данная технология обеспечивает стабильный прирост добычи за счет вовлечения недренируемых участков, особенно при комбинации с горизонтальным бурением и ГРП. При этом успех реализации метода напрямую зависит от адаптации плотности сетки к геологической неоднородности конкретного пласта

Список использованных источников

1. Жданов, С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России /Жданов С.А // Нефтяное хозяйство. 2008. №1. С. 58 – 61.

2. Филимонова А.Д. Применение зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на завершающих стадиях разработки// Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – №1 – с. 182-185.

3. Закиров, С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача» / Закиров С.Н. // М.: Грааль, 2002. 314 с.

4. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / Гавура В.Е. // М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – 496 с.

5. Бутов Д.С. Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении//Академический журнал западной Сибири. – 2018. – том 14. - №6 (77). – с. 108.

6. Давыдов, А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей. / Давыдов А.В. // – М., 2008.

7. Акульшин А.И.; Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1989.

УДК 553.9

АНАЛИЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С УЭЦН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х

Р.Э. Ибрагимов, С.М. Ямбаева, Л.М. Еремеева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье проведен анализ потребления электроэнергии при работе скважин с УЭЦН в условиях месторождения Х. Дано краткое описание основных геолого-физических и технологических параметров месторождения. Произведен расчет потребления электроэнергии на 1 тонну добытой продукции (нефть, жидкость) при фактическом устьевом давление и сниженном. В результате построения информативных графиков был сделан вывод о том, что для снижения потребления электроэнергии можно снижать устьевые давления, но лишь на тщательно отобранных скважинах-кандидатах. Повсеместное использование рассмотренного метода может привести к снижению МРП оборудования и дополнительным экономическим затратам.

Ключевые слова: устьевое давление, потребление электроэнергии, нефтяное месторождение, установка электроцентробежного насоса.

UDC 553.9

ANALYSIS OF ELECTRICITY CONSUMPTION DURING THE OPERATION OF WELLS WITH ESP IN THE CONDITIONS OF THE FIELD X

R.E. Ibragimov, S.M. Yambaeva, L.M. Eremeeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. In this article, the analysis of electricity consumption during the operation of wells with ESP in the conditions of the field X carried out. A brief description of the main geological, physical and technological parameters of the deposit is given. The calculation of electricity consumption per 1 ton of extracted products (oil, liquid) was made at the actual wellhead pressure and reduced. As a result of constructing informative graphs, it was concluded that in order to reduce electricity consumption, it is possible to reduce wellhead pressures, but only on carefully selected candidate wells. Widespread use of the considered method can lead to a decrease in the MCI of equipment and additional economic costs.

Key words: wellhead pressure, electricity consumption, oil field, installation of an electric centrifugal pump.

Введение

Современное состояние нефтяных залежей многих месторождений характеризуются естественным истощением пластовой энергии, увеличением обводненности и, как следствие, повышением экономических затрат на поддержание эксплуатационного фонда для достижения проектных показателей по добыче [1].

Ключевой составляющей успешной работы нефтяного месторождения, как с точки зрения технического аспекта, так и экономического является выбор оптимальных режимов работы скважин для минимизации потребления электроэнергии. Для месторождений, которые находятся на заключительных стадиях разработки, вопрос снижения энергозатрат на подъем единицы продукции является первостепенным по следующим причинам:

-больше 75 % скважин оборудованы механизированными способами добычи;

-на многих месторождениях успешно функционирует система ППД;

-некоторые скважины месторождений ввиду технологических особенностей работают не на оптимальном режиме.

Исходя из этого, важным шагом для снижения потребления электроэнергии является прежде всего анализ существующих вариантов рационального потребления электричества при работе скважин, оборудованных механизированными способами добычи. В данной статье проведен анализ потребления электроэнергии при работе скважин с УЭЦН в условиях месторождения Х [2-3].

Материалы и методы

Для написания статьи были использованы тематические литературные источники, справочники, проекты разработки месторождения Х и актуальные дополнения к ним. В качестве базового метода обработки информации был выбран корреляционный метод, включающий в себя построение информативных графиков совместно с проведением математического анализа (аппроксимации) для определения достоверности полученных результатов.

Результаты

На сегодняшний день на месторождение Х выделен один эксплуатационный нефтяной объект (М) в продуктивной толще, представленный следующими геолого-физическими свойствами:

-продуктивная толща разрабатываемого объекта сложена преимущественно карбонатным составом;

-коллектор представлен порово-каверновым, в некоторых случаях порово-трещинным типом;

-ФЕС продуктивных пластов чаще всего неоднородны, из-за чего возможно снижение коэффициента продуктивности скважин.

Одним из действующих методов интенсификации притока в условиях месторождения Х являются соляно-кислотная обработка (СКО) и ее возможные варианты, как в добывающих скважинах, так и в нагнетательных.

Эксплуатация объекта М происходит преимущественно при помощи механизированных способов добычи и лишь 4 скважины месторождения работают за счет естественной энергии пласта (фонтанный способ).

В целях обеспечения проектных дебитов широко применяется УЭЦН с различными параметрами производительности и напора насосов(85% от общего числа скважин). Для малодебитных и с небольшим отходом от вертикали скважин применяются УШСНУ с подвеской оборудования до 1550 м[4-6].

Важным вопросом эффективной и экономически целесообразной разработки месторождения является стремление к снижению потребления электроэнергии при эксплуатации механизированного фонда скважин. При добыче нефти с использованием глубинных насосов на показатель УРЭ (удельного расхода электроэнергии) помимо геологических факторов влияют и следующие параметры: глубина динамического уровня, дебит жидкости, степень отхода от вертикали ствола скважины. В качестве метода снижения потребления электроэнергии в условиях месторождения Х предложено снижение устьевого давления. Для выявления эффективности применения данного способа на показатель расхода электроэнергии на добычу 1 т нефти/жидкости произведем расчет потребления электричества для 9 нефтяных скважин месторождения Х, эксплуатирующих объект М с использованием УЭЦН.

УРЭ на подъём 1тонны продукции может определяем по формуле 1:

$$A_{\text{п}} = \frac{2{,}73 \cdot (H_{\text{дин.}} + P_{\text{уст}} \cdot 100) \cdot 10^{-3}}{\eta_{\text{у}}}, \quad (1)$$

где $H_{\text{дин}}$ - динамический уровень;

$P_{\text{уст}}$ - устьевое давление;

$\eta_y = 0{,}272$ - КПД установки (УЭЦН).

Расход электроэнергии на добычу жидкости за сутки вычисляем по формуле 2:

$$P_{\text{ж}} = A_{\text{п}} \cdot Q_{\text{ж}} \qquad (2).$$

УРЭ на добычу 1 тонны нефти находим по формуле 3:

$$A_{\text{н}} = \frac{P_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} \qquad (3)$$

Результаты расчетов для 9 скважин месторождения Х при различных устьевых давлениях представлены в таблице 1.

Таблица 1- Результаты расчетов при различных устьевых давлениях.

№ скважины	21	34	31	19	12	56	26	11	10
Фактическое устьевое давление, МПА	3,4	3,1	3,2	3,4	3,8	3,6	3,1	3,3	3,3
Сниженное устьевое давление, МПА	0,27	0,23	0,18	0,17	0,17	0,17	0,23	0,18	0,17
Расход электроэнергии на суточную добычу жидкости, кВт×ч/т	15,81	16,05	16,24	16,51	15,98	15,21	16,46	16,04	16,44
Расход электроэнергии на суточную добычу жидкости *при сниженном устьевом давление*, кВт×ч/т	11,22	12,51	9,53	10,47	9,71	12,01	11,56	12,41	10,54
Расход электроэнергии на суточную добычу нефти, кВт×ч/т	119,4	116,5	138,5	97,4	59,6	126,6	94,1	54,3	108,4
Расход электроэнергии на суточную добычу нефти *при сниженном устьевом давление*, кВт×ч/т	86,2	87,4	84,2	67,7	48,2	89,9	86,4	49,7	93,5

По результатам, которые представлены в таблице 1, построим зависимости изменения дебитов жидкости и нефти в зависимости при снижении устьевых давлений (рисунок 1,2).

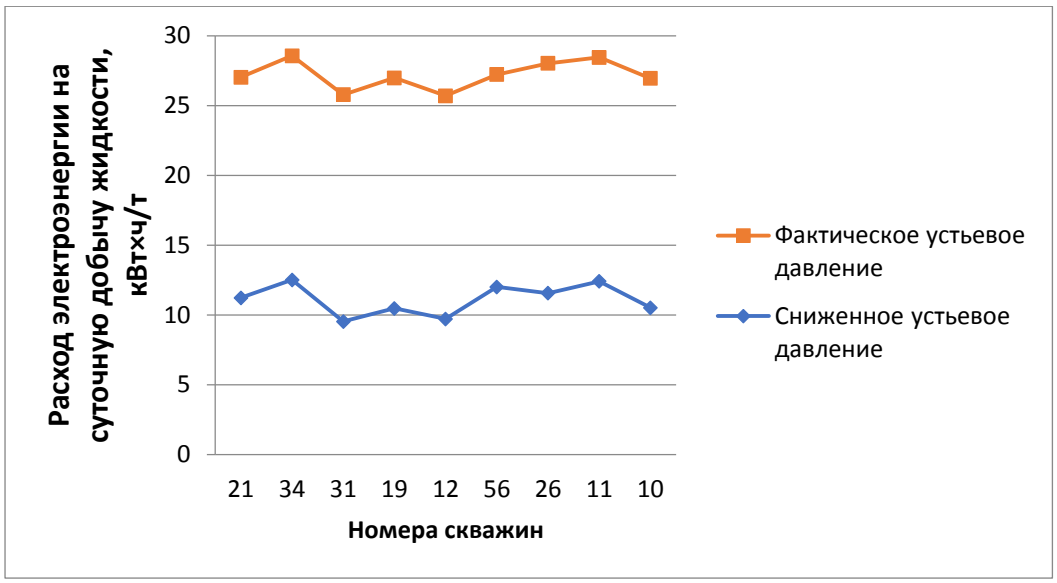


Рисунок 1-Расход электроэнергии на суточную добычу жидкости для 9 скважин при фактическом и сниженном устьевом давлении.

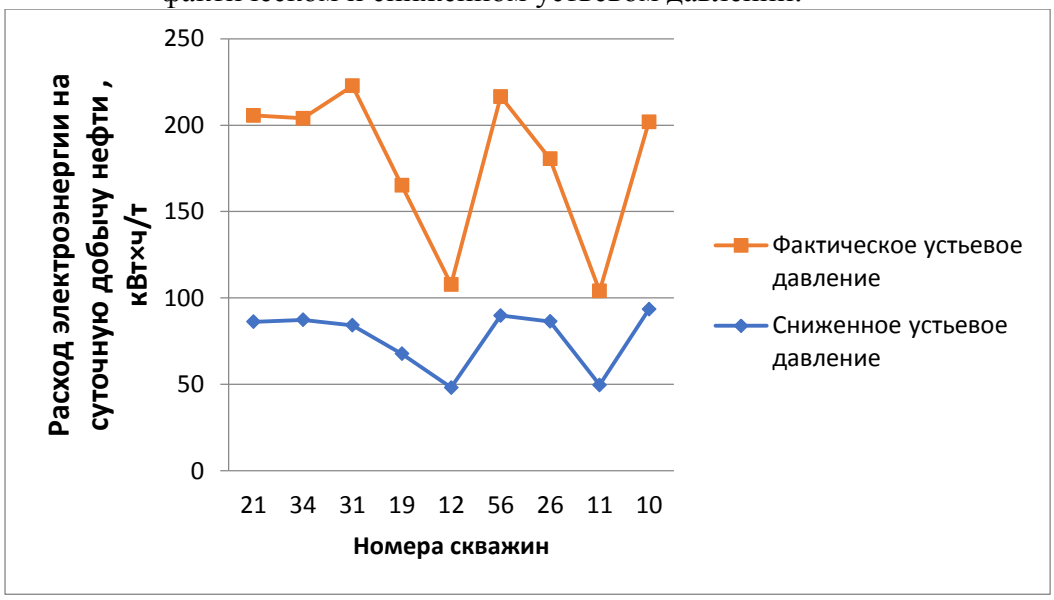


Рисунок 2- Расход электроэнергии на суточную добычу нефти для 9 скважин при фактическом и сниженном устьевом давлении.

Выводы

Таким образом, анализируя полученные результаты вычислений, мы можем сделать вывод:

-при снижении устьевых давлений происходит уменьшения показателей расходов электроэнергии при добыче жидкости и нефти в условиях эксплуатации месторождения Х.

-использование данного метода в качестве базового способа увеличения экономической рентабельности добычи продукции возможно, но при тщательном подборе скважин-кандидатов и учета всевозможных параметров при работе скважин;

-на 3 из 9 рассмотренных скважин после времени работы $t_{раб}$ 20,35 и 60 сут. соответственно при сниженных устьевых давлениях наблюдались перебои в подаче насоса и при следующем подъеме для ревизии/смены оборудования наблюдался повышенный износ основных узлов глубиннонасосного оборудования. Это предполагает то, что для успешной работы скважин на сниженных устьевых давлениях необходим насос с большей производительностью и напором.

Список использованных источников

1. Биджаков В.И., Волков В.И. и др. Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения "Томскнефть", ТомскНИПИнефть 1992г.

2. Тищенко В.М., Гайдукова В.М. и др. Проект разведки Арчинского месторождения нефти, ГГП Томскнефтегазгеология 1992г.

3. Славкин В.С., Тищенко Г.И. Моделирование залежей углеводородов палеозойской поверхности на территории Томской области с целью определения рациональности их разработки (на примере Калинового, Северо-Калинового, Нижне-Табаганского месторождений и сопредельных территорий юго-востока Нюрольской впадины). ТОО "ВНИГНИ-2", Москва,1997г.

4.Карасев В.И., Кирсанов Г.П. и др. Основы рационального недропользования. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – 115с.

5. Проект разведки Арчинского месторождения. Томскнефтегазгеология, 1992г.

6. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.

7. Focusing of a compression waves in a toroidal bubble cluster Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Gimaltdinova A.A., Gizzatullina A.A., Galimzyanov M.N., Yu Kochanova E. Journal of Physics: Conference Series. 2022. Т. 2388. № 1. С. 012113.

8.Определение критериев возникновения фронта внутрипластового горения при закачке воздуха в нефтеносную залежь / Александров Г.В., Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л., Гиззатуллина А.А. // Нефтяная провинция. 2021. № 4-2 (28). С. 375-392.

9. Численное решение двумерной задачи фильтрации высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии / Тазетдинова Ю.А., Тазетдинов Б.И., Гиззатуллина А.А.// Южно-Сибирский научный вестник. 2021. № 1 (35). С. 72-76.

УДК 553.9

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

Р.Э. Ибрагимов, С.М. Ямбаева, Л.М. Еремеева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. В данной статье рассмотрена эффективность систем разработки месторождения N для достижения наиболее рациональной выработки запасов углеводородов. Охарактеризована некоторые варианты систем разработки объекта, а также приведено обоснование выбора оптимальной плотности сеток скважин.

Ключевые слова: разработка, геологические запасы, месторождение, добыча, плотность сетки, эффективность, проектный документ, углеводороды, объект разработки, схема размещения.

UDC 553.9

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT SYSTEM AT THE FIELD N

R.E. Ibragimov, S.M. Yambaeva, L.M. Eremeeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. This article examines the efficiency of N field development systems to achieve the most rational development of hydrocarbon reserves. Some options for object development systems are characterized, and the rationale for choosing the optimal well grid density is provided.

Key words: development, geological reserves, field, production, grid density, efficiency, project document, hydrocarbons, development object, placement system.

Introduction

Ввод нефтяного месторождения в России производится согласно проектному материалу, который составляется компетентными учеными исследовательской научной организации. В ходе проведенных ими исследований выбирают ту систему разработки, которая во многом подходит в экономическом и технологическом аспекте, учитывая геологические и физико-химические особенности пласта.

Под системой разработки нефтяного коллектора берется во внимание комплекс технико-технологических мероприятий, позволяющие управлять процессом разработки залежей нефти и создающие условия, при которых достигается высокий КИН (коэффициент извлечения нефти) из продуктивных пластов. Целью проектирование разработки нефтегазового месторождения является выбор такого метода эксплуатации, отвечающий критериям оптимальной системы разработки. За оптимальную систему разработки следует принимать тот комплекс, который будет следовать плану извлечения углеводородов при минимальных экономических затратах и меньшей трудовой активности.

Materials and methods

Составная часть стандартной системы разработки составляется из схемы и плана размещения скважин. Размещение ведется при учете проведения мероприятия по воздействию на пласт. План размещения — это способы размещения, расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами на рассматриваемых залежах.

В зависимости от физико-химических свойств углеводородов и фильтрационных характеристик пластов, толщины продуктивных пропластоков, результатов гидропрослушивания, система разработки месторождения позволяет выделить в его геологическом разрезе один, два и более объектов разработки эксплуатационных объектов.

На объекте месторождения N был произведен выбор системы на основании оптимальной плотности сетки (ПСС) в зависимости от КИН и обводненности добываемой продукции. Оптимальной является такая ПСС, при которой для заданной системы разработки обеспечивается максимальный прирост величины коэффициента на 1 га уплотнения сетки, и соответственно, максимум экономической эффективности.

В ходе проведения исследований было сформировано несколько систем разработки

1) Трехрядная система с плотностью сетки 25 га/скв. с треугольным размещением скважин и формированием очагов заводнения в центральном (стягивающем) добывающем ряду через одну скважину центральной и восточной частях основной залежи;

2) Трехрядная с плотностью сетки 25 га/скв. с квадратным (лобовым) расположением скважин и формированием очагов заводнения в центральном (стягивающем) добывающем ряду через одну скважину в северо-восточной части основной залежи;

3) Два участка с уплотненной трехрядной системой с плотностью сетки 16 га/скв. (в центральной и северной частях), с треугольным размещением скважин;

4) Девятиточечная система с плотностью сетки 25 га/скв. в северной и южной частях основной залежи;

5) Недосформированная трехрядная система с плотностью сетки 25 га/скв. в южной части основной залежи

6) Однорядная система в северной части залежи с плотностью сетки 25 га/скв.

7) Участки с однорядной системой горизонтальных скважин. Длина горизонтального ствола – 1000-1500 м, проведение мГРП, расстояние между добывающими и нагнетательными рядами 300 м, расстояние между добывающими скважинами в ряду 400 м

Results

В ходе проведения работы рассмотрен период разработки за период 2020-2024 гг. на объекте месторождения N. Эффективность применения методов разработки, а также сравнение данных систем приведены соответственно в таблице 1 и 2.

Выделенные системы расцениваются, как эффективные в том или ином показатели. Таким образом, наиболее эффективные система разработки - трехрядная уплотнённая с треугольным размещением с плотностью сетки 16 га/скв. и трехрядная система с

треугольным размещением с плотностью сетки 25 га/скв. Наименее эффективная – однорядная с плотностью сетки 25 га/скв. Перспективной будет считаться система разработки с горизонтальными скважинами и МГРП.

Таблица 1 – Эффективность систем разработок на объекте за 2020-2024 гг.

Обводненность, %	ВНФ, доли ед.	КИН, доли ед.	Начало бурения, год	Кол-во скв., шт.	Начальные геологические запасы, тыс. т	Накопленная добыча, тыс. т	Удельная добыча, тыс. т/скв.
1. 3-рядная система с треугольным размещением, 25 га/скв.							
57,4	1,3	0,309	1988	912	197218	60848,0	66,7
2. 3-рядная с квадратным (лобовым) размещением, 25 га/скв.							
86,3	4,0	0,392	1988	164	29735	11654,2	71,1
3. 3-рядная уплотнённая с треугольным размещением, 16 га/скв.							
69,5	2,3	0,396	1991	157	33484	13290,7	84,7
4. Девятиточечная ЮГ, 25 га/скв.							
17,7	0,2	0,130	2010	558	91815	11998,5	21,5
5. Девятиточечная СЕВЕР, 25 га/скв.							
35,2	0,5	0,179	2009	102	19615	3513,7	34,4
6. Недосформированная 3-рядная, 25 га/скв.							
44,2	0,8	0,213	2001	199	56615	12084,6	60,7
7. Однорядная, 25 га/скв.							
16,9	0,2	0,172	2010	115	18997	3270,3	28,4
8. ГС+мГРП							
14,7	0,3	0,082	2013	234	50199	4150	17,7

Таблица 2 - Сравнение эффективности систем разработки

Показатель	Система
Наибольшая:	
Обводненность	3-рядная с лобовым размещением, 25 га/скв.
ВНФ	3-рядная с лобовым размещением, 25 га/скв.
КИН	3-рядная уплотненная, 16 га/скв.
Накопленная добыча	3-рядная с треугольным размещением, 25 га/скв.
Удельная добыча	3-рядная уплотненная, 16 га/скв.
Более длительная разработка	3-рядная с лобовым и треугольным размещением
Наименьшая:	
Обводненность	ГС+МГРП
ВНФ	Однорядная, 25 га/скв.
КИН	ГС+МГРП
Накопленная добыча	Однорядная, 25 га/скв.
Удельная добыча	ГС+МГРП
Менее длительная разработка	ГС+МГРП

Conclusion

В ходе исследования было установлено, что для данного месторождения наиболее рациональным является применение множество систем разработки, которые будут отличаться по чисел добывающих и нагнетательных скважин, по их размещению, структуре. Работа сводится к тому, чтобы внедрить рациональную систему разработки, позволяющая извлекать геологические запасы с наименьшими экономическими потерями. Поскольку добыча нефти производится непрерывисто, методы разработки должны динамично и непрерывно усовершенствоваться на протяжение всего периода разработки.

Список использованных источников

1. Акульшин, А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин /А. И. Акульшин. – М. : Недра, 1989.

2. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / Б.В. Покрепин. - Рн/Д: Феникс, 2018. - 224 с.

3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки // Под ред. Ш.К.Гиматудинова.– М.: Недра, 1983 – 463с.

4. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971– 103 с.

5. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035- 207-86 / Миннефтепром. – М.: Б.и., 1986 – 105 с.

6. FOCUSING OF A COMPRESSION WAVES IN A TOROIDAL BUBBLE CLUSTER Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Gimaltdinova A.A., Gizzatullina A.A., Galimzyanov M.N., Yu Kochanova E. Journal of Physics: Conference Series. 2022. Т. 2388. № 1. С. 012113.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ФРОНТА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОЗДУХА В НЕФТЕНОСНУЮ ЗАЛЕЖЬ. - Александров Г.В., Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л., Гиззатуллина А.А. Нефтяная провинция. 2021. № 4-2 (28). С. 375-392.

8. ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДВУМЕРНОЙ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПЛАСТЕ ПРИ ТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ Тазетдинова Ю.А., Тазетдинов Б.И., Гиззатуллина А.А. Южно-Сибирский научный вестник. 2021. № 1 (35). С. 72-76.

УДК 553.9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ М

Р.Э. Ибрагимов, С.М. Ямбаева, Л.М. Еремеева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: В данной статье рассматриваются основные показатели скважин, которые указывают на правильность проведения мероприятия по зарезке боковых стволов на месторождение М. Рассмотрены потенциальные скважины-кандидаты для проведения данной методики.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов, скважина, горизонтальный ствол, критерии, интенсификация добычи

UDC 553.9

DETERMINATION OF CRITERIA FOR CANDIDATE WELLS FOR SIDETRACKING AT FIELD M

R.E. Ibragimov, S.M. Yambaeva, L.M. Eremeeva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky)

Abstract. This article discusses the main indicators of wells. Which indicate the correctness of the sidetracking activity at the field M. Potential candidate wells for carrying out this technique were considered.

Key words: sidetracking, well, horizontal trunk, criteria, production intensification

Introduction

Большинство нефтяных и газовых месторождений России находятся в Западной Сибири и их запасы к настоящему времени истощены. Многие из них находятся на стадии падения добычи, которое происходит вследствие уменьшения дебита добывающих скважин

и увеличением содержания воды в добываемой продукции. А в современных экономических реалиях, вопрос увеличения рентабельности разработки и эксплуатации залежи нефти нуждается в особом внимании.

Так одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи является зарезка боковых стволов. Зарезка боковых стволов – это бурение на существующей скважине второго ствола, с целью уменьшения бездействующего фонда скважин, интенсификации притока нефти, а в некоторых случаях и увеличения нефтеотдачи, если новый ствол увеличивает коэффициент охвата или коэффициент вытеснения нефти.

Materials and methods

При исследовании месторождения М были рассмотрены основные геолого-технические мероприятия, проводимые с целью увеличения нефтеотдачи (табл. 1).

Как видно из таблицы 1 и рисунка 1, наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием является зарезка боковых стволов (88 % от общего объема дополнительной добычи).

Таблица 1 - Геолого-технические мероприятия за 2018-2024 гг.

Вид ГТМ	Количество ГТМ	Дополнительная добыча, тыс.т	Удельная доп.добыча, тыс. т/скв
ГРП	203	578,8	2,9
ВБД, из других объектов	42	275	6,5
ЗБС	64	4557,1	71,2
Итого	309	5410,9	80,9



Рисунок 1 – Диаграмма распределения ГТМ по эффективности

На месторождение ЗБС является часто проводимой методикой, поэтому важным аспектом является правильный подбор скважин-кандидатов для проведения зарезки.

Results

Главным фактором, влияющим на выбор объекта для ЗБС, являются: геолого-физическая характеристика пласта (толщина нефтенасыщенного пласта (мощность пласта пропорционально его оптимальному расположению), наличие активных подошвенных вод, неоднородность пласта (при высоком показателе труднее оценить геологию пласта между объектами, вследствие пробурить боковой ствол с оптимальными параметрами), технико-эксплуатационные (наличие участков которые слабы охвачены вытеснением по площади и разрезу, которые другими мероприятиями не вовлечь в разработку), технический фактор (

учитывает техническое состояние скважины, то есть герметичность ЭК, цементного камня за колонной).

Так, рассматривая месторождение М была проведена проверка потенциальных скважин-кандидатов для проведения ЗБС.

Таблица 2 –Критерии отбора скважин-кандидатов

Критерии	Условие	Скважины		
		№1	№2	№3
Геологические				
Толщина нефтенасыщенного пласта h, м	≥2,5	16	15	12
Коэффициент песчанистости $K_{пес}$	>0,6	0,8	0,7	0,75
Коэффициент расчлененности $K_{рас}$	<3	2	1	1,5
Проницаемость k, мкм^2	н/р	0,0022		
Толщина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, м	≥2	3	5	6
Наличие активных подошвенных вод	н/р	+	+	+
Технологические				
Наличием слабо охваченных вытеснением участков залежей по площади и по разрезу	+	+	+	+
Выработанность запасов	≤50%	+	+	+
Обводненность	≤90%	40%	35%	39%
Пластовое давление от исходного	≤10-15%	22,2 МПа		
Дебит скважины не превышал	5-7 т/сут	+	+	+
Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины, м	≥250	+	+	+
Технические				
Герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной	+	+	+	+
Длина свободной части вертикального ствола скважины для ЗБС, м	≥1000	+	+	+

Исходя из проверки критериев скважин, приведенных в таблице 2, были предложены 2 скважины (№1, №3) на которых можно провести мероприятие ЗБС для интенсификации добычи. Скважина №2 не подходит под данную методику из-за высоких показателей дебита и обводненности продукции.

Conclusion

Самым важным при проведении зарезки боковых стволов является подбор подходящих скважин для мероприятия. При выборе объекта учитывать такие факторы как: текущие эксплуатационные характеристики скважины, техническое состояние колонны обсадных труб, герметичности эксплуатационной колонны, положения оси ствола скважины. Также следует провести дополнение исследования с построением геологической модели объекта и выявлением характера распределения невыработанных извлекаемых запасов в пласте, для повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Список использованных источников

1. Филимонова А.Д. Применение зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на завершающих стадиях разработки// Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – №1 – с. 182-185.

2. Севастьянова Р.М., Николаев А.В., Шашков М.В. Повышение эффективности разработки залежей нефтяных месторождений зарезкой боковых горизонтальных стволов.

Яковлевские чтения. Материалы Всероссийской научно-практической конференции. М.: – 2021. – с. 30-33.

3. Гоюшов С.Н. Сущность и основные аспекты применения боковых стволов. Научный электронный журнал Меридиан. – 2020. – №13 – с. 231 – 233.

4. Бутов Д.С. Анализ эффективности зарезки боковых стволов//Академический журнал западной Сибири. – 2018. – том 14. - №6 (77). – с. 112.

5. Современные и перспективные способы бурения нефтегазовых скважин [Текст] : учебное пособие / Т. Н. Миннивалеев, А. Н. Миннивалеев, А. А. Гиззатуллина. - Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2020. - 155 с. : ил. ; 21 см. - Библиогр.: с. 150-152

6. FOCUSING OF A COMPRESSION WAVES IN A TOROIDAL BUBBLE CLUSTER Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Gimaltdinova A.A., Gizzatullina A.A., Galimzyanov M.N., Yu Kochanova E. Journal of Physics: Conference Series. 2022. Т. 2388. № 1. С. 012113.

7.ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ФРОНТА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОЗДУХА В НЕФТЕНОСНУЮ ЗАЛЕЖЬ. - Александров Г.В., Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л., Гиззатуллина А.А. Нефтяная провинция. 2021. № 4-2 (28). С. 375-392.

8. ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДВУМЕРНОЙ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПЛАСТЕ ПРИ ТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ Тазетдинова Ю.А., Тазетдинов Б.И., Гиззатуллина А.А. Южно-Сибирский научный вестник. 2021. № 1 (35). С. 72-76.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНАХ

Н.В. Ибрагимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)

А.И. Шавалиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)

И.Ф. Зарипов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Г.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Д.А. Бирюков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. Добыча высокопарафинистой нефти сопряжена с серьезной технологической проблемой – образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в стволе скважины и на оборудовании. Существующие методы их удаления зачастую неэффективны из-за значительных теплопотерь, неадресной доставки реагента и высокого расхода химикатов. Для повышения эффективности существующих методов предложены технологии, обеспечивающие адресную доставку реагента и комбинированное термохимическое воздействие. Это позволяет вдвое сократить расход реагентов, снизить механические нагрузки на оборудование и увеличить производительность скважин.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, высокопарафинистая нефть, адресная доставка реагента, растворитель, скважинное оборудование, пакерная система, эффективность очистки

UDC 622.276

IMPROVING TECHNOLOGIES FOR COMBATING ASPHALT-SMOKE-PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS

N.V. Ibragimova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
A.I. Shavaliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
I.F. Zaripov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
G.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
D.A. Biryukov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. The extraction of high-paraffin oil is associated with a serious technological problem: the formation of asphalt-resin-paraffin deposits in the wellbore and on equipment. Existing methods for removing these deposits are often ineffective due to significant heat loss, non-targeted delivery of reagents, and high chemical consumption. To improve the efficiency of existing methods, technologies have been developed that provide targeted delivery of reagents and combined thermochemical treatment. These technologies can reduce the consumption of reagents by up to half, reduce mechanical stress on equipment, and increase the productivity of wells.

Key words: asphalt-resin-paraffin deposits, high-paraffin oil, targeted delivery of reagent, solvent, well equipment, packer system, cleaning efficiency

Добыча нефти на месторождениях с высоким содержанием тяжёлых компонентов – асфальтенов, смол и парафинов – сопряжена с рядом технологических сложностей. Одной из основных проблем является постепенное накопление отложений в кольцевом пространстве между колонной лифтовых труб и штангой. Эти отложения, состоящие преимущественно из парафинов, смол и асфальтенов с примесью механических частиц, солей и воды, приводят к нескольким негативным последствиям. Во-первых, они увеличивают силу трения между соприкасающимися поверхностями труб и штанг. Во-вторых, уменьшают полезное сечение кольцевого зазора. В совокупности это вызывает рост механических нагрузок на плунжер насоса и колонну штанг, что в конечном итоге может привести к снижению жидкостного дебита скважины и даже к обрыву штанг.

В скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами (УЭЦН), подобные отложения внутри труб также становятся причиной падения производительности агрегата и повышения удельного расхода электроэнергии на добычу.

Для обеспечения долгосрочной и надёжной работы скважин, подверженных образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), требуется регулярно контролировать степень загрязнения колонны лифтовых труб. Исследования показывают, что при обнаружении значительного количества отложений необходима очистка труб с использованием растворителя, закачиваемого через межтрубное пространство, или иными современными методами.

Количество отложений в лифтовых трубах традиционно оценивают методом шаблонирования их внутренней поверхности без подъема колонны. Однако эта процедура связана с необходимостью разгерметизации устья, проведением многочисленных спуско-подъёмных операций с шаблонами и пробоотборниками различных конфигураций. Существует также метод диагностики состояния затрубного пространства на основе акустического зондирования, по отражённым сигналам которого можно определить распределение нефтяных фракций и парафиновых пробок по стволу. Но для его реализации требуется специальное оборудование, и, что критично, он не позволяет количественно оценить объём АСПО непосредственно внутри самих труб [1-3].

В наземной практике – в системах сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и воды – объём отложений определяют как разницу между внутренним объёмом чистого трубопровода и трубопровода с отложениями. Последний параметр находят, заполняя полость трубопровода калиброванным объёмом жидкости повышенной плотности с использованием разделителей. Однако прямое применение этого подхода в скважинных условиях невозможно, поскольку нижний конец колонны лифтовых труб находится на глубине в сотни метров и гидродинамически связан с пластом, что исключает точный контроль закачиваемого объёма жидкости.

Существует несколько подходов к определению объема асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Один из них основан на прямом измерении – сканировании внутренней поверхности труб для последующего расчета объема отложений. Однако этот метод требует остановки скважины и проведения спуско-подъемных операций, а в скважинах со штанговыми насосами его применение невозможно.

Более распространенный косвенный метод заключается в расчете объема отложений как разницы между внутренним объемом чистых труб и объемом жидкости, фактически находящейся в колонне. На этом принципе основан известный способ, при котором трубы последовательно заполняют жидкостями разной плотности (например, легкой нефтью и тяжелой водой), а объем вычисляют по изменению нагрузки на полированный шток. Главный недостаток этой технологии – необходимость использования значительных объемов специальных жидкостей.

В рамках представленной работы разработана альтернативная технология, позволяющая избежать этих ограничений. Её суть заключается в адресной доставке точно отмеренного объема реперной жидкости (например, растворителя или ингибитора) непосредственно в нижнюю часть колонны НКТ по постоянно смонтированной в скважине армованной трубке. Это позволяет оперативно и периодически диагностировать скважину, определяя объем отложений по количеству закачанной жидкости, а при необходимости – сразу проводить очистку или обработку.

Рассмотрим проблему повышения эффективности методов удаления АСПО с внутренней поверхности колонны лифтовых труб при помощи растворителей.

Традиционный метод удаления АСПО, применяемый на промыслах, – закачка органического растворителя в затрубное пространство – характеризуется низкой эффективностью. Основной недостаток заключается в смешивании реагента с нефтью до его попадания в зону отложений, что значительно снижает его растворяющую способность. Необходимым условием повышения эффективности является доставка химического реагента в целевую зону (область приема скважинного насоса) в чистом, неразбавленном виде.

Существующим решением является колтюбинговая технология, предполагающая спуск гибкой трубки к приему насоса для локальной закачки. Однако и она имеет существенный недостаток: часть реагента может всплывать в вышележащие интервалы или разбавляться пластовой жидкостью до попадания непосредственно в колонну НКТ [4].

Таким образом, актуальной задачей является совершенствование технологии для обеспечения гарантированной адресной доставки чистого растворителя непосредственно на вход в лифтовые трубы (зону приема насоса), исключая его контакт и смешивание с поступающей из пласта продукцией. Решение этой задачи связано с созданием локального замкнутого объема для аккумуляции реагента, что будет рассмотрено в следующих разделах исследования.

Рассмотрим конструкцию и принцип работы метода адресной закачки растворителя для удаления АСПО с использованием пакера, установленного на колонну НКТ.

Суть технологии заключается в установке пакера в затрубном пространстве в зоне глубинного насоса для создания изолированной полости. Через пакер пропущена специальная трубка для подачи реагента. Поскольку большинство растворителей имеют плотность ниже, чем пластовая жидкость, при закачке они аккумулируются под пакером в

высокой концентрации, после чего транспортируются в колонну лифтовых труб с помощью самого скважинного насоса [5-6].

Данный метод имеет преимущества перед колтюбинговой технологией, так как обеспечивает доставку реагента на приём насоса в практически чистом виде. Дополнительными преимуществами являются возможность заполнения пространства над пакером ингибированным нейтральным раствором для борьбы с коррозией, а также использование подающей трубки для отвода попутного нефтяного газа (ПНГ), скапливающегося под пакером, если он установлен на 10-20 метров выше насоса.

Для эффективного управления процессом требуется определённый уровень автоматизации, включающий установку датчиков давления и состава среды под пакером с передачей данных на устье. Это позволяет оперативно удалять скопившийся газ и контролировать условия на приёме насоса. Хотя это увеличивает эксплуатационные расходы, ожидаемое продление срока безаварийной работы скважины делает такие вложения экономически оправданными.

Рассмотрим конструкцию и принцип действия способа адресной доставки реагента в контейнер, смонтированный под глубинным насосом.

В основе технологии лежит герметичный трубный контейнер с открытым низом, установленный на насосе. Через специальную трубку в него подаётся растворитель. Благодаря меньшей плотности реагент аккумулируется в верхней части контейнера, вытесняя пластовую жидкость, после чего насосом перекачивается в колонну НКТ для очистки от АСПО.

Очистка является многоэтапным процессом, что объясняется двумя факторами. Во-первых, объём контейнера (0,4–0,7 м³) существенно меньше объёма колонны НКТ. Во-вторых, растворяющая способность реагентов ограничена: даже лучшие отечественные растворители могут растворить лишь около 20 % от своего объёма отложений (коэффициент Кр = 0,08–0,2). Следовательно, для полного удаления значительных отложений (до 0,6 м³ и более) требуется несколько циклов закачки и выдержки.

Необходимое количество циклов обработки *n* определяется из условия, что суммарный объем растворенных отложений после всех циклов должен превысить исходный объем АСПО:

$$\sum_{i=1}^{n} [V_1 \left(K_p + 1\right)^{i-1}] \geq \frac{V_{\text{отл}}}{K_p},$$

где V_1 – объем растворителя, закачиваемый в первом цикле, м³;

K_p – коэффициент растворяющей способности реагента (доля отложений, растворяемая единицей объема реагента);

$V_{\text{отл}}$ – прогнозируемый общий объем отложений в колонне НКТ, м³.

Промысловые испытания технологии на пяти скважинах показали её высокую эффективность. В сравнении с традиционными методами, адресная доставка неразбавленного реагента позволила сократить его расход в два раза. Кроме того, зафиксировано снижение нагрузки на колонну штанг в среднем на 7 %, увеличение степени наполнения насоса на 18 % и рост его подачи на 17 %. Полученные результаты подтверждают, что данный способ является более эффективным для борьбы с АСПО.

Таблица 1 – Результаты сравнения эффективности способов доставки реагента в скважину № 25 АБЛ, режим СК 2,5/3,9 ГНО НВ-38, Lподвески = 1171 м

Параметр/способ подачи реагента	Заливка в межтрубное пространство растворителя СНПХ-7870, 5,56 л/сут (500 л /90 сут)	Подача через СПКУ в зону приема насоса растворителя СНПХ-7870, 2,88 л/сут (259,2 л/90 сут)	Подача через СПКУ в контейнер на приеме насоса растворителя СНПХ-7870, 1,44 л/сут (129,6 л/90 сут)
Максимальная	5786	4976	4608

Параметр/способ подачи реагента	Заливка в межтрубное пространство растворителя СНПХ-7870, 5,56 л/сут (500 л /90 сут)	Подача через СПКУ в зону приема насоса растворителя СНПХ-7870, 2,88 л/сут (259,2 л/90 сут)	Подача через СПКУ в контейнер на приеме насоса растворителя СНПХ-7870, 1,44 л/сут (129,6 л/90 сут)
нагрузка на шток, кгс			
Минимальная нагрузка на шток, кгс	1470	2137	2477
Степень наполнения насоса, %	0,92	0,78	0,96
Подача, м³/сут	12,1	10,7	12,5
Динамический уровень	1328	1253	1336

Технология подачи растворителя в колонну НКТ с устья скважины. Данный метод основан на закачке горячего растворителя (например, нефти) непосредственно в колонну лифтовых труб с поверхности. Ключевым элементом первоначальной конструкции являлся циркуляционный клапан, устанавливаемый на НКТ на заданной глубине и открывающийся при определённом перепаде давления, создаваемом на устье насосной установкой. Однако использование такого клапана сопряжено с эксплуатационными рисками из-за его ограниченных габаритов, эксцентричного расположения и наличия уязвимых элементов (пружины), контактирующих с механическими примесями и коррозионной средой [7-8].

Усовершенствованный вариант технологии предполагает замену циркуляционного клапана на систему обратных клапанов. Один клапан устанавливается на насосе, а второй – выше насоса с внешней стороны НКТ, обеспечивая односторонний переток жидкости из труб в затрубное пространство. Само затрубное пространство заполняется ингибированной технической жидкостью повышенной плотности, давление в нём контролируется с устья.

Процесс осуществляется в двух режимах:

- штатная добыча: задвижка на затрубном пространстве закрыта. Давление в нём, создаваемое плотной технической жидкостью, удерживает обратный клапан закрытым, и пластовая продукция поднимается только по колонне НКТ;

- подача реагента: задвижка на затрубном пространстве открывается, и растворитель закачивается с устья в колонну НКТ. Под действием создаваемого перепада давления обратный клапан на НКТ открывается, вытесняя часть технической жидкости из затрубья. После закачки скважину оставляют на время, необходимое для реакции растворителя с отложениями, а затем запускают насос для выноса продуктов очистки на поверхность.

Техническая жидкость в затрубном пространстве выполняет две важные функции: обеспечивает ингибиторную защиту от коррозии и за счёт своей повышенной плотности гарантирует надёжное закрытие обратного клапана при остановках скважины, предотвращая перетоки. Контроль давления и защита системы осуществляются с помощью электроконтактного манометра на устье, связанного с пультом управления насосом.

Основное преимущество технологии – возможность адресной доставки неразбавленного реагента непосредственно к зоне отложений, что повышает эффективность удаления АСПО.

Конструкция и принцип действия способа адресной доставки реагента для промывки погружного электроцентробежного насоса.

Образование АСПО на фильтре и рабочих органах ЭЦН приводит к снижению пропускной способности и перегреву оборудования. Традиционный метод промывки путём

закачки реагента с устья требует использования больших объёмов жидкости и привлечения значительных ресурсов.

Предлагаемый способ решает задачу адресной доставки ограниченного объёма чистого реагента непосредственно к фильтру насоса. Ключевыми элементами технологии являются установленный над насосом трёхпозиционный обратный клапан (КОТ) и гибкая армтрубка, стационарно смонтированная в скважине.

Принцип действия метода включает следующие этапы:

– остановленный погружной насос заполняется точно отмеренным объёмом чистого реагента через армтрубку. Реагент накапливается в колонне НКТ над обратным клапаном;

– с помощью передвижного насосного агрегата (например, ЦА-320) давление в колонне НКТ повышается до величины, необходимой для открытия клапана КОТ в обратном направлении;

– после открытия клапана реагент продавливается в полость насоса и его фильтр, где выдерживается необходимое время для растворения отложений;

– погружной насос запускается в штатном режиме, и растворённые отложения выводятся на поверхность.

Основное преимущество технологии – возможность точечной обработки зоны фильтра и рабочих колёс насоса минимальным количеством неразбавленного реагента, что повышает эффективность очистки и экономит реагенты, а также сокращает время работы наземного оборудования и персонала. Данный подход является перспективным, поскольку отложения чаще всего первоначально образуются именно на ЭЦН, и их своевременное удаление предотвращает серьёзные поломки.

Совершенствование способов удаления АСПО комбинированием физико – химических, механических и тепловых методов

Оценка изменения температуры скважинной жидкости по глубине демонстрирует высокие теплопотери при традиционной термообработке. Эксперимент на скважине №660, в ходе которого в затрубное пространство закачивалась горячая вода (90°C), а температура контролировалась скважинным манометром-термометром, показал резкое охлаждение теплоносителя с глубиной. На устье фиксировалось 68,4°C, тогда как уже на глубинах 100 м, 500 м и 800 м температура составляла всего 29,5°C, 12,8°C и 14,5°C соответственно. На рисунке представлен график, иллюстрирующий снижение температуры теплоносителя с глубиной по данным эксперимента.

Полученные данные позволяют сделать два ключевых вывода. Во-первых, температура по всему стволу скважины оказалась ниже температуры насыщения нефти парафином. Это создаёт условия для постоянного образования АСПО по всей длине колонны НКТ. Во-вторых, значительные теплопотери означают, что фактическая температура реагента на забое будет существенно ниже лабораторной, при которой определяется его рекомендуемая дозировка и растворяющая способность. Следовательно, реальная эффективность термохимических методов на скважине часто оказывается ниже прогнозной, рассчитанной по результатам лабораторных испытаний.

Исследование зависимости растворяющей способности реагента от температуры подтверждает значительный рост эффективности термообработки. Лабораторные испытания по растворению АСПО, отобранных со скважины №954, показали, что повышение температуры растворителя "Сонпар-5402" с 20°C до 60°C увеличивает его растворяющую способность на 13–19 %. Данные экспериментов с одинаковым временем выдержки (3 часа) демонстрируют, что нагретый реагент значительно быстрее и полнее удаляет парафиновые отложения.

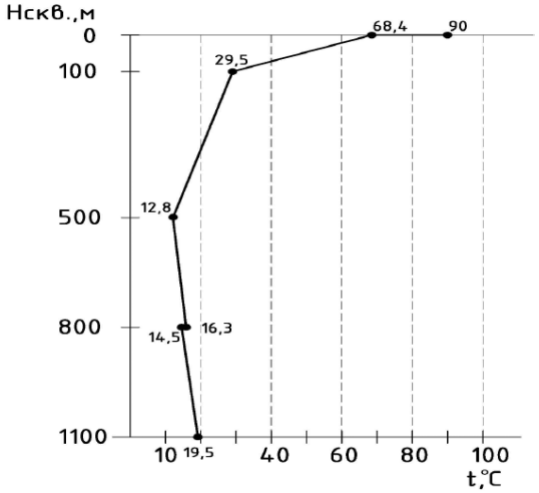


Рисунок 1 – Зависимость изменения температуры от глубины скважины

Эти выводы согласуются с результатами независимого исследования [1], где нагрев органических растворителей (пентана, гексана, гептана) на 15°C повышал их ёмкость с 4–5 г до 14–17 г на 100 мл реагента. В реальных скважинных условиях эффект может быть даже выше, поскольку слой парафина внутри труб обладает теплоизоляционными свойствами, способствуя сохранению температуры реагента и тем самым повышая степень растворения АСПО. Таким образом, термохимические методы показывают принципиально более высокую эффективность по сравнению с использованием холодных реагентов.

Таблица 2 – Результаты растворения АСПО скважины № 954 растворителем "Сонпар-5402" при различной температуре растворителя

№ опыта	Масса АСПО, гр.	Объем растворителя, см³	Температура растворителя, °C	Время выдержки, час	Остаточный вес АСПО после просушки, гр.	Степень растворения, %
1	3	30	20	3	0,94	48,7
2	3	15	30	3	1,41	53,0
3	3	15	40	3	1,02	66,0
4	3	15	60	3	0,84	72,0

Конструкция и принцип действия способа адресной доставки растворителя с предварительным нагревом обеспечивают комбинирование физико-химических и тепловых методов для удаления АСПО. Данная технология основана на подаче реагента через гибкую армтрубку в специальный трубчатый контейнер, установленный ниже глубинного насоса. Ключевым усовершенствованием является оборудование контейнера внутренним теплоизоляционным покрытием и осевым электронагревательным элементом (например, греющим кабелем с регулируемой мощностью), что позволяет подогревать растворитель непосредственно в скважине до оптимальной температуры (как правило, в диапазоне от температуры плавления парафинов ~60°C до допустимой для реагента ~80°C и выше). Процесс контролируется станцией управления на устье, получающей данные от датчиков температуры, равномерно расположенных внутри контейнера.

Технологический цикл включает следующие этапы:

– закачку расчётного объёма холодного растворителя в контейнер;

– нагрев реагента в контейнере до заданной температуры с помощью регулируемого электронагревателя;

– открытие задвижки и включение глубинного насоса для перемещения нагретого растворителя из контейнера в колонну НКТ;

– остановку насоса на время выдержки (обычно 2–4 часа) для комплексного воздействия, при котором тепловая энергия переводит парафины в вязкопластичное состояние, а затем химический реагент растворяет их;

– повторение цикла при необходимости. О завершении очистки судят по анализу проб выходящей жидкости.

Технико-экономическая эффективность метода формируется за счёт значительной экономии растворителя (благодаря использованию нагретого реагента повышенной активности) и продления срока безаварийной работы скважин.

Разработан набор технологий точечной подачи растворителя АСПО на приём глубинного насоса и в колонну НКТ, позволяющих значительно сократить объём химического реагента благодаря точному дозированию и подаче в неразбавленном состоянии, с одновременным уменьшением продолжительности обработки. Реализация данного подхода на практике позволила уменьшить расход реагента вдвое.

В результате проведенного исследования был разработан и апробирован комплекс технологий адресной доставки растворителей для удаления АСПО. Ключевыми решениями являются: использование пакерных систем, стационарных контейнеров, систем обратных клапанов для подачи с устья, а также методов предварительного подогрева реагента в скважине. Промысловые испытания доказали высокую эффективность данных подходов, позволив в среднем вдвое снизить расход реагента, уменьшить механические нагрузки и увеличить производительность скважинного оборудования. Перспективным направлением дальнейших исследований является автоматизация описанных процессов для оптимизации затрат и повышения надежности.

Список использованных источников:

1 Марьин В. И. Химические методы удаления и предотвращения АСПО при добыче нефти / В. И. Марьин, В. А. Акчурин, А. Г. Демахин. – Саратов: ГосУНЦ, 2001. – 156 с.

2 Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

3 Гуськова И. А. Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно изменённых залежей нефти / И. А. Гуськова. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2011. – 26 с.

4 Облёзов А. В. Новый перспективный углеводородный растворитель для процессов стимуляции скважин / М. Х. Мусабиров. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2013. – 13 с.

5 Ибрагимов Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

6 Каплан Л. С. Эксплуатация осложненных скважин центробежными насосами / Л. С. Каплан, А. В. Семенов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190 с.

7 Ашмян К. Д. Факторы, влияющие на выпадение асфальтосмолопарафиновых веществ / К. Д. Ашмян, И. Н. Никитина, Е. Н. Носова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 126–129.

8 Ибрагимов Г. З. Химические реагенты для добычи нефти / Г. З. Ибрагимов, В. А. Сорокин, Н. И. Хисамутдинов. – Москва: Недра, 1985. – 235 с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Ф.Ф. Изомов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. В статье рассматривается технология зарезки боковых стволов как один из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Приведены основные цели и задачи применения данной технологии. Выполнен анализ состояния фонда скважин типового объекта, выявлены ключевые проблемы эксплуатации. Представлены результаты проектирования профиля

бокового ствола, включая расчет траектории и крепления. На основе анализа фактических данных скважин-аналогов дана оценка технологической эффективности метода. Сделаны выводы о целесообразности применения ЗБС и сформулированы рекомендации по повышению результативности работ.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола, нефтеотдача, поздняя стадия разработки, бездействующий фонд скважин, интенсификация добычи, горизонтальный ствол.

UDC 622.276

INCREASING OIL RECOVERY AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT BY CUTTING SIDE TRUNKS

F.F. Izomov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. The article discusses the technology of side-hole drilling as one of the most effective methods of increasing oil recovery in fields that are in the late stage of development. The main goals and objectives of using this technology are presented. The analysis of the condition of the well stock of a typical object is performed, and the key problems of operation are identified. The results of designing the profile of a side hole, including the calculation of the trajectory and fastening, are presented. Based on the analysis of the actual data of analog wells, the technological efficiency of the method is assessed. Conclusions are drawn about the feasibility of using SHD and recommendations are formulated to improve the effectiveness of the work.

Key words: side-hole cutting, oil recovery, late stage of development, inactive well stock, production intensification, horizontal well.

Как показывает накопленный опыт разработки месторождений период стабильной добычи на месторождениях редко превышает 40–45 лет, после чего начинается неизбежная фаза падения. Особенно остро эта проблема ощущается в регионах, где промышленный этап освоения пришелся на 60–70-е годы прошлого столетия. Анализ текущего состояния эксплуатационного фонда в таких районах выявляет удручающую картину: большое количество скважин либо бездействует, либо работает с предельно высокой обводненностью и мизерными дебитами. Фактический коэффициент извлечения нефти (КИН) зачастую застывает на отметке 20–30 % от первоначально утвержденных геологических запасов. В сложившихся условиях ключевым направлением становится не столько ввод новых мощностей, сколько реанимация уже имеющегося фонда скважин и экономически оправданное вовлечение в оборот остаточных запасов.

На фоне этого зарезка боковых стволов (ЗБС) выглядит одним из наиболее продуктивных и технологически зрелых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на завершающих стадиях разработки. Применение этой технологии решает сразу несколько задач: позволяет вернуть к жизни скважины, ликвидированные из-за аварий или прорыва вод, а также подключает к разработке ранее изолированные пропластки, линзы и застойные зоны, до которых не дотягивалась основная сетка скважин.

В основе технологии лежит бурение нового канала из уже существующей скважины. Если на начальных этапах применения этот способ использовался преимущественно для ликвидации аварий (обхода смятых участков или прихваченного инструмента), то на сегодняшний день ЗБС представляет собой полноценный механизм регулирования процесса выработки запасов [1, 2].

К числу основных задач, решаемых посредством бурения боковых стволов, относятся [3]:

– восстановление работоспособности скважин, выбывших из эксплуатации или признанных нерентабельными;

– вовлечение в активную разработку ранее не дренировавшихся интервалов и линзовидных пропластков;

– повышение плотности сетки без капитальных затрат на строительство новых скважин с поверхности;

– интенсификация притока за счет проведения ствола через продуктивный горизонт по оптимальной траектории (горизонтальной или пологой);

– выборочная изоляция интервалов прорыва пластовых вод и смещение точки забоя в зоны с остаточной нефтенасыщенностью.

Реализация ЗБС возможна как в обсаженной, так и в открытой части ствола. Для формирования окна в эксплуатационной колонне применяются клиновые отклонители либо специальные фрезерующие устройства. Контроль траектории при бурении наклонных и горизонтальных участков осуществляется с помощью телеметрического оборудования и забойных двигателей с отклоняющим механизмом, что гарантирует точное соблюдение проектного профиля [4].

Накопленный опыт применения технологии, в том числе на месторождениях Западной Сибири, подтверждает её высокую рентабельность и технологическую состоятельность. Финансовые затраты на проходку бокового ствола несопоставимы с расходами на бурение новой скважины, поскольку используются уже готовая верхняя часть ствола и существующая промысловая инфраструктура.

Объектом исследования выступают залежи, приуроченные к терригенным коллекторам. Геологическое строение этих отложений осложнено высокой степенью расчлененности и зональной неоднородностью. Анализ динамики добычи свидетельствует о том, что продуктивные пласты находятся на завершающей стадии разработки.

Оценка текущего состояния эксплуатационного фонда свидетельствует о его неоднородности. Существенная доля добывающих скважин (порядка 45 %) либо характеризуется крайне низкими дебитами, не превышающими 5 тонн в сутки, либо эксплуатируется с обводненностью продукции свыше 90 %. Помимо этого, немалая часть скважин числится в бездействии или выведена в консервацию.

Ключевые проблемы, выявленные в ходе анализа:

– высокая обводненность продукции (в среднем более 85 %) вследствие прорывов закачиваемых вод по высокопроницаемым пропласткам;

– неравномерная выработка запасов, наличие застойных зон и целиков нефти;

– наличие скважин, ликвидированных по техническим причинам (аварии, негерметичность колонн), которые невозможно восстановить простым ремонтом;

– сложность вовлечения в разработку линзовидных, низкопроницаемых пропластков вертикальными скважинами.

На рассматриваемых объектах уже проводились различные геолого-технические мероприятия (ГРП, обработки призабойной зоны, ремонтно-изоляционные работы). Однако их эффективность с течением времени снижается. Сравнительный анализ показывает, что зарезка боковых стволов дает наибольшую удельную дополнительную добычу по сравнению с другими методами (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительная эффективность методов воздействия

Метод воздейшения	Средняя дополнительная добыча на 1 операцию, тыс. т
Зарезка бокового ствола	14-20
Гидроразрыв пласта	10,5
ОПЗ физико-химическими методами	0,7–1,7
Изоляционные работы	0,5–0,7

Опираясь на результаты анализа текущего состояния фонда и геологических особенностей объекта, в качестве базовой для проектных работ была определена одна из типичных бездействующих скважин. Процесс проектирования включал в себя два ключевых этапа: расчет траектории и выбор конструкции бокового ствола.

Особое внимание уделялось проектированию профиля, поскольку от этого зависит не только успешность проходки, но и последующая эксплуатация скважины. С целью обеспечения максимальной протяженности фильтра в продуктивной зоне был разработан профиль, предусматривающий последовательный набор зенитного угла с последующим его снижением для входа в пласт под требуемым углом.

Исходные данные для расчета включали глубину зарезки, вертикальную глубину пласта, требуемый отход от основного ствола и допустимую интенсивность искривления. На основе расчетов были определены радиусы искривления, горизонтальные и вертикальные проекции, а также длина каждого участка (таблица 2).

Таблица 2 – Проектные параметры профиля бокового ствола

Участок	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м	Длина по стволу, м
Вертикальный	0	2029	2029
Набора кривизны	28,9	86,2	92,5
Спада кривизны	123,09	283,10	516,5
Итого	152,0	2398	2638

Полученный профиль обеспечивает вхождение в продуктивный пласт с заданным углом и необходимую протяженность ствола в зоне дренирования (более 200 м эффективной длины).

Для крепления проектного профиля предусматривается спуск хвостовика диаметром 102 мм. Произведен расчет цементирования для надежного разобщения пластов и изоляции «окна» зарезки. Количество сухого цемента составило около 6,3 т, расчетный объем продавочной жидкости – 28,8 м³.

Оценка ожидаемой продуктивности проектируемого бокового ствола выполнялась с использованием метода аналогий. В качестве реперных объектов рассматривались соседние скважины, где ранее уже были реализованы ЗБС в схожих геологических интервалах. Путем осреднения значений коэффициента продуктивности по этим скважинам-аналогам был рассчитан проектный дебит нефти, который составил 27,1 т/сут при прогнозной обводненности 45%. Основываясь на полученных величинах ожидаемого притока и динамическом уровне, для подъема продукции был выбран электроцентробежный насос типа ЭЦНМ5-50-1300.

Верификация эффективности предлагаемых проектных решений проводилась путем ретроспективного анализа фактической эксплуатации скважин, уже задействованных в программе ЗБС. Для анализа была сформирована группа скважин, которые до проведения мероприятия либо простаивали, либо демонстрировали низкие дебиты (в диапазоне от 0 до 5,9 т/сут) на фоне высокой обводненности.

Результаты анализа показали:

– техническая успешность операций по зарезке боковых стволов поддерживается на уровне 70–75 %, что обеспечило получение стабильного притока нефти на большинстве обработанных скважин;

– по скважинам, отнесенным к категории успешных, зафиксирован существенный рост продуктивности: средние дебиты нефти после мероприятия возросли до 20-50 т/сут, при этом в отдельных случаях отмечено кратного увеличение показателей (до 15 раз относительно базовых значений);

– положительным эффектом стало снижение доли воды в добываемой продукции, что подтверждает факт удаления забоя от зон преимущественного обводнения и селективной изоляции промытых интервалов;

– вклад рассматриваемой технологии в общую структуру добычи по объектам оказался весьма значительным: доля нефти, извлеченной посредством боковых стволов,

достигла 30–35 %, что характеризует ЗБС как один из ключевых инструментов поддержания производственных показателей;

– анализ неудачных операций выявил, что в ряде случаев фактическая эффективность оказалась ниже прогнозной. Основными причинами названы повторное обводнение по вновь созданным каналам либо вскрытие интервалов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Данные обстоятельства диктуют необходимость повышения качества геологического обоснования при выборе точек заложения боковых стволов.

На основании проведенного анализа и полученных результатов можно сформулировать следующие выводы и практические рекомендации

– зарезка боковых стволов зарекомендовала себя как действенный способ возвращения в эксплуатацию простаивающих скважин и доизвлечения остаточных запасов на месторождениях с падающей добычей. В сложившихся геолого-технических условиях этот метод позволяет достичь результатов, недоступных при проведении стандартных операций (таких как гидроразрыв пласта или обработка призабойной зоны);

– анализ эксплуатационного фонда на типовом участке подтвердил наличие значительного числа скважин с низкой рентабельностью или в простое, которые могут быть рассмотрены в качестве приоритетных объектов для зарезки боковых стволов. Традиционные мероприятия здесь малоэффективны по сравнению с бурением нового ствола;

– разработанные в рамках исследования решения – профиль с горизонтальным окончанием, крепление хвостовиком и соответствующий подбор УЭЦН – представляются технически грамотными. Ожидаемый приток нефти после реализации проекта оценивается в 27 тонн в сутки.

– анализ фактических данных по скважинам, уже прошедшим процедуру ЗБС, продемонстрировал успешность операций на уровне 70–75 %. При этом доля нефти, извлеченной из боковых стволов, достигает трети от общего объема добычи на объекте, что говорит о существенном вкладе технологии в производственные показатели;

– для повышения эффективности последующих работ целесообразно сделать акцент на более детальном геологическом обосновании мест заложения стволов с привлечением трехмерного моделирования. Перспективным видится и расширение практики бурения на депрессии с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), а также освоение технологий сооружения многозабойных и разветвленно-горизонтальных конструкций.

Список использованных источников:

1. Савченко А. В. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов / А. В. Савченко, Д.А. Березовский // Наука. Техника. Технологии. – 2018. – №3. – С. 97–120.

2. Кемалов Р. А. Методы строительства боковых стволов для восстановления скважин из бездействия на примере различных месторождений РФ / Р. А. Кемалов, Р. Ф. Тухбиев, А. Ф. Кемалов // Природные энергоносители и углеродные материалы. – 2021. – №7 (1).

3. Гоюшов С. Н. Сущность и основные аспекты применения боковых стволов / С. Н. Гоюшов // Научный электронный журнал Меридиан. – 2020. – №13. – С. 231–233.

4. Апасов М. И. Выбор и обоснование наиболее рационального метода забуривания бокового ствола скважины / М. И. Апасов, Н. И. Крысин. – 2015. – Том 1.

УДК 622.276.72

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.И. Ишмухаметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГР-22-11)

Аннотация. Статья посвящена систематизации и сравнительному анализу методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), широко распространенными на месторождениях Западной Сибири. Рассмотрены физико-химические механизмы

образования отложений, обусловленные термобарическими условиями и компонентным составом нефти. Приведена классификация методов предотвращения и удаления АСПО, включая механические, тепловые, химические и физико-технологические способы. Особое внимание уделено современным тенденциям: применению магнитных активаторов, инновационным термохимическим технологиям и интеллектуализации процессов дозирования реагентов. На основе анализа опытно-промышленных испытаний выявлены наиболее эффективные технологии, позволяющие увеличить межремонтный период скважин и снизить себестоимость добычи углеводородного сырья.

Ключевые слова: АСПО, Западная Сибирь, парафин, депарафинизация, магнитные активаторы, ингибиторы, межремонтный период, УЭЦН.

UDC 622.276.72

ANALYSIS OF METHODS FOR COMBATING ASPHALT-SMOKE-PARAFFIN DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA DEPOSITS

I.I. Ishmukhametov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky student gr. GR-22-11)

Abstract. The article is devoted to the systematization and comparative analysis of methods for controlling asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), which are widespread in the fields of Western Siberia. The article discusses the physical and chemical mechanisms of deposit formation, which are determined by the thermobaric conditions and the component composition of the oil. The article provides a classification of methods for preventing and removing ARPD, including mechanical, thermal, chemical, and physical-technological methods. Special attention is given to current trends, such as the use of magnetic activators, innovative thermochemical technologies, and the intellectualization of reagent dosing processes. Based on the analysis of pilot-scale tests, the most effective technologies have been identified to increase the well-inter-repair period and reduce the cost of hydrocarbon production.

Keywords: ASO, Western Siberia, paraffin, deparaffinization, magnetic activators, inhibitors, well-inter-repair period, ESP.

Значительную долю углеводородов Западной Сибири составляет нефть с повышенным содержанием высокомолекулярных соединений: парафинов, асфальтенов и смол. Согласно классификации, при содержании парафина свыше 6% по массе нефть относится к высокопарафиновой, что предопределяет высокий риск осложнений при ее добыче и транспортировке. Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), в проточной части погружного оборудования и выкидных линиях является одной из ключевых проблем, лимитирующих надежность эксплуатации фонда скважин. По данным промысловых исследований, снижение температуры добываемой продукции ниже температуры насыщения (начала кристаллизации парафинов) в сочетании с выделением газа и изменением гидродинамического режима приводит к активному осаждениию кристаллов на стенках трубопроводов. Последствия этого процесса выражаются в уменьшении эффективного диаметра труб, увеличении гидравлического сопротивления, росте нагрузок на оборудование и, как следствие, снижении межремонтного периода (МРП) скважин [1-4].

Процесс формирования АСПО носит многофакторный характер. При снижении температуры ниже температуры начала кристаллизации (обычно 30–50°C для западносибирских нефтей) происходит фазовый переход парафинов из растворенного состояния в твердую фазу. Максимальные градиенты температур, наблюдаемые в зимний период, провоцируют наибольшее накопление отложений в выкидных линиях и фонтанной арматуре. Снижение давления ниже давления насыщения приводит к активному выделению газа, что способствует увеличению вязкости жидкой фазы и созданию условий для нуклеации кристаллов парафина. Исследования показывают, что увеличение доли воды в

потоке снижает скорость образования АСПО, однако при определенных условиях вода может способствовать более плотной адгезии отложений. Шероховатость металла НКТ увеличивает силу сцепления кристаллов. Первоначально осаждаются мелкодисперсные фракции, которые впоследствии служат центром для роста более крупных агрегатов [5-7].

Методы классифицируются на механические, тепловые, химические, физические (реагентные и безреагентные) и биологические. Наиболее распространенным механическим способом является скребкование. Данный метод предполагает спуск в НКТ скребков различных конструкций, которые срезают слой отложений с последующим выносом потоком жидкости. В установках электроцентробежных насосов (УЭЦН) и штанговых глубинных насосов (ШГН) применяются скребки-центраторы, устанавливаемые на насосных штангах. Преимущество метода заключается в простоте реализации и отсутствии необходимости применения химических реагентов. Однако его эффективность снижается при наличии асфальто-смолистых компонентов с высокой адгезией, а также при значительной протяженности зоны отложений. Периодичность очистки определяется индивидуально для каждой скважины и может составлять от нескольких суток до месяца.

Тепловое воздействие направлено на повышение температуры в зоне отложений выше температуры плавления парафина (обычно > 50°C). На практике используются следующие технологии [8-10]:

- Обработка горячей нефтью или водой. Жидкость нагревается до 120–150°C с помощью передвижных установок (АДПМ) и закачивается в затрубное пространство. Расплавленный парафин растворяется в потоке и выносится на устье . Недостатком являются высокие теплопотери в окружающие породы и значительные энергозатраты.

- Циклическая паротепловая обработка. Эффективна для высоковязких и парафинистых нефтей. Нагнетание насыщенного пара (1000–3000 м³) с последующей выдержкой позволяет прогреть призабойную зону пласта.

- Электротепловые методы. Использование глубинных нагревательных кабелей или электромагнитных излучателей. Методы требуют специального оборудования и характеризуются высоким энергопотреблением.

Химические методы включают применение растворителей (ароматических углеводородов, керосиновых фракций) и ингибиторов парафиноотложений. Ингибиторы модифицируют процесс кристаллизации, препятствуя агрегации кристаллов и их осаждению на стенках труб. Перспективным направлением является использование физических полей, в частности магнитных активаторов. Обработка водонефтяной эмульсии магнитным полем приводит к изменению физико-химических свойств системы: снижается интенсивность образования АСПО до 90% и солеотложений до 45%. Магнитные активаторы типа АМС (например, АМС-73М), устанавливаемые в компоновку УЭЦН, создают высокоградиентное магнитное поле, что разрушает центры кристаллизации парафина. Промышленные испытания на Восточно-Сургутском и Кониторском месторождениях показали увеличение МРП в 3–8 раз. В частности, на скважине №3225 НГДУ «Сургутнефть» межочистной период возрос с 45 суток до 5 месяцев, а при подъеме НКТ через 47 суток отложения отсутствовали. Экономический эффект от внедрения на Кониторском месторождении составил 540 тыс. руб. за полугодие при росте среднего периода обработки с 21 до 79 суток. Проведенный анализ позволяет выделить следующие критерии выбора методов борьбы с АСПО для месторождений Западной Сибири (Таблица 1). Выбор технологии определяется геолого-физическими условиями, компонентным составом отложений и типом эксплуатационного оборудования.

Таблица 1 - Сравнительная характеристика методов борьбы с АСПО

Метод	Эффективность	Ограничения	Экономический эффект
Механический	Высокая для парафинов	Низкая при асфальтенах;	Умеренный

		периодичность	
Тепловой	Высокая (полное удаление)	Высокие энергозатраты; теплопотери	Высокая стоимость обработки
Химический	Профилактика; зависит от реагента	Экологические риски; стоимость реагентов	Снижение затрат при точном дозировании
Магнитный	Снижение АСПО до 90%	Зависимость от ферромагнитных примесей	Увеличение МРП в 3-8 раз
Термохимический	Высокая (прожиг пробок)	Требует квалифицированного применения	Дешевле электронагрева на 30-50%

Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о том, что ни один из существующих способов не является универсальным. Наиболее эффективным подходом является комбинирование технологий, включающее превентивные меры (ингибиторная защита, магнитная обработка) и периодическое удаление сформировавшихся отложений. Перспективы развития связаны с внедрением интеллектуальных систем дозирования реагентов, синхронизированных с работой насосного оборудования, а также с использованием высокоэффективных термохимических методов очистки. Опыт применения магнитных активаторов на месторождениях (Сургутнефть, Кониторское) подтверждает их высокую эффективность как с технологической, так и с экономической точек зрения, позволяя увеличить межремонтный период скважин и сократить эксплуатационные затраты. Дальнейшие исследования должны быть направлены на разработку гибридных установок, сочетающих физические и химические методы воздействия в едином технологическом модуле.

Список использованных источников

1. Применение устройств контроля притока при разработке залежей нефти терригенных коллекторов на поздней стадии разработки / Р. Ф. Якупов, В. В. Мухаметшин, Э. Ф. Велиев [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № S2. – С. 115-124.

2. Нигматзянов, Д. Х. Опыт и перспективы применения химических технологий повышения нефтеотдачи на Стахановском месторождении / Д. Х. Нигматзянов, Р. Ф. Якупов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти, Октябрьский, 22–23 апреля 2022 года. – Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. – С. 98-101. – EDN KOEXAP.

3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения / Р. Ф. Якупов, Р. У. Рабаев, В. В. Мухаметшин [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2022. – № 4. – С. 97-106. – DOI 10.5510/ogp20220400788. – EDN XXORAI.

4. Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки / В. А. Грищенко, Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 103-107. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-5-103-107. – EDN KEVVBK.

5. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма / В. А. Грищенко, М. Н. Харисов, Р. Ф. Якупов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных

и газовых месторождений. – 2021. – № 8(356). – С. 36-41. – DOI 10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41. – EDN DXQYMS.

6. Мухаметшин, В. В. Повышение эффективности управления ресурсной базой жидких углеводородов в условиях неоднородности и неравновесности геолого-промысловой информации / В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2024. – № 6. – С. 89-100. – DOI 10.21440/0536-1028-2024-6-89-100. – EDN JIMBYS.

7. Идентификация особенностей изменения коэффициента продуктивности в период очистки призабойной зоны пласта с использованием инструментов геолого-статистического моделирования / Р. А. Гилязетдинов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, А. И. Кириллов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 6(390). – С. 40-47. – EDN WZWVEV.

8. Гилязетдинов, Р. А. Использование комплексной дифференциации и кластеризации геолого-промысловой информации при прогнозировании продуктивности залежей Южно-Татарского свода / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин // Горная промышленность. – 2024. – № S5. – С. 172-176. – DOI 10.30686/1609-9192-2024-5S-172-176. – EDN TBOGGQ.

9. Оценка времени очистки призабойной зоны скважин в условиях неопределенности / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, А. И. Кириллов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 5. – С. 17-29. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-5-17-29. – EDN BYSWJF.

10. Кулешова, Л. С. Идентификация залежей - основа создания систем искусственного интеллекта при разработке месторождений нефти Урало-Поволжья / Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов, В. Ш. Мухаметшин // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 1(278). – С. 14-19. – EDN VDTTNV.

УДК 550.832

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ ИНИЦИИРОВАНИЯ КУМУЛЯТИВНОГО ПЕРФОРАТОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ АВТОНОМНЫХ ПРИБОРОВ

Е.Э. Камалов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-12)

Аннотация. Кумулятивная перфорация является одним из ключевых и наиболее эффективных по соотношению затрат, и результата методов вскрытия продуктивных пластов, при этом технология обладает потенциалом дальнейшего развития, включая применение при ликвидации аварий в скважинах. Данная технология направлена на усовершенствование технологии контроля инициирования перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах (НКТ), а также на разработку нового автономного оборудования, с целью повышения эффективности вскрытия пластов, освоения и ремонта скважин. Задачи технологии включают анализ существующих решений и их недостатков, формирование технических требований, разработку и изготовление опытных образцов автономной аппаратуры, а также проведение стендовых испытаний. Областью её применения это — поддержание дебита скважин, освоение скважин, капитальный и текущий ремонт, в перспективе — ликвидация аварий.

Ключевые слова: кумулятивная перфорация, вскрытие продуктивного пласта, вторичное вскрытие продуктивного пласта, перфоратор, автономная аппаратура, инициирование, контроль инициирования.

UDC 550.832

ZONE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR CONTROLLED INITIATION OF A CUMULATIVE PERFORATOR USING AUTONOMOUS DEVICES

E.E. Kamalov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-12)

Abstract. Cumulative perforation is one of the key and most cost-effective methods for opening productive formations, while the technology has the potential for further development, including application in the elimination of accidents in wells. This technology is aimed at improving the technology for monitoring the initiation of perforators lowered on tubing, as well as the development of new autonomous equipment in order to increase the efficiency of reservoir opening, well development and repair. The technology's objectives include analyzing existing solutions and their drawbacks, formulating technical requirements, developing and manufacturing prototypes of autonomous equipment, and conducting bench tests. Its applications include maintaining well flow rates, well development, major and minor repairs, and, in the future, accident recovery.

Key words: cumulative perforation, productive formation opening, secondary productive formation opening, perforator, autonomous equipment, initiation, initiation control.

Автономная система контроля инициирования работы перфораторов, предназначенная для спуска на насосно-компрессорных трубах (НКТ) в составе стандартных или модифицированных компоновок. Решение включает автономное оборудование с встроенными средствами контроля, обеспечивающие безопасное, управляемое и контролируемое проведение перфорации без дополнительных спуско-подъёмных операций.

Суть ее заключается в том, что после спуска перфоратора на НКТ, понижают уровень жидкости в трубах, что снижает давление столба жидкости по сравнению с затрубным пространством и пластовым давлением (создает депрессиию). Вызывают инициирование перфоратора с помощью специальных устройств (шар, штанга) и физических процессов, в следствии чего мы получаем приток жидкости из пласта, то есть скважину освоили фонтанным способом с помощью перфорации на депрессии. Затем автономным прибором, включенным в состав компоновки, будут проведены исследования интервала перфорации, и по данным термометрии уже можно будет сделать вывод о удачном или не удачном инициировании, также дополнительно привязать компоновку к сводному разрезу, чтобы определить правильно сориентирован перфоратор или нет, получить данные о работающих интервалов, профиль притока и.т.п.

Основная проблема которую решает технология – это сокращение времени инициирования и проведения работ по перфорированию скважины, а также получение наиболее точных результатов о срабатывании перфоратора непосредственно со спущенной компоновкой в скважине, обеспечивает решение ключевой проблемы заказчика — нефтегазовых и нефтесервисных компаний (операторов месторождений), сокращения времени инициирования и проведения работ по перфорированию скважины для бригад по ремонту на 30-50%, экономии времени простоя бригад по ремонту скважин, и геофизических отрядов, потери времени и средств из-за простоев и повторных операций при недостаточно контролируемом инициировании и подтверждении срабатывания перфоратора. В случае аварий упрощается извлечение аппаратуры и сокращаются риски дополнительных затрат.

Сокращение времени от строительства скважины до ее ввода в эксплуатацию на 2-6 суток. Для высокодебитной скважины это дополнительная прибыль в десятки миллионов рублей. Для руководителей добывающих предприятий, которые хотят сократить сроки ввода скважин и повысить уверенность в результатах перфорации, данная система представляет собой первое на рынке решение «два в одном», которое объединяет перфорацию и исследование перфорированного интервала в одной операции. Мы обеспечиваем полную прозрачность процесса — вы видите объективные данные о срабатывании каждого интервала перфорации и качестве вскрытия пласта.

Уменьшиться трудоёмкость проведения исследований — вес отдельных модулей автономного комплекса не превышает 25–30 кг, а длина — 2 м, поэтому сборочные операции

не требуют специальных погрузочно-разгрузочных и транспортных средств. Возможность обследовать скважину до забоя практически всеми методами, реализованными в аппаратуре.

Однако у технологии есть и недостаток — высокая стоимость. Один из примеров экономического эффекта — возможность сэкономить время на освоение скважины и время до ввода ее в экспулатацию. Так, путём исключения части спуско-подъёмных операций и проведения каротажа на кабеле заказчик может сэкономить от 1 до 2,5 суток в зависимости от проекта бурения и скважинных условий.

Ещё один пример — с учётом затрат на каждую скважинную операцию, несмотря на высокую стоимость проводимого каротажа, процент экономии в денежном эквиваленте может составлять до 13,5%. Таким образом, экономическая эффективность применения автономной аппаратуры для геофизических исследований зависит от конкретных условий и может включать как положительные, так и отрицательные стороны.

Экономическая эффективность может достигаться за счёт: сокращения времени на строительство скважины — например, за счёт исключения из процесса части спуско-подъёмных операций, которые занимают до 48 часов в цикле бурения скважины, оптимизации затрат — например, при термобарометрических исследованиях скважин автономными приборами при высоких устьевых давлениях, которые позволяют сократить потери добычи нефти, связанные с длительными остановками для проведения исследований, исключения рисков — например, при использовании технологии исключаются риски зарезания геофизического кабеля с приборами в местах падения зенитного угла, снижается риск прихвата приборов.

Технологическими преимуществами технологии являются: комбинированный анализ данных, полученных в процессе каротажа; возможность получения профиля притока скважины сразу после перфорирования скважниы; время получения диагностических данных: непосредственно после перфорации; точность определения сработавших интервалов: >95%; единый технологический цикл; объединение перфорации и проведения контрольных исследований после перфорации за один цикл полного подъема компоновки; исключение дополнительных циклов спуско-подъемных операций; минимизация человеческого фактора; прямая экономия на сервисных операциях; отсутствие затрат на дополнительные геофизические исследования; снижение расходов на аренду техники и оборудования; оптимизация логистических затрат; гарантированное получении результатов о качестве проведённой перфорации.

В традиционной технологии перфорации на насосно-компрессорных трубах (НКТ) существует фундаментальная дихотомия. С одной стороны, технология позволяет создавать депрессию на пласт и сразу запускать приток, что экономически эффективно. С другой стороны: Процесс является "слепым". После спуска оборудования и инициирования оператор не получает никакой объективной информации о том, что произошло на забое. Проблема: неизвестно, сработал ли перфоратор, риск того, что операция прошла вхолостую, скважина не дает притока, но причина неизвестна, неизвестно, какие именно интервалы работают, при неравномерном притоке невозможно понять, вызвано ли это неоднородностью пласта или плохим качеством перфорации на конкретных участках, некорректные решения по интенсификации, затраты на неэффективные обработки.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

7. «Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 1. Промысловая геофизика», сост.: Р.А. Валиуллин, Л.Е. Кнеллер — Уфа: «Информреклама», 2010 — 172 с., ил.

8.Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., Фёдоровская В.А., 2015, учебное пособие «Технология и технические средства для вскрытия продуктивных пластов». В нём описаны технологии вскр ытия пластов перфорацией, в том числе с использованием НКТ.

УДК 622.279.4

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Т. Каримов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР12ДВ-24-11)

Аннотация. Предлагаемая статья направлена на ознакомление и изучение различных методов интенсификации добычи нефти через использование технологии ППД с применением водогазового воздействия. Рассмотрены результаты реализации данного метода увеличения нефтеотдачи и оценены перспективы внедрения технологии.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, нагнетательная скважина, МУН.

UDC 622.279.4

REVIEW OF WATER-GAS IMPACT TECHNOLOGY ON THE FORMATION OF OIL AND GAS PRODUCING ENTERPRISES IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

R.T. Karimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12DV-24-11)

Abstract. The proposed article aims to familiarize and study various methods of oil production intensification through the use of water-gas stimulation technology. The results of implementing this method of increasing oil recovery are considered, and the prospects for implementing the technology are evaluated.

Keywords: reservoir pressure maintenance, injection well, IOP.

Введение

Разработка карбонатных коллекторов традиционными методами поддержания пластового давления путем заводнения осложняется тем, что закачиваемая вода по естественным трещинам очень быстро достигает забоев добывающих скважин и за короткое

время обводняет их продукцию, тогда как запасы нефти остаются невыработанными. Карбонатные отложения месторождений Татарстана отличаются низкой проницаемостью и повышенной вязкостью. Для увеличения охвата пластов заводнением необходимо применение технологий совершенствования заводнения, которые направлены на изменение свойств пласта, увеличение нефтеотмывающей способности вытесняющего агента, предотвращение прорыва воды, отключению промытых зон. Использование подтоварной воды и газа с первой ступени сепарации (ВГС) в системе поддержания пластового давления (ППД) при водонапорном режиме разработки нефтяных месторождений - это важное технологическое и природоохранное мероприятие недропользователя в процессе добычи нефти, которое позволяет осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме: добыча жидкости и попутного нефтяного газа – подготовка на УПН – использование в качества рабочего агента. Метод «холодного» заводнения давно исчерпал себя с точки зрения результата, обводняя с годами продуктивные пласты и снижая рентабельность добычи. Применение же попутного нефтяного газа в составе рабочего агента наоборот позволило повысить текущий коэффициент нефтеотдачи на 5 – 15% в зависимости от конкретного участка разработки.

Материалы и методы

При написании данной статьи применялись данных реальных технических процессов, в области организации и опыта обустройства месторождений с действующей системой ППД.

Результаты

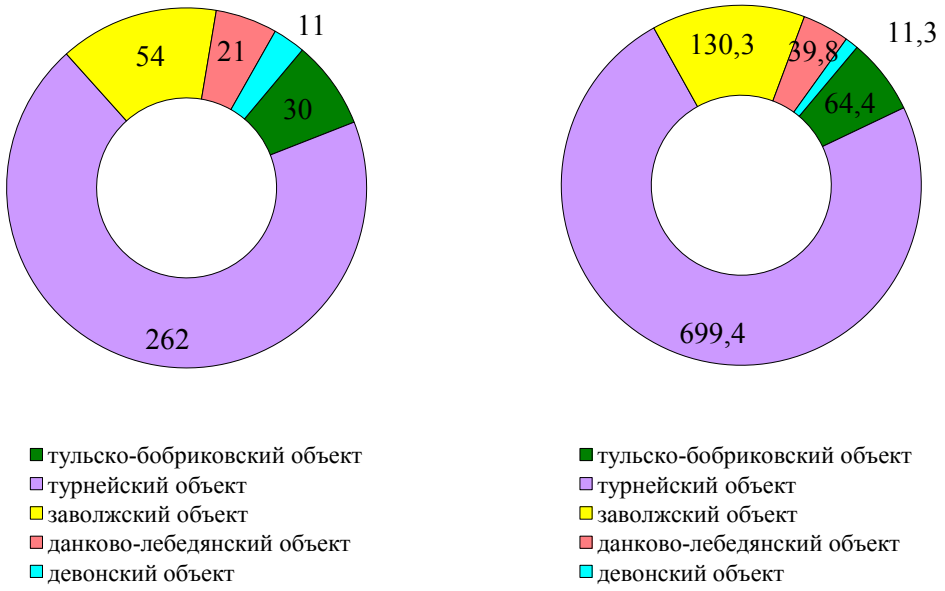
Эксплуатационный режим нагнетательных скважин обязан гарантировать максимально возможную площадь контакта закачиваемой воды с пластом, одновременно исключая риск ускоренных прорывов воды к забоям добывающих скважин. Оптимальность давления закачки определяется полнотой учёта типа и свойств коллектора, а также способностью режима обеспечивать наибольшую нефтеотдачу в безводный этап функционирования скважин.

Забойное давление в нагнетательных скважинах не должно превышать порог гидроразрыва продуктивного пласта. Соблюдение этого условия предотвращает неравномерность фронта вытеснения нефти водой и падение дебита нефти в структуре суммарного отбора пластовой жидкости. Определение оптимальной величины давления закачки в условиях геологической неоднородности предполагает учёт следующих факторов: во-первых, необходимости достижения высоких скоростей извлечения нефти; во-вторых, увеличения коэффициента эффективности нагнетательных скважин посредством вовлечения в закачку наибольшего количества перфорированных пропластков. Наращивание доли задействованных пропластков в ряду нагнетательных скважин наиболее значимо при реализации очаговых схем заводнения либо при переходе к площадным и избирательным системам.

Доказано наличие критических показателей пластового и забойного давлений в нагнетательных скважинах, при превышении которых резко возрастает интенсивность трещинообразования. Средняя точка критики соответствует диапазону 0,6–0,7 от вертикальной горной нагрузки. Удержание давления нагнетания в пределах до критического уровня позволяет сохранять стабильными и рациональными показатели отбора жидкости и обводнённости продукции.

Устьевое давление в нагнетательных скважинах по турнейскому ярусу многолетне поддерживается в коридоре 6–9 МПа. Для отработки запасов нижнего карбона необходимо выдерживать забойное давление закачки на величине 0,62–0,77 от Ргор, что составляет от 10 до 13 МПа.

Исходным сырьем исследуемого объекта является водогазонефтяная эмульсия с содержанием воды не более 45%, которая поступает по герметизированной системе промысловых трубопроводов Алексеевского нефтяного месторождения. Готовой продукцией ДНС является товарная нефть, очищенная пластовая вода и попутный нефтяной газ.



а) количество мероприятий *б) дополнительная добыча нефти, тыс.т*

Рисунок 1 – результаты по объектам разработки

Качество товарной нефти соответствует ГОСТ Р 51858-2002 (класс 3, тип 3, группа 1, вид 2). Сточная вода, закачиваемая в продуктивный горизонт, должна быть подготовлена и иметь такое качество, чтобы обеспечить вытеснение нефти, длительную и устойчивую приемистость нагнетательных скважин в заданных объёмах при оптимальном давлении закачки воды.

Водородный показатель (pH) Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин, ухудшающем условия разработки объекта, следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм2 должно быть 90 % частиц не крупнее 5 мкм. Рабочим агентов является водогазовая смесь получаемая из двух основных источником, это попутный нефтяной газ и подтоварная вода. Смешивание этих компонентов происходит в специальной насосно-бустерной установке, принципиальная схема смешивания представлена на рисунке 2.

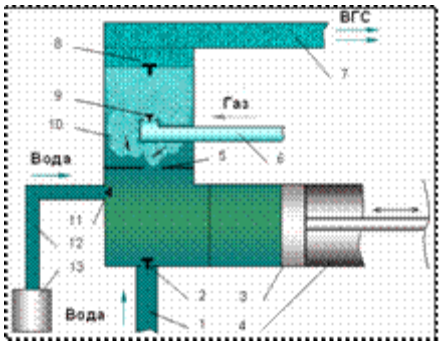


Рисунок 2 – принципиальная схема смешивания попутного нефтяного газа и подтоварной воды

Газ практически не подготавливается, лишь проходя осушку в вертикальном газосепараторе. На данном участке предусмотрена возможность использования ПНГ в нескольких направлениях. В направлении ППД газ поступает на прием компрессора типа ГВК, после первой ступени сепарации.

Сточные воды

Источником сточных вод ДНС являются:

- пластовые воды из РВС-2000, получаемые при первичном обезвоживании нефтепромысловой эмульсии, а также при окончательном обессоливании и обезвоживании товарной нефти с горизонтальных отстойников НГО-80;
- канализационные, утечки с сальников насосов и компрессора, атмосферные с бетонных площадок;
- после пропарки резервуаров, сосудов и насосов;
- стоки и дренажи из резервуаров, отстойников, фильтров, нефтехимлаборатории;
- со скважин после проведения технологических операций, откачиваемых насосами из емкостей;

Сточные воды из резервуара №2 (№1, № 3) самотеком через фильтры поступают на насос насосно-бустерной установки НБУ СИН 50.6.05 (НБУ СИН61Б) или ЭЦН в шурфе, для закачки в систему ППД.

Выводы

Использование описанной технологии позволило повысить рентабельность добычи нефти по охваченному технологией фонду. Компаниями реализовавшими подобные технологии в Республике Татарстан являются ООО «РИТЭК» (ТПП «ТатРИТЭКнефть) и ЗАО «Алойл».

Подтверждение

Эффективность применения подтверждается в различных научных статьях из открытых источников, а также отчетами по разработке месторождений недропользователей.

Список использованных источников

1. «Технологический регламент технологического процесса на объектах добычи нефти «Система поддержания пластового давления»: технологический регламент / сост. А.Г. Миннуллин, И.И. Литвинов. – Бавлы: эксплуатирующая организация ЗАО «Алойл», 2022. – 13 с.
2. Годовые отчеты ЗАО «Алойл» по Алексеевскому нефтяному месторождению за 2022 – 2023гг.
3. Официальный сайт ООО «РИТЭК» 2025 год https://ritek.lukoil.ru/ru/News/News/ritek-predstavil-novye-tekhnologii-na-neftianom_1
4. Информационное агентство «Татр-информ» (2021) https://www.tatar-inform.ru/news/ritek-predstavil-innovacionnye-texnologii-po-dobyce-triz-v-tatarstane-5834643
5. Статья в журнале комсомольская правда (2025) https://www.kazan.kp.ru/daily/27744/5134627/?erid=2W5zFHgBRH2

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ РУМАЙЛА

Кашоор. М.А.М.А.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Аннотация. В статье рассматривается проблема повышения коэффициента нефтеизвлечения в неоднородных карбонатных коллекторах на основе интеграции геолого-промыслового анализа, петрофизической интерпретации и гидродинамического моделирования. Актуальность темы обусловлена тем, что для пластов типа Mishrif, разрабатываемых на поздних стадиях, характерны выраженная латеральная и вертикальная неоднородность, ранние прорывы воды, неравномерный охват вытеснением и локализация остаточной нефти в слабодренируемых интервалах. Показано, что использование усреднённых параметров без учёта внутреннего строения резервуара приводит к искажению оценки остаточных запасов и снижает достоверность выбора технологических решений.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; геологическая неоднородность; остаточная нефть; гидродинамическая модель; обводнённость; Mishrif; West Qurna; коэффициент нефтеизвлечения.

UDC 622.276

IMPROVING THE GEOLOGICAL AND COMMERCIAL ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF METHODS FOR INCREASING THE OIL RECOVERY OF PRODUCTIVE RESERVOIRS AT THE RUMAILA FIELD

Kashoor. M.A.M.A

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

Abstract. The article discusses the problem of increasing the oil recovery factor in heterogeneous carbonate reservoirs based on the integration of geological and production analysis, petrophysical interpretation, and hydrodynamic modeling. The relevance of this topic is due to the fact that Mishrif-type reservoirs, which are being developed in the late stages, are characterized by pronounced lateral and vertical heterogeneity, early water breakthroughs, uneven displacement coverage, and localization of residual oil in poorly drained intervals. It has been shown that the use of averaged parameters without taking into account the internal structure of the reservoir leads to a distortion of the residual reserves assessment and reduces the reliability of the selection of technological solutions.

Keywords: oil carbonate reservoir; geological heterogeneity; residual oil; hydrodynamic model; water cut; Mishrif; West Qurna; oil recovery factor.

Карбонатные резервуары относятся к наиболее сложным объектам разработки в нефтегазовой отрасли, поскольку их фильтрационно-ёмкостные свойства формируются под влиянием литолого-фациальной изменчивости, вторичных процессов преобразования порового пространства и существенной неоднородности по разрезу и площади. Для месторождений, находящихся на зрелой стадии эксплуатации, данная проблема усугубляется ростом обводнённости продукции, снижением эффективности заводнения и сохранением значительных объёмов остаточной нефти в слабодренируемых участках пласта. По материалам исследований резервуара Mishrif на месторождении West Qurna-1, неоднородность коллектора, различия между гидродинамическими единицами и особенности капиллярных свойств оказывают прямое влияние на темпы выработки запасов и итоговый коэффициент извлечения нефти [2], [3], [6], [7].

В этой связи повышение эффективности разработки не может основываться только на интенсификации отбора жидкости или расширении системы воздействия. Гораздо важнее построить согласованное представление о внутреннем строении резервуара и о том, каким образом геологические особенности управляют распределением фильтрационных потоков. Публикации по West Qurna-1 показывают, что оптимизация системы закачки, регулирование water cut и моделирование альтернативных сценариев дают результат лишь тогда, когда учитываются особенности геологического строения и фактическая динамика работы скважин [1], [5].

Ключевым условием достоверного анализа является интеграция исходной информационной базы. Для неоднородных карбонатных коллекторов она должна включать сведения о стратиграфии, литологии, толщинах продуктивных интервалов, данных геофизических исследований скважин, результатах керновых и лабораторных исследований, PVT-характеристиках пластовых флюидов, истории добычи и закачки, а также показателях изменения пластового давления и обводнённости. Только при совместном рассмотрении этих данных становится возможным установить связь между геологическим строением пласта и наблюдаемым эксплуатационным поведением объекта [1–7]. Разрозненное

использование отдельных параметров, напротив, приводит к ошибочной интерпретации причин раннего прорыва воды и к завышению роли усреднённых характеристик коллектора.

Особую значимость для резервуаров типа Mishrif имеет выделение гидродинамических единиц и установление закономерностей пространственного изменения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Исследования показывают, что даже близкие по литологии интервалы могут существенно различаться по фильтрационному поведению из-за неодинакового строения порового пространства, соотношения межзерновой и вторичной пористости, а также из-за различий в капиллярных характеристиках [2], [6], [7]. Следовательно, оценка остаточной нефти должна осуществляться не по средним значениям по объекту, а по локальным зонам и единицам течения, которые по-разному участвуют в процессе вытеснения.

Рост обводнённости продукции является одним из наиболее информативных индикаторов внутренней неоднородности резервуара. Для West Qurna Phase 1 показано, что движение краевой воды и характер water breakthrough по основным зонам Mishrif определяются не только стадией разработки, но и контрастом проницаемости между интервалами, неравномерной связностью пласта и существованием предпочтительных каналов фильтрации [5]. В таких условиях стандартное увеличение закачки воды может усиливать перетоки по высокопроницаемым зонам и лишь ускорять рост water cut, не обеспечивая вовлечения в работу слабодренируемых областей.

Переход от геологической модели к гидродинамической должен рассматриваться как перевод пространственной интерпретации строения пласта в расчётную систему, способную воспроизводить поведение резервуара во времени. На этом этапе необходимо корректно перенести в расчётную сетку распределение коллекторских свойств, параметров анизотропии, насыщенности и неоднородности, задать PVT-свойства и кривые относительных фазовых проницаемостей, а затем согласовать модель с фактической историей разработки [1], [2], [3]. Именно history matching позволяет убедиться, что модель воспроизводит не только добычу нефти, но и динамику обводнённости, реакцию на закачку и перераспределение потоков внутри неоднородного пласта.

Без адаптации по истории разработки цифровая модель остаётся формальной конструкцией, малопригодной для выбора инженерных решений. Для объектов с высокой степенью неоднородности калибровка модели должна выполняться особенно осторожно: корректировка параметров допустима только в пределах, не противоречащих геологическим и петрофизическим данным. В противном случае модель может быть математически согласованной, но геологически недостоверной. Работы по Mishrif и West Qurna-1 показывают, что наиболее надёжные прогнозы получаются при совместной интерпретации данных скважин, керна, капиллярных исследований, истории добычи и результатов секторного моделирования [1], [3], [6], [7].

С практической точки зрения для неоднородных карбонатных резервуаров особый интерес представляют технологии, направленные не столько на кратковременное увеличение дебита, сколько на перераспределение потоков и повышение охвата пласта воздействием. К ним относятся методы конформанс-контроля, гелеобразующие составы, пенные и эмульсионные системы, а также мероприятия по выравниванию профиля закачки [4]. Их применение оправдано в тех случаях, когда рост обводнённости связан с наличием высокопроницаемых водопроводящих каналов и недостаточным вовлечением нефтенасыщенных интервалов в фильтрационный процесс. Анализ сравнительных сценариев повышения добычи показывает, что устойчивый технологический эффект достигается не при максимизации текущих отборов, а при улучшении sweep efficiency и более полном использовании объёма пласта [1], [4], [8].

Следовательно, выбор технологии повышения нефтеотдачи должен опираться на систему критериев: соответствие характера воздействия структуре неоднородности, влияние на снижение обводнённости, способность вовлекать в дренирование ранее неохваченные зоны, устойчивость эффекта во времени и согласованность с результатами моделирования.

Для объектов типа Mishrif применение усреднённых универсальных решений малоэффективно. Гораздо более оправдан адресный подход, при котором каждому интервалу или зоне резервуара соответствует собственный набор мероприятий, основанный на локальном анализе геологии, промысловой динамики и остаточной нефтенасыщенности [2], [3], [5], [6].

Заключение

Таким образом, повышение коэффициента нефтеизвлечения в неоднородных карбонатных коллекторах требует не отдельного технологического решения, а последовательной интеграции геологического анализа, петрофизической интерпретации, промысловой диагностики и гидродинамического моделирования. Для резервуаров типа Mishrif на месторождении West Qurna наибольшую значимость имеют: детальное учётное описание неоднородности, корректная оценка остаточной нефти, адаптация модели по истории разработки и адресное применение методов ограничения водопритока и регулирования фильтрационных потоков. Такой подход позволяет не только повысить достоверность прогноза, но и обосновать практические решения, направленные на снижение water cut, повышение охвата пласта вытеснением и вовлечение в разработку ранее слабодренируемых зон [1–8].

Список литературы

[1] Naser S.J., Farman G.M. Optimizing Water Injection Performance by Using Sector Modeling of the Mishrif Formation in West Qurna-1 Oil Field, Southern Iraq // Iraqi Geological Journal. 2021. Vol. 54, No. 2D. P. 73–91. DOI: 10.46717/igj.54.2D.5Ms-2021-10-24.

[2] Al-Dujaili A.N., Shabani M., Al-Jawad M.S. Effect of Heterogeneity on Recovery Factor for Carbonate Reservoirs: A Case Study for Mishrif Formation in West Qurna Oilfield, Southern Iraq // Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. 2023. Vol. 24, No. 3. P. 103–111. DOI: 10.31699/IJCPE.2023.3.10.

[3] Al-Ali A.J.H. Improved Carbonate Reservoir Characterisation: A Case Study from the Mid-Cretaceous Mishrif Reservoir in the Giant West Qurna/1 Oilfield, Southern Iraq: PhD Thesis. Heriot-Watt University, 2023.

[4] Sagbana P.I., Abushaikha A.S. A Comprehensive Review of the Chemical-Based Conformance Control Methods in Oil Reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 2233–2257. DOI: 10.1007/s13202-021-01158-6.

[5] Abdullah R.A., Al-Jorany K., Mohsin F., Imad A., Abdulrazaq M. Edge Water Breakthrough in Each of the Major Zones within Mishrif Reservoir in West Qurna Phase 1 // Journal of Petroleum Research and Studies. 2018. Vol. 8, No. 3. P. 79–96. DOI: 10.52716/jprs.v8i3.253.

[6] Al-Dujaili A.N., Shabani M., Al-Jawad M.S. Characterization of Flow Units, Rock and Pore Types for Mishrif Reservoir in West Qurna Oilfield, Southern Iraq by Using Lithofacies Data // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2021. Vol. 11. P. 4005–4018. DOI: 10.1007/s13202-021-01298-9.

[7] Hendi F.K., Handhal A.M. Interpretation of Petrophysical Properties in Reservoir Rock Using Capillary Pressure Data of the Mishrif Formation in West Qurna Oilfield, Southern Iraq // Iraqi Geological Journal. 2023. Vol. 56, No. 1E. DOI: 10.46717/igj.56.1E.5ms-2023-5-15.

[8] Farman G.M., Farouk A.K., Alhaleem A.A. Comparative Study between Different Oil Production Enhancement Scenarios in an Iraqi Tight Oil Reservoir // Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. 2023. Vol. 24, No. 2. P. 97–105. DOI: 10.31699/IJCPE.2023.2.11.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРЕЮЩИХ КАБЕЛЕЙ

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

В.В. Горбунов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)
Р.Х. Сальманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)
И.К. Хакимов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. Эксплуатация скважин на месторождениях с высоким содержанием парафина неизбежно сталкивается с проблемой образования асфальтосмолопарафиновых отложений. В работе выполнен анализ сложившейся ситуации на одном из промыслов, где традиционно применяются механические и тепловые методы очистки. Показано, что существующие подходы требуют серьезных затрат и не исключают аварийных ситуаций. В качестве альтернативы рассматривается применение электрокабельных установок для нагрева продукции непосредственно в стволе. Приведены результаты сравнительной оценки двух вариантов монтажа кабеля, обоснован выбор технологии с размещением внутри насосно-компрессорных труб. Основное внимание уделено теплотехническому расчету, подтверждающему, что использование нагревателя мощностью 70 кВт на глубине до 1430 м позволяет удерживать температуру потока выше критических значений и предотвращать выпадение парафина.

Ключевые слова: парафиноотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения, глубинное оборудование, нагревательный кабель, электрокабельная установка, температурный режим скважины, теплопотери.

UDC 622.276

IMPROVING METHODS OF COMBATING AGP IN PRODUCTION WELLS USING HEATING CABLES

D.I. Kobishcha
(Institute of Oil and Gas of Ufa StatePetroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)
V.V. Gorbunov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
R.H. Salmanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
I.K. Khakimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. The operation of wells in fields with high paraffin content inevitably faces the problem of asphalt-resin-paraffin deposits formation. The paper analyzes the current situation at one of the fields, where mechanical and thermal methods of cleaning are traditionally used. It is shown that the existing approaches require significant costs and do not rule out emergencies. As an alternative, the use of electric cable units for heating the product directly in the barrel is considered. The results of a comparative assessment of two cable installation options are presented, and the choice of technology with placement inside the tubing is substantiated. The main focus is on the thermal calculation, which confirms that using a 70 kW heater at a depth of up to 1,430 m allows the flow temperature to be maintained above critical levels and prevents the formation of paraffin.

Key words: paraffin deposits, asphalt-resin-paraffin deposits, deep-well equipment, heating cable, electric cable installation, well temperature, and heat loss.

При добыче парафинистых нефтей приходится постоянно бороться с отложениями, которые накапливаются на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) и элементах погружного оборудования. Со временем это приводит к сужению проходного сечения, росту нагрузок на насос, а в запущенных случаях – к полной закупорке лифта и

необходимости внепланового ремонта. Выбор оптимального способа борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) напрямую влияет на рентабельность эксплуатации фонда скважин, особенно на поздних стадиях разработки, когда обводненность растет, а забойные температуры снижаются.

На промысле, где проводились исследования, основными способами удаления парафина являются механическое скребкование и закачка горячей нефти в затрубное пространство. По результатам анализа промысловых данных за трехлетний период удалось подобрать оптимальные параметры тепловых обработок. Наиболее эффективной оказалась закачка 30 $м^3$ нефти с температурой на устье 75–80 ºС. Для четырех скважин, взятых в качестве объектов исследования, периодичность промывок составляет пять раз в месяц, а механическая очистка проводится до шести раз в сутки.

Несмотря на кажущуюся эффективность, эти методы имеют ряд существенных минусов. Во-первых, часть добываемой нефти тратится на технологические операции. Во-вторых, высокая интенсивность воздействия увеличивает износ оборудования. В-третьих, периодически возникают нештатные ситуации: обрывы скребков с проволокой, их заклинивание и, как следствие, образование плотных пробок, для ликвидации которых требуется привлечение бригад текущего ремонта. Каждый такой случай – это прямые убытки от недобытой нефти и затраты на ремонтные работы.

Альтернативой периодическим обработкам может стать постоянный подогрев потока непосредственно в стволе скважины с помощью нагревательного кабеля. Идея заключается в том, чтобы поддерживать температуру жидкости по всей длине лифта выше температуры начала кристаллизации парафина.

На сегодняшний день промышленностью выпускаются установки, позволяющие монтировать кабель как внутри колонны НКТ, так и снаружи, закрепляя его на муфтах. Сравнение этих двух технических решений приведено в таблице 1. Видно, что внутреннее размещение обеспечивает прямой контакт нагревательного элемента с потоком и более равномерный прогрев, тогда как при наружном монтаже часть тепла бесполезно рассеивается в межтрубном пространстве.

Таблица 1 – Сравнение вариантов монтажа греющего кабеля

Параметр сравнения	Монтаж внутри НКТ	Монтаж снаружи НКТ
Характер нагрева	непосредственный контакт с нефтью, равномерный прогрев по сечению	косвенный нагрев через стенку трубы, часть тепла уходит в затрубье
Эффективность очистки	полное удаление отложений по всей окружности	частичная очистка в зоне контакта кабеля
Влияние на добычу	прирост дебита до 2 раз	прирост дебита до 1,5 раз
Необходимость дополнительных обработок	отпадает полностью	сокращается частота промывок

Учитывая эти данные, для дальнейшего обоснования была выбрана установка с внутренним расположением греющего элемента (ЭКУ «Фонтан»). Ее конструкция включает силовой трос, медные токопроводящие жилы и многослойную изоляцию, общий диаметр кабеля составляет 22 мм. Система управления позволяет задавать температуру нагрева в диапазоне от 0 до 110 ºС и поддерживает ее в автоматическом режиме.

Чтобы подтвердить работоспособность предложенного решения, был выполнен поинтервальный расчет температуры потока от забоя до устья. Исходными данными послужили реальные характеристики скважин: их конструкция, геотермический градиент, физико-химические свойства нефти и водонефтяной эмульсии. Расчетная модель учитывала теплообмен через многослойную стенку, состоящую из тела трубы, цементного кольца и горной породы, а также изменение режима течения жидкости.

При моделировании работы нагревателя в уравнение теплового баланса добавлялась составляющая, учитывающая удельную мощность кабеля на каждом участке. Задача решалась итерационно, с шагом по глубине 1 метр.

Ключевые результаты расчета сведены в таблицу 2. За нижнюю границу, обеспечивающую отсутствие отложений, принята температура устьевого потока 31 ºС.

Таблица 2 – Расчетные температуры на устье скважин

Номер объекта	Обводненность, %	Дебит жидкости, т/сут	Температура без нагрева, °С	Температура с нагревом*, °С
1	41	77	21,8	34,7
2	35	57	14,3	30,2
3	40	88	25,3	36,9
4	36	108	30,6	40,5
Примечание: глубина спуска кабеля 1430 м, удельная мощность 70 кВт				

Из таблицы видно, что даже на скважине с минимальным дебитом и наибольшими теплопотерями (объект № 2) применение нагревателя позволяет поднять устьевую температуру до требуемого уровня. Для наглядности на рисунке показано изменение температуры по глубине для этой скважины. Синяя кривая соответствует естественному остыванию, красная – работе кабеля. Разница хорошо заметна, особенно в интервале многолетнемерзлых пород, где потери тепла максимальны.

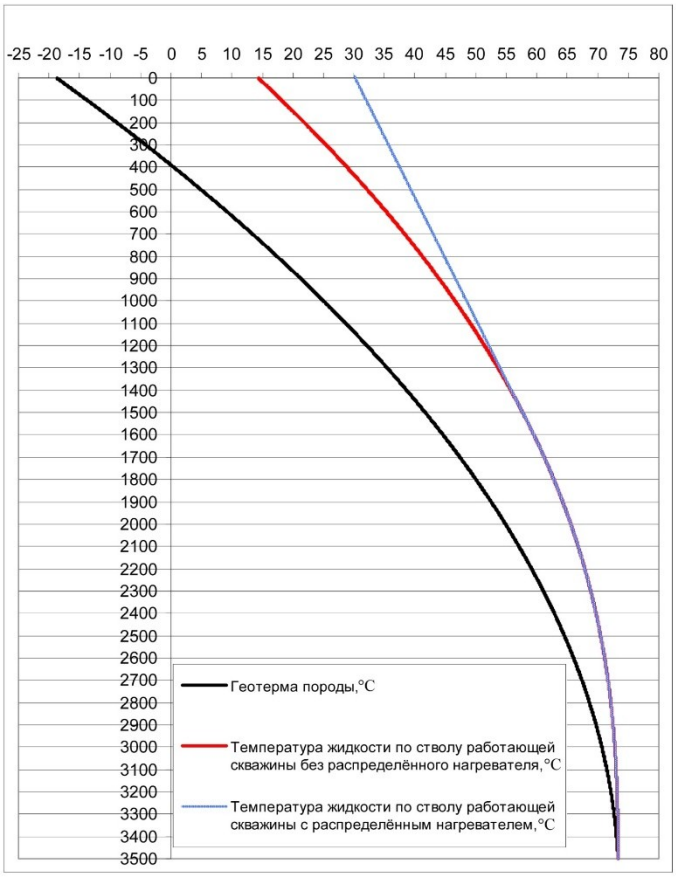


Рисунок – Распределение температуры по стволу скважины № 2

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

– традиционная схема борьбы с АСПО, основанная на периодических промывках горячей нефтью и частом скребковании, сопряжена с высокими эксплуатационными затратами и риском аварий. Она не гарантирует бесперебойную работу скважин;

– технология непрерывного нагрева потока с помощью греющего кабеля, размещенного внутри НКТ, является более совершенной. Она исключает необходимость в других методах очистки и обеспечивает стабильный температурный режим;

– теплотехнический расчет, выполненный для реальных условий, показал, что установка нагревателя мощностью 70 кВт на глубину 1430 м позволяет поднять температуру продукции на устье до 30–40 ºС, что выше критической отметки начала парафинизации;

– предложенный подход может быть тиражирован на другие скважины со схожими проблемами. Полученные данные также полезны для уточнения интервалов возможного выпадения парафина и оптимизации режимов работы оборудования.

Список использованных источников:

1. Повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях: сборник трудов / под ред. С. С. Волкова. – Москва: Инфра-Инженерия, 2021. – 312 с.

2. Николаев Н. И. Тепловые методы борьбы с парафином в нефтяных скважинах / Н. И. Николаев, В. П. Петров // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3. – С. 44–49.

3. Справочник по теплофизике пластовых флюидов / сост. А. Г. Калинин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – 198 с.

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОДОБЫЧЕ

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

К.М. Полещук

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Р.Э. Булатов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Р.М. Вильданов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. В статье исследуется проблема образования газовых гидратов при добыче и транспортировке газа. Рассмотрены основные факторы, влияющие на гидратообразование, и проанализированы методы борьбы с ним, включая технологии рециркуляции метанола, схемы подачи ингибиторов и применение поверхностно-активных веществ. На основе практических данных предложены рекомендации по выбору режимов эксплуатации скважин и технологических решений для обеспечения стабильной работы. Обоснована экономическая и экологическая эффективность современных адаптивных систем.

Ключевые слова: гидратообразование, метанол, ингибитор, рециркуляция метанола, гидратные пробки, низкотемпературная подготовка газа, предотвращение гидратов, газодобыча

UDC 622.276

IMPROVING THE USE OF METANOL TO PREVENT HYDRATE FORMATION IN GAS PRODUCTION

D.I. Kobishcha

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)

K.M. Poleshchuk

(Institute of Oil and Gas of Ufa StatePetroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)

R.E. Bulatov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)
R.M. Vildanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-14)

Abstract. The article explores the problem of gas hydrate formation during gas production and transportation. It examines the main factors affecting hydrate formation and analyzes methods for controlling it, including methanol recycling technologies, inhibitor supply schemes, and the use of surfactants. Based on practical data, the article provides recommendations for selecting well operation modes and technological solutions to ensure stable operation. The economic and environmental efficiency of modern adaptive systems is substantiated.

Key words: hydrate formation, methanol, inhibitor, methanol recycling, hydrate plugs, low-temperature gas treatment, hydrate prevention, gas production

Гидратообразование остается одной из ключевых технологических проблем при добыче и подготовке природного газа, особенно в условиях низких температур и высоких давлений. Образование гидратных пробок приводит к частичной или полной закупорке скважинного и трубопроводного оборудования, что вызывает простои, повышает эксплуатационные риски и значительно увеличивает затраты. Традиционным методом борьбы с гидратами является применение ингибиторов, среди которых метанол занимает ведущее место благодаря высокой эффективности. Однако его использование связано с существенными расходами и экологической нагрузкой. В этой связи особую актуальность приобретают технологии рециркуляции и регенерации метанола, позволяющие снизить потребление реагента и минимизировать воздействие на окружающую среду.

Ингибиторы (метанол, гликоли, электролиты) препятствуют формированию гидратов, либо снижая давление паров воды, либо связывая ее молекулы. Метанол часто является предпочтительным выбором в условиях, где использование гликолей нецелесообразно. Критически важно вводить ингибитор в поток до начала гидратообразования. На практике используются две основные схемы подачи:

- децентрализованная схема: каждая скважина оборудуется индивидуальным дозировочным насосом и трубопроводом. Недостатком является необходимость обслуживания большого парка насосного оборудования, что требует наличия резервных агрегатов для обеспечения бесперебойности;
- централизованная схема: подача ингибитора ко всем скважинам осуществляется от одного насосного модуля через общую сеть, а дозирование на каждой линии регулируется специальными клапанами. Этот подход признается более экономичным и удобным для контроля.

Процессы регенерации метанола и гликолей позволяют существенно сократить постоянные расходы на реагенты и минимизировать загрязнение окружающей среды. Актуальным направлением является также организация локального производства метанола непосредственно на промыслах, например, путем каталитического преобразования синтез-газа. Для рентабельности таких решений необходима максимальная технологическая интеграция, утилизация тепловых потоков и совмещение с основными процессами подготовки газа.

Несмотря на такие недостатки, как токсичность и высокая стоимость, метанол остается высокоэффективным реагентом для предотвращения и ликвидации гидратных пробок. Стратегическим направлением является внедрение адаптивных систем его рециркуляции и регенерации, что позволяет снизить операционные затраты и уменьшить экологический след добывающих предприятий [1-3].

Газовые гидраты представляют собой кристаллические вещества, формирующиеся из воды и природного газа при сочетании определенных температур и давлений. Их строение основано на каркасе из молекул воды, образующих полости, в которые внедряются молекулы

газа. Конфигурация этого каркаса и степень заполнения полостей зависят от размера молекул газа и внешних термодинамических условий.

Температура, при которой начинается образование гидрата, связана с размером молекул газа: чем они крупнее, тем выше эта температура. Так, при атмосферном давлении гидрат метана образуется около -78 °С, этана – при -31 °С, а пропана – уже при -11 °С. С ростом давления точка гидратообразования значительно повышается, и процесс может идти даже выше 0 °С. Многие компоненты попутного нефтяного газа, такие как метан и пропан, способны к гидратообразованию.

Интенсивному формированию гидратов в стволах скважин способствуют механические примеси и кристаллы парафина. Наиболее склонны к этому процессу скважины с низким дебитом, высоким газовым фактором, невысокой пластовой температурой, а также те, чьи стволы проходят через охлажденные геологические зоны.

Наибольший риск образования гидратов возникает на двух этапах работы скважины – при её запуске и остановке, тогда как в период штатной эксплуатации эта вероятность минимальна. Во время нормальной работы гидраты, формирующиеся в потоке продукции, увлекаются нефтью, что препятствует их прилипанию к внутренней поверхности труб.

Благоприятные условия для гидратообразования складываются в охлаждённом стволе НКТ: прекращается приток тепла от пласта, усиливается влияние низкой температуры окружающих пород, а также возникает интенсивный контакт между газом и водой под действием пластового давления.

В затрубном пространстве при подъёме статического уровня также наблюдается постепенное охлаждение жидкости. Газ, движущийся к устью, активно взаимодействует с водой в условиях высокого давления, что приводит к формированию гидратных пробок.

При последующем запуске скважины процесс образования гидратных пробок в затрубном пространстве продолжается – новые порции газа аккумулируются под уже существующей пробкой и при достижении определённых значений давления и температуры формируют очередной слой гидратных отложений.

Дополнительным фактором, снижающим температуру потока, являются утечки в НКТ, через которые происходит дросселирование газа [4-5].

На интенсивность гидратообразования также влияет минерализация пластовой воды. В процессе разработки месторождения для поддержания пластового давления часто закачиваются пресные или подтоварные воды, что снижает общую минерализацию. В результате гидраты начинают образовываться при более высоких температурах и более низких давлениях.

Все указанные факторы, способствующие образованию гидратов, характерны для условий рассматриваемого месторождения (таблица 1).

Таблица 1 – Факторы, способствующие образованию гидратов, характерные для месторождения

Наименование фактора	Значение
Изменение температуры окружающих пород от забоя до устья скважины	от 75 °С до 5 °С
Дебит жидкости гидратного фонда	1 – 25 $м^3$/сут
Газовый фактор	93 – 104 $м^3/м^3$
Содержание парафина	до 9 %
Минерализация воды	по отдельным скважинам за период эксплуатации произошло снижение в 2–3 раза
Наличие гидратообразующих компонентов газа: - метан - этан - пропан	 до 70 % до 15 % до 30 %

- бутан	до 9 %
- азот	до 3 %
- углекислый газ	до 1 %
- сероводород	до 12 мг/л

Сероводород, даже в незначительных количествах, существенно увеличивает равновесную температуру, при которой начинают формироваться гидраты. Хотя природный сероводород в составе нефтяного газа на данном месторождении не встречается, он может продуцироваться в результате деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Концентрация этих бактерий в последнее время растет, достигая в отдельных скважинах 1 000 000 клеток на мм².

Практические работы по ликвидации гидратных пробок в стволах добывающих скважин месторождения выявили, что образования локализуются на глубинах от 80 до 700–800 метров. Мощность одной такой пробки может составлять сотни метров. Нередко вдоль ствола встречается несколько гидратных пробок, разделенных участками свободного газа.

Анализ факторов, влияющих на температурный градиент в стволе скважины, позволяет установить взаимосвязь между дебитом скважины и ее тепловым режимом. Температура, при которой возникают гидратные пробки, определяется в том числе диаметром эксплуатационной колонны при заданном расходе продукции.

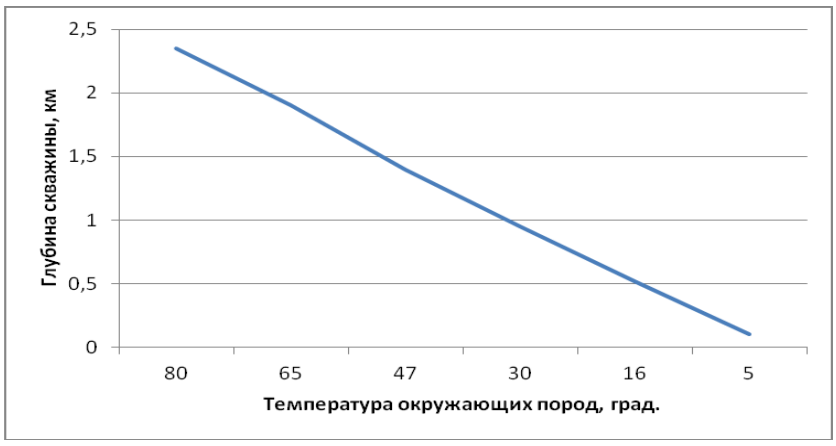
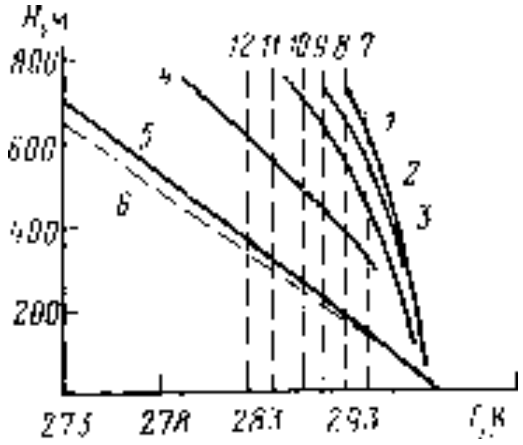


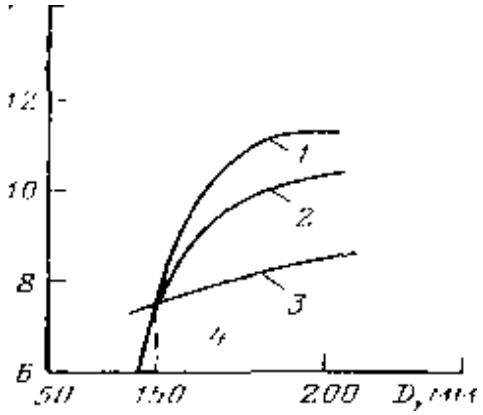
Рисунок 1 – Изменение температуры окружающих пород по отношению к глубине скважины



1 – 700, 2 – 500, 3 – 300, 4 – 100, 5 – 10; 6 – геотермический градиент; 7-12 – равновесные кривые образования гидратов соответственно в первый, второй, четвертый, шестой, восьмой, десятый годы разработки

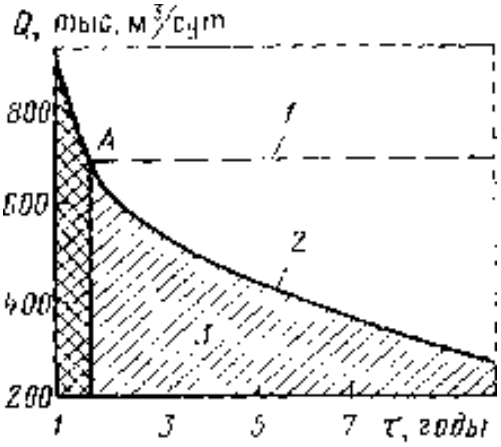
Рисунок 2 – Изменение температуры по стволу скважины при К = 11,6 Вт/(м³ · К)

По рисунку 2 можно утверждать, что если $Q = Q_{опт}$, режим работы без образования гидратов возможен при D > 145-160 мм; повышение значения диаметра газопровода <3опт сдвигается в сторону наибольших величин.



1 – температура на устье; 2 – давление на устье; 3 – температуры образования гидратов; 4 – зона безгидратной эксплуатации

Рисунок 3 – Изменение температуры, давления газа и температуры образования гидратов в зависимости от диаметра фонтанных труб при $Q = Q_{опт}$



1 – линия допустимых дебитов; 2 – проектный дебит; 3 – зона гидратов

Рисунок 4 – Изменение допустимого дебита скважин, при котором исключается образование гидратов, в процессе разработки месторождения

Согласно представленным данным (рисунок 4), правая область относительно точки А, расположенная выше кривой 2, соответствует условиям, при которых гидраты не образуются. Левая область от этой кривой (зона 3) представляет собой зону возможного гидратообразования. На основе анализа можно сделать вывод, что устойчивый режим работы скважины без формирования гидратов возможен лишь по истечении первых двух лет её эксплуатации. В этот начальный период рекомендуется устанавливать дебит на уровне примерно 0,7–1 млн м³/сут.

Максимальная температура газа на устье достигается при определенном, фиксированном значении дебита. При дальнейшем увеличении расхода возникают значительные потери давления, и охлаждающий эффект Джоуля-Томсона начинает преобладать из-за высоких скоростей потока газа.

Одним из распространенных методов предотвращения гидратообразования является закачка ингибиторов, тип которых подбирается в зависимости от конкретных условий. При отборе газа по НКТ и подаче метанола в затрубное пространство, реагент доходит до башмака колонны, захватывается газовым потоком и выносится вверх. Для минимизации

потерь ингибитора необходимо поддерживать высокую скорость газа. Конструктивно это обеспечивается установкой пакера на несколько десятков метров ниже наиболее вероятной глубины образования гидратной пробки. Над пакером в фонтанных трубах монтируется клапан, через который ингибитор поступает внутрь НКТ. Далее он подхватывается потоком газа и транспортируется вверх, что предотвращает формирование гидратных пробок.

Образование гидратов может приводить к частичной или полной закупорке оборудования и трубопроводов. При частичном перекрытии сечения основной мерой борьбы является применение ингибиторов. Если же формируется пробка, её размер может варьироваться от небольшой до протяжённой. Небольшие пробки, как правило, ликвидируются путём продувки скважины. В случае образования протяжённой гидратной пробки время её устранения возрастает и зависит от состава гидратов, температуры газа и горных пород, а также от присутствия механических примесей, которые замедляют процесс разложения [6-9].

Наличие твёрдых частиц в гидратной массе ухудшает контакт между ингибитором и пробкой, что негативно влияет на скорость её разрушения.

В условиях Крайнего Севера не рекомендуется ликвидировать гидратные пробки путём снижения давления в скважине, поскольку это может привести к образованию ледяной пробки, устранение которой сопряжено со значительными трудностями.

Если гидратные отложения образуются на внутренней поверхности фонтанных труб, их устранение при отборе газа по затрубному пространству проводится с поддержанием максимально возможной температуры газа. Нагрев колонны способствует частичному или полному разрушению гидратов, после чего их остатки удаляются продувкой.

При полной закупорке сечения скважины гидратной пробкой может применяться метод замкнутой циркуляции ингибитора над пробкой. Подача реагента в газовый поток должна рассчитываться исходя из обеспечения безгидратного режима работы как скважины, так и шлейфа, что требует согласованного подхода, поскольку часто их режимы регулируются раздельно. В современных условиях дозировка реагента осуществляется с помощью специальных насосных установок.

Эффективным способом борьбы с гидратообразованием служит добавление в газовый поток нефтепродуктов или поверхностно-активных веществ (ПАВ). При этом на внутренней поверхности трубопровода формируется гидрофобный слой, который препятствует контакту и налипанию гидратных частиц на стенки.

Важно учитывать, что температура замерзания ряда эффективных ПАВ, таких как ОП-7 и ОП-20, находится в диапазоне от 0 до -3 °С (273–270 К), что допускает их применение только при положительных температурах.

Среди нефтерастворимых ПАВ высокой эффективностью отличается композиция на основе ОП-4. Надёжную защиту от гидратных отложений обеспечивает смесь, содержащая 16–21 % солярового масла и 79–84 % стабильного газового конденсата (по объёму), которая создаёт устойчивое барьерное покрытие на внутренней поверхности труб.

Формированию гидратов способствует целый комплекс факторов. Их учёт определяет выбор конкретных технологий и профилактических мер. Использование такого комплексного подхода позволяет эффективно контролировать гидратообразование на месторождении. Профилактика гидратов на стадии предупреждения обеспечивает бесперебойную работу скважин и приводит к значительному снижению эксплуатационных расходов.

Эффективное предотвращение гидратообразования требует комплексного подхода, учитывающего состав газа, термобарические условия и свойства пластовой воды. Анализ подтвердил, что управление этим процессом возможно за счёт оптимизации дебита и диаметра труб, особенно в первые годы эксплуатации скважин.

Ключевой задачей является переход от ликвидации пробок к их профилактике на основе прогнозирования условий и адаптивного регулирования технологических параметров. Внедрение таких решений обеспечивает стабильность работы и снижает эксплуатационные

затраты. Перспективным направлением является развитие автоматизированных систем дозирования ингибиторов и интеграция процессов регенерации реагентов в технологический цикл.

Список использованных источников:

1. Дроздов А. Н. Технология механизированной эксплуатации скважин газогидратных месторождений установками погружных насосов / А. Н. Дроздов, Г. Г. Булатов // Тезисы Международной конференции «Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений». – Москва: Нефть и газ, 2013. – С. 107–108.
2. Вятчинин М. Г. Условия и зоны гидратообразования в затрубном пространстве нефтяной скважины / М. Г. Вятчинин, Н. К. Праведников, О. Ю. Баталин, Н. Г. Вафина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 56–57.
3. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство: в 2 т. Т. 1 / под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. – Москва: Недра, 1984. – 360 с.
4. Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э. Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1986. – 238 с.
5. Истомин В. А. Производство, регенерация и утилизация метанола в промысловых условиях / В. А. Истомин, В. Г. Квон, Р. Р. Юнусов, Д. Н. Грицишин // Обз. инф. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2015. – С. 72.
6. Абрамов Д. А. Образование гидратов при моделировании условий вытеснения нефти из осинского горизонта Талаканского месторождения последовательными оторочками воды и газа / Д. А. Абрамов, А. С. Абрамов, А. Г. Малышев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 88–90.
7. Каптелинин Н. Д. О возможности образования гидратов в нефтяном пласте / Н. Д. Каптелинин, А. Г. Малышев, Г. Н. Малышева // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 43–45.
8. Малышев А. Г. Условия гидратообразования в нефтегазоводяных скважинах / А. Г. Малышев, Г. Н. Малышева, Ю. А. Ясинский // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 20–23.
9. Гухман Л. М. Подготовка газа северных месторождений к дальнему транспорту / Л. М. Гухман. – Ленинград: Недра, 1980. – 161 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Д.И. Кобища

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)

Р. Шагиахметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)

Д.А. Янкин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

М.М. Мустафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. В статье рассмотрены свойства, классификация и рыночные тенденции полиакриламида (ПАА) с акцентом на его применение в нефтегазодобыче. Проанализированы технология полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи и ключевые параметры процесса. Отдельно освещено использование ПАА в жидкостях для гидроразрыва пласта (ГРП), где выделены его преимущества перед традиционными гелями – преобладание упругих свойств и меньшее загрязнение пласта. Показано, что развитие новых модификаций ПАА и комбинированных технологий расширяет возможности его применения в сложных условиях.

Ключевые слова: полиакриламид, водорастворимые полимеры, нефтегазодобыча, повышение нефтеотдачи пластов, полимерное заводнение, гидравлический разрыв пласта, фактор сопротивления, гуаровая камедь, ASP-заводнение, реология

UDC 622.276

APPLICATION OF POLYACRYLAMIDE FOR OIL AND GAS PRODUCTION INTENSIFICATION

D.I. Kobishcha
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)
R. Shagiakhmetov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
D.A. Yankin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)
M.M. Mustafin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. The article discusses the properties, classification and market trends of polyacrylamide (PAA) with an emphasis on its use in oil and gas production. Polymer flooding technology for enhanced oil recovery and key process parameters are analyzed. The use of PAA in hydraulic fracturing fluids is highlighted separately, where its advantages over traditional gels are highlighted – the predominance of elastic properties and less contamination of the reservoir. It is shown that the development of new modifications of PAA and combined technologies expands the possibilities of its application in difficult conditions.

Key words: polyacrylamide, water-soluble polymers, oil and gas production, enhanced oil recovery, polymer flooding, hydraulic fracturing, resistance factor, guar gum, ASP flooding, rheology

Полиакриламид и его производные – важнейшие синтетические водорастворимые полимеры, которые благодаря своим свойствам широко применяются в пищевой, фармацевтической, целлюлозно-бумажной, текстильной, нефтегазовой отраслях, а также в строительстве и очистке сточных вод.

Около 60 % мирового производства полиакриламида сосредоточено в Китае; остальные крупные производители – США, Япония и страны Европы. Несмотря на постоянный рост мощностей, спрос увеличивается на 8–10 % в год, что может привести к дефициту предложения.

С момента начала промышленного выпуска в середине XX века ассортимент полиакриламида значительно расширился: теперь он выпускается в виде неионогенных, катионных и анионных марок с разной молекулярной массой и функциональными группами, а также в различных формах – от порошка до гелей и эмульсий.

Разнообразие технологических задач, решаемых с применением полиакриламида, требует применения целого комплекса оценочных процедур для самого полимера и его водных растворов. Эти процедуры направлены на определение ключевых эксплуатационных свойств, которые напрямую влияют на эффективность его использования в следующих областях нефтегазовой отрасли и смежных процессов:

- бурение и ремонт скважин;
- увеличение нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификация добычи;
- очистка технологических и сточных вод на предприятиях ТЭК;
- подготовка и транспортировка углеводородов.

В данном обзоре рассматриваются фундаментальные методы контроля качества полиакриламида. Применение этих методов предоставляет возможность для сравнительного анализа коммерческих образцов и оценки целесообразности их применения в специфических производственных условиях [1-3].

Критерием отнесения полимера к водорастворимым служит наличие в его макромолекуле структурных элементов (звеньев), обеспечивающих взаимодействие с водой. Это взаимодействие протекает по одному из двух механизмов:

- сольватация (для неионогенных полимеров) – физическое взаимодействие полярных групп полимера с молекулами воды;
- электролитическая диссоциация (для полиэлектролитов) – образование заряженных полиионов в растворе.

Полиэлектролиты, в свою очередь, классифицируются по типу образующегося заряда на:

- катионные (положительно заряженные);
- анионные (отрицательно заряженные);
- амфолитные (способные проявлять свойства как катионных, так и анионных полиэлектролитов в зависимости от условий среды).

Водорастворимые полимеры (ВРП) классифицируют на три основные категории в зависимости от источника их получения: природные, полусинтетические (искусственные) и синтетические.

- природные полимеры. Эти соединения производятся живыми организмами или извлекаются из природного сырья. Типичными примерами являются: белковые полимеры: казеин, желатин; полисахариды (агар-агар); биополимеры микробного синтеза: например, ксантановая камедь (ксантан);
- полусинтетические (искусственные) полимеры. Данная группа представляет собой продукты химической модификации природных полимерных материалов. В результате такой обработки изменяются и улучшаются их исходные свойства. Основой для их создания служат: крахмал и его производные; целлюлоза и её эфиры; лигнин; гуминовые кислоты;
- синтетические полимеры. Эти ВРП полностью создаются методами химического синтеза из низкомолекулярных соединений (мономеров). К данной категории относятся: полимеры и сополимеры на основе акриловой кислоты, акриламида и их производных (например, полиакриламид); полиэтиленгликоль (полиэтиленоксид); катионные полимеры, специально синтезированные для получения положительного заряда; растворимые полиэлектролитные комплексы (ПЭК), образующиеся при взаимодействии противоположно заряженных полимеров [4-6].

Благодаря комплексу полезных свойств полиакриламидные полимеры нашли применение в медицине, строительстве, сельском хозяйстве и других отраслях. Наиболее значимым направлением их использования является обработка воды. Эта технология востребована не только в системах питьевого водоснабжения, но и в тяжелой промышленности: в металлургии, горнодобывающем деле и, что особенно важно, в нефтегазовой сфере – от этапа добычи до переработки углеводородов (таблица 1).

Таблица 1 – Основные области применения полимеров акриламида

Область применения	Доля рынка ПАА, %
Очистка и подготовка воды	64
Целлюлозно-бумажная промышленность	16
Горнодобывающая промышленность	14
Нефтедобыча	4
Прочие области	2

Полимеры используются для очистки воды как флокулянты, удаляя загрязнения и тяжелые металлы.

Анионные полимеры применяются в горно-обогатительной, бумажной и текстильной промышленности.

Катионные полимеры используются в целлюлозно-бумажной промышленности для улучшения качества бумаги и обезвоживания осадков сточных вод.

По молекулярной массе полимеры делятся на: высокомолекулярные (загустители, флокулянты); низкомолекулярные (стабилизаторы, диспергаторы, добавки для герметизации).

Полиакриламид (ПАА) также используется в экологии (например, для снижения испарения воды) и особенно широко – в нефтегазодобыче:

- в составе буровых растворов и жидкостей для ГРП;
- для полимерного заводнения и ограничения водопритока;
- для снижения сопротивления при транспорте нефти;
- для подготовки сточных вод в системе ППД.

Специфическое применение полиакриламида связано с его сверхвысокой способностью поглощать воду (свойствами суперабсорбента). Это качество востребовано при создании специальных водонабухающих эластомеров для нефтегазовых пакеров [6-9].

Обычные эластомеры не набухают в воде. Чтобы придать им это свойство, в их состав (помимо каучуков, наполнителей и вулканизующих систем) вводят гидрофильные полимеры. Полиакриламид, являясь одним из самых эффективных суперабсорбентов, обеспечивает управляемое набухание готового материала в пластовой воде, что и требуется для работы оборудования.

К методам повышения нефтеотдачи пластов (МУН) относят технологии, позволяющие извлечь дополнительный объем нефти по сравнению с базовыми способами разработки за тот же период, тем самым увеличивая конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Полимерное заводнение представляет собой химический МУН, при котором нефть вытесняется из пласта не обычной водой, а растворами вязкообразующих полимеров. В качестве таких агентов используются, в частности, полиакриламид (ПАА), гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) и их различные модификации, включая составы с наполнителями: сшитые полимерные системы (СПС) и полимерно-дисперсные системы (ПДС). Более сложные композиции на основе полимеров с различными функциональными добавками будут рассмотрены в следующем разделе, посвященном водоизоляционным растворам.

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи технология полимерного заводнения является наиболее широко применяемой. Ее общий принцип заключается в закачке через систему поддержания пластового давления (ППД) в нагнетательные скважины специального объема (оторочки) полимерного раствора с заданными реологическими свойствами. После введения оторочки в пласт обычно возобновляется обычное заводнение.

Главный технологический эффект достигается за счет увеличения вязкости вытесняющего агента (водного полимерного раствора). Это изменяет соотношение подвижностей флюидов в пласте: отношение подвижности вытесняющего агента к подвижности нефти становится более благоприятным по сравнению с аналогичным соотношением при обычном заводнении (вода/нефть), что описывается формулой (1).

$$\lambda в/\lambda н = \frac{k в/\mu в}{k н/\mu н}, \quad (1)$$

где λв, λн – подвижность воды и нефти соответственно;

kв, kн – проницаемость поровой среды по воде и нефти;

μв, μн – вязкость воды и нефти соответственно.

Для выравнивания фронта вытеснения нефти из пласта существует два основных механизма. Первый заключается в повышении вязкости закачиваемого состава. Второй – в создании дополнительного фильтрационного сопротивления в уже промытых зонах с высокой проницаемостью, куда в первую очередь и поступает полимерный раствор.

В данных технологиях в качестве основного агента используется высокомолекулярный полиакриламид (ПАА) с молярной массой от 10^4 до 35×10^6 Да, преимущественно анионного или неионогенного типа. Его применение в МУН (методах увеличения нефтеотдачи) объясняется особым поведением растворов в пористой среде: их реальная подвижность оказывается значительно ниже значений, рассчитанных на основе стандартных вискозиметрических измерений.

Это расхождение описывается двумя ключевыми параметрами: «фактором сопротивления» (R) и «остаточным фактором сопротивления». Причина их возникновения кроется в неньютоновских реологических свойствах полимерных растворов, а также в эффектах адсорбции и механического захвата макромолекул в поровом пространстве коллектора. Параметр R рассчитывается по формуле (2).

$$\mathrm{R} = \frac{k_{\text{в}}/\mu_{\text{в}}}{k_{\text{п.р.}}/\mu_{\text{п.р.}}}, \quad (2)$$

где kв, kп.р – проницаемость по воде и полимерному раствору;

μв, μп.р – вязкость воды и полимерного раствора.

Параметр «остаточный фактор сопротивления» рассчитывается как отношение подвижности воды в пласте до обработки полимером к её подвижности после прокачки полимерного раствора. Формула (3) отражает это соотношение:

$$R\text{ост} = \frac{k_{\text{в}}/\mu_{\text{в}}}{k'_{\text{в}}/\mu'_{\text{в}}}, \quad (3)$$

где kв и k'в – проницаемость по воде до и после закачки ПАА,

μв и μ’в – подвижность воды до и после закачки ПАА.

Применение полиакриламида в методах увеличения нефтеотдачи связано с необходимостью закачки значительных объёмов рабочих составов – обычно от 20 % до 40 % порового объёма пласта, а в отдельных случаях до 100 %. Концентрация полимера в таких растворах варьируется в диапазоне 0,01–0,5 % по массе.

Одним из ключевых технологических ограничений является возможное снижение вязкости раствора ПАА в процессе его закачки в пласт. Это происходит вследствие уменьшения молекулярной массы полимера из-за механической или химической деструкции макромолекул, а также в результате изменения их конформации, уплотнения полимерных клубков и адсорбции на поверхности породы.

На практике часто применяют частично гидролизованный полиакриламид, который характеризуется более быстрым растворением в воде. Однако многолетние исследования показывают, что именно гидролизованные формы ПАА в наибольшей степени подвержены деструкции и деградации в условиях пласта.

При проектировании полимерного заводнения обязательным этапом является изучение совместимости раствора ПАА с пластовыми флюидами (нефть, вода, газ) и минеральным составом коллектора. Серьёзным фактором, влияющим на эффективность и экономику процесса, становятся состав используемой воды и температура пласта. Применение привозной пресной воды существенно повышает себестоимость, а использование технической воды может приводить к образованию осадков (особенно при наличии ионов железа и кислорода), что снижает эффективность химического реагента.

Высокая стоимость проектов, сложность контроля процессов в пласте и технологические риски привели к снижению интереса к полимерному заводнению в последние годы.

Однако сейчас интерес к технологии возвращается с появлением новых проектов комбинированного ASP-заводнения (щелочь-ПАВ-полимер). Современные методы позволяют применять полимеры в высокотемпературных пластах с высокой минерализацией благодаря новым маркам ПАА и улучшенным технологиям закачки.

Для предотвращения деструкции используют азотную подушку, тщательную водоподготовку и специальные сульфонированные полимеры (например, на основе АТБС). Они стабильны при температурах до 95°C и в жесткой воде, в отличие от стандартного гидролизованного ПАА, который эффективен лишь до 75°C в мягких средах.

Минимальный экономический эффект от таких проектов – дополнительная добыча не менее 10 % от исходного КИН.

Полиакриламид в составе жидкостей для гидроразрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) представляет собой широко применяемый метод интенсификации добычи нефти и газа. Его суть заключается в создании в продуктивном пласте системы трещин путем закачки под высоким давлением специальных технологических жидкостей. Чтобы образовавшиеся трещины оставались открытыми после снижения давления, в жидкость добавляют расклинивающий материал (пропант, например, песок определенной фракции), который удерживается в суспендированном состоянии.

Рабочие жидкости для ГРП должны соответствовать комплексу взаимосвязанных требований:

- эффективность создания и расклинивания трещины: низкий коэффициент фильтрации в пласт, способность формировать трещину необходимых размеров и достаточная пескоудерживающая способность для равномерного распределения пропанта;
- стабильность и совместимость: устойчивость к пластовым давлению и температуре, химическая совместимость с породой и пластовыми флюидами;
- гидродинамические и эксплуатационные свойства: минимальные гидравлические потери при закачке, способность к контролируемой деструкции после выполнения задачи для легкого вывода из скважины, а также технологичность, доступность и приемлемая стоимость.

В современной практике большинство операций ГРП осуществляется с применением жидкостей на водной основе. Наибольшее распространение получили полимерные системы, в которых основным загустителем традиционно выступает гуаровая камедь.

На примере ряда традиционных месторождений России можно привести типичные параметры таких операций. Использовался высоковязкий гель на основе гуаровой камеди, сшитый борсодержащими соединениями. Минимальная вязкость геля составляла 300-400 мПа·с при скорости сдвига 100 $с^{-1}$. Для расклинивания применяли крупнофракционный керамический пропант (например, 16/20, 16/30 mesh) с высокой концентрацией (1200-1600 кг/$м^3$) и общим массовым объемом от 10 до 200-300 тонн. Закачку проводили со средней скоростью 3.5-4 $м^3$/мин в вертикальные или наклонные скважины с проницаемостью коллектора до 1.5 мД.

Развитие технологий многостадийного гидроразрыва в горизонтальных скважинах и работа с низкопроницаемыми коллекторами потребовали изменения рецептур. Стал применяться пропант меньших фракций (20/40, 16/30 меш), а его максимальная концентрация в жидкости была снижена до 800-1000 кг/$м^3$.

Освоение нетрадиционных, часто заглинизированных коллекторов с проницаемостью 0.1–1.0 мД привело к модификации самих жидкостей разрыва. Получили распространение как сшитые, так и несшитые («линейные») гели на основе гуаровой камеди с пониженной вязкостью – от 20-30 до 200-300 мПа·с (при скорости сдвига 100 $с^{-1}$). Основной целью перехода стало увеличение протяженности трещины ГРП. Снижение вязкости также способствовало формированию более качественной и «чистой» пропантной упаковки. Скорость закачки при этом возросла до 8-16 $м^3$/мин.

Для высокорасходного ГРП в низкопроницаемых коллекторах все чаще используются жидкости на основе синтетических полимеров, в первую очередь полиакриламида (ПАА)**.** В зарубежной практике он известен как частично гидролизованный полиакриламид (HPAM) или высоковязкий понизитель трения (HVFR). Этот сополимер выполняет двойную функцию:

- в низких концентрациях (до ~0,1 %) он резко снижает гидравлическое сопротивление, уменьшая потери давления на трение на 50-70 % по сравнению с водой, что позволяет вести закачку с высоким расходом;

- в высоких концентрациях (0,3-0,4 %) он работает как эффективная песконесущая жидкость, обеспечивая транспортировку и удержание пропанта в необходимой концентрации.

Преимущества жидкостей ГРП на основе ПАА.

Растворы полиакриламида, используемые для гидроразрыва (в формах порошка, эмульсии или суспензии), обладают особыми реологическими свойствами: их упругость превосходит вязкость**.** Данная характеристика позволяет таким жидкостям, даже имея меньшую вязкость, успешно конкурировать с традиционными гуаровыми гелями по способности переносить пропант.

Существенное преимущество ПАА – минимальное остаточное загрязнение трещины и пласта после деструкции состава (рисунок 1), что существенно сокращает время вывода скважины на стабильный режим работы.

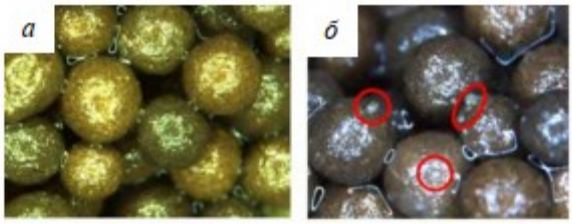


Рисунок 1 – Вид под микроскопом упаковки пропанта после теста с:
а – полиакриламидом, б – гуаровой камеди

Благодаря особым реологическим характеристикам растворы на базе ПАА обеспечивают более эффективную динамическую транспортировку пропанта и контролируемое его оседание по сравнению с линейными, а в ряде случаев – даже со сшитыми гелями на гуаровой камеди. Это приводит к формированию пропантной пачки с остаточной проводимостью, достигающей 100 %, в то время как при использовании гуаровых систем этот показатель обычно составляет 50–70 %.

Для целей ГРП применяется полиакриламид со специфическими параметрами: высокой степенью гидролиза (около 30 %) и высокой молекулярной массой (порядка 20×10^6 Да). Использование его в форме эмульсии или суспензии позволяет достичь крайне быстрого растворения в воде – за 1,5–3,0 минуты при приготовлении рабочей жидкости. Как правило, такие составы на основе акриламида не требуют добавления сшивающих агентов. При этом их разрушение в пласте с помощью окислителей не приводит к образованию нерастворимых остатков.

В отличие от гуаровых систем, жидкости ГРП на основе ПАА не формируют плотную фильтрационную корку. Потери жидкости за счет фильтрации в пласт в этом случае в основном определяются естественной проницаемостью породы и пластовым давлением. Благодаря этому, а также низкой вязкости, полиакриламидные гели способствуют формированию более узкой и протяженной трещины, направленной вглубь продуктивного пласта. В результате значительно увеличивается площадь дренирования скважины после проведения операции ГРП.

Список использованных источников:

1. Абрамова Л. И. Полиакриламид / Л. И. Абрамова, Т. А. Байбурдов, Э. П. Григорян [и др.] ; под ред. В. Ф. Куренкова. – Москва: Химия, 1992. – 192 с.

2. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения / А. Тома ; пер. с англ. ; под ред. И. Н. Кольцова. – Санкт-Петербург: ЦОП «Профессия», 2020. – 240 с.

3. Байбурдов Т. А. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида : учебное пособие / Т. А. Байбурдов, А. Б. Шиповская. – Саратов: Изд-во Саратовского гос. ун-та им. Н. Г. Чернышевского, 2014. – 67 с.

4. Бектуров Е. А. Синтетические водорастворимые полимеры в растворе / Е. А. Бектуров, З. Х. Бакауова. – Алма-Ата: Наука, 1981. – 248 с.
5. Полиакриламидные флокулянты / В. А. Мягченков, А. А. Баран, Е. А. Бектуров, Г. В. Булидорова. – Казань: Казанский гос. технол. ун-т, 1998. – 288 с.
6. Применение полимеров в добыче нефти / Г. И. Григоращенко, Ю. В. Зайцев, В. В. Кукин [и др.]. – Москва: Недра, 1978. – 213 с.
7. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода полимерного воздействия на пласт : РД 39-0148311-206-85. – 1985.
8. Силин М. А. Химические реагенты и технологии для повышения нефтеотдачи пластов : учебное пособие / М. А. Силин, Л. А. Магадова, Л. И. Толстых, Л. Ф. Давлетшина. – Москва: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 145 с.
9. Холмберг К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах / К. Холмберг, Б. Йенсен, Б. Кронберг, Б. Линдман ; пер. с англ. – Москва: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 528 с.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ХИМИЧЕСКОГО ИНГИБИРОВАНИЯ

Д.И. Кобища
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, учебный мастер)
Е.С. Якупова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)
О.И. Булах
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Аннотация. В работе проанализированы причины солеобразования в нефтедобывающем оборудовании и методы защиты. Практическая оценка на месторождении показала, что непрерывное дозирование ингибитора через установку УДЭ является наиболее эффективной технологией, обеспечивающей увеличение наработки на отказ оборудования.

Ключевые слова: солеотложения, неорганические осадки, обводненная нефть, ингибиторы солеотложения, карбонат кальция, межремонтный период, пороговое ингибирование

UDC 622.276

RESEARCH ON METHODS OF CONTROLLING SALT DEPOSITS IN OILFIELD EQUIPMENT AND EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF CHEMICAL INHIBITION TECHNOLOGY

D.I. Kobishcha
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, training master)
E.S. Yakupova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
O.I. Bulakh
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)

Abstract. The paper analyzes the causes of salt formation in oil production equipment and protection methods. A practical assessment at the field showed that continuous dosing of the inhibitor through the UDE unit is the most effective technology that increases the equipment's service life.

Key words: salt deposits, inorganic sediments, watered oil, salt deposit inhibitors, calcium carbonate, overhaul period, threshold inhibition

Добыча нефти на поздних стадиях разработки месторождений неизбежно сопровождается обводнением продукции. Пластовая вода, являясь основным источником ионов кальция, бария, стронция и других элементов, при изменении термобарических условий или смешении с другими водами приводит к образованию труднорастворимых отложений в технологическом оборудовании. Эти отложения, представленные преимущественно карбонатами и сульфатами, снижают производительность скважин, увеличивают частоту отказов погружного оборудования (в частности, электроцентробежных насосов – ЭЦН) и ведут к значительным экономическим потерям из-за простоев и затрат на ремонт. В связи с этим, проблема предотвращения и борьбы с солеотложениями остается одной из наиболее актуальных в нефтедобыче. Целью данной работы является анализ причин и механизмов солеобразования, обзор существующих методов борьбы с ними, а также оценка эффективности практического применения технологий ингибирования на примере конкретного месторождения для выработки оптимальных решений по увеличению надежности эксплуатации скважин.

Известно, что выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную, то есть когда выполняется неравенство:

$$C_i \geq C_{i,P}, \quad (1)$$

где C_i – концентрация соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок; $C_{i,P}$ – равновесная при данных условиях концентрация соединения или иона.

Из представленного соотношения видно, что образование отложений возможно по двум основным причинам. Оно может быть вызвано ростом значений в левой части неравенства, то есть повышением реальной концентрации вещества или иона, склонного к образованию осадка. Альтернативной причиной является снижение значений в правой части – уменьшение предельной (равновесной) концентрации этого компонента.

Первый механизм – увеличение концентрации – реализуется, когда происходит смешивание химически несовместимых пластовых вод или при растворении веществ из пород коллектора. Второй механизм – снижение растворимости – происходит при пересыщении раствора. Это состояние возникает из-за изменений термобарических условий (температуры и давления), испарения части воды или дегазации раствора.

К образованию солевых отложений также приводят такие факторы, как изменение общей минерализации пластовой воды, растворение пород и газов. Важно отметить, что сам процесс солеотложения протекает в сложной среде – под воздействием переменных термодинамических и гидродинамических условий, а также в присутствии компонентов нефти, газа и механических примесей. Все эти элементы влияют на скорость образования, морфологию и физико-химические свойства отложений, которые могут формироваться как в прискважинной зоне пласта, так и в наземном промысловом оборудовании.

Для эффективного контроля и предотвращения отложений в скважине требуется чётко оценить степень влияния каждого из перечисленных факторов. Это позволяет определить, какими причинами можно пренебречь, а какие являются определяющими и требуют первоочередного внимания.

Начальной стадией процесса является образование центров кристаллизации, которое чаще всего происходит на границах раздела фаз. Инициировать кристаллизацию может, в частности, загрязнение системы механическими примесями [1].

Развитие кристаллов происходит в несколько стадий: сначала молекулы растворенного вещества диффундируют из объема раствора к поверхности кристалла, затем происходит их встраивание в кристаллическую решетку, сопровождающееся поверхностными реакциями. На скорость этого процесса существенно влияют степень

пересыщения раствора, состояние поверхности растущего кристалла, интенсивность перемешивания и присутствие сторонних примесей [2].

Отложение карбоната кальция на рабочих колесах электроцентробежных насосов (ЭЦН) часто интенсифицируется из-за нагрева потока продукции теплом от погружного электродвигателя. Нагрев может составлять от 4 до 15 °С в зависимости от дебита скважины. Поскольку растворимость карбоната кальция падает с ростом температуры, это приводит к его интенсивной кристаллизации именно на деталях ЭЦН [3-4].

Кроме того, рост фильтрационного сопротивления при закачке воды в пласт может быть вызван образованием нерастворимых осадков. Это происходит при смешении закачиваемой и пластовой вод, чей солевой состав часто несовместим.

Таким образом, для достоверного прогноза скорости солеобразования в пласте и скважине критически важна оценка последствий смешения водных сред. Мониторинг изменения ионного состава закачиваемых и попутно добываемых вод на протяжении всего периода разработки месторождения необходим для оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД), в том числе с целью минимизации солеотложений.

Анализ состава солевых отложений показывает, что они часто содержат органические компоненты, присутствующие как в кристаллической решетке, так и в адсорбированном состоянии. Эти соединения придают поверхности кристаллов гидрофобные свойства. Органическая фракция преимущественно представлена ароматическими углеводородами, серосодержащими соединениями, асфальтенами, парафинами и смолами. Доля водорастворимых органических веществ не превышает 0,5 %, а содержание металлоорганических комплексов также незначительно.

На процесс кристаллизации солей из пересыщенных растворов особенно сильно влияют асфальтены и смолы. Механизм их действия связан с коллоидной природой: эти частицы адсорбируют на своей поверхности ионы солей, одновременно выступая активными центрами кристаллизации.

Участие нефтяных компонентов в солеотложении заключается главным образом в гидрофобизации растущих кристаллов. Этот эффект достигается адсорбцией на их поверхности полярных водорастворимых компонентов нефти, таких как нафтеновые кислоты и их соли. Возникающая гидрофобность, в свою очередь, приводит к повышенной адгезии – солевые частицы легче слипаются между собой и прочнее прилипают к поверхности погружного оборудования.

На основании выше изложенного можно заключить следующее, что процессу солеотложения благоприятствует:

- снижение давления при подъеме скважинной продукции;
- повышение температуры, например, за счет теплоотдачи погружного электродвигателя;
- перенасыщение раствора растворимой солью по причине изменения давления и температуры или смешения вод одного типа, но с разной концентрацией ионов; например, при закачке воды, содержащей гидрокарбонат кальция, в пласты с высокой температурой, когда равновесие реакции (1) сдвигается вправо и в результате реакции образуется малорастворимый карбонат кальция:

$$CO_3^{2-} + Ca^{2+} \Rightarrow CaCO_3 \qquad (2)$$

- изменение химического состава воды при смешении вод различных типов:

$$CaCl_2 + K_2CO_3 \Rightarrow CaCO_3 \downarrow +2KCl \qquad (3)$$

Современные методы борьбы с солеотложениями в скважинах включают две основные стратегии: удаление уже сформировавшихся отложений и предотвращение их образования [5].

Опыт эксплуатации показывает, что применение превентивных технологий, направленных на предупреждение солеотложения, обеспечивает долгосрочный стабильный режим добычи нефти и увеличивает межремонтный период скважинного оборудования.

Кроме того, этот подход позволяет избежать целого ряда негативных последствий, характерных для химических промывок, таких как обработка кислотными составами для удаления солей (ПЗП). К таким последствиям относятся: глинизация и набухание породы призабойной зоны, образование осадков в виде гидрогелей железа, а также коррозионное повреждение обсадной колонны, насосно-компрессорных труб и бронированного кабеля погружного электродвигателя.

Наиболее эффективным методом предотвращения солеотложений в нефтепромысловом оборудовании является применение химических реагентов-ингибиторов.

По механизму действия ингибиторы подразделяются на три основных типа:

- хелатообразующие агенты (хелаты). Эти вещества связывают катионы металлов (например, кальция, бария) в прочные растворимые комплексы, не позволяя им вступать в реакцию с анионами (карбонатными, сульфатными) и образовывать нерастворимый осадок;
- ингибиторы порогового действия. Их функция – подавление зарождения и роста кристаллов солей. Молекулы реагента адсорбируются на активных центрах кристаллизации (зародышах), искажая их нормальный рост. Это приводит к формированию деформированных, мелких или рыхлых кристаллов, которые не способны прочно срастаться друг с другом. Кроме того, поскольку адсорбционный слой ингибитора также образуется на поверхности оборудования, такие кристаллы теряют адгезионную способность и легко выносятся потоком жидкости, не образуя плотных отложений;
- кристалло-модифицирующие ингибиторы (кристаллоразрушающие). Данные реагенты не предотвращают саму кристаллизацию, но целенаправленно изменяют морфологию формирующихся кристаллов. В результате образуются хрупкие, игольчатые или чешуйчатые структуры, которые не образуют прочных сцементированных отложений и легко удаляются гидродинамическим потоком.

Классификация ингибиторов неорганических отложений может основываться на их химическом строении. По этому признаку реагенты делятся на две основные группы: однокомпонентные, состоящие из одного типа химических соединений, и многокомпонентные, представляющие собой смесь различных веществ.

Однокомпонентные ингибиторы, в зависимости от своей химической природы, подразделяются на анионные и катионные.

Анионные ингибиторы включают:

- производные карбоновых кислот: полимеры акрилового ряда и сополимеры на основе малеинового ангидрида;
- производные сульфокислот;
- фосфорсодержащие соединения: неорганические полифосфаты и органические фосфаты. К последним относятся эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты и аминофосфонаты, которые по своей сути являются амфотерными соединениями.

Катионные ингибиторы представлены такими классами, как полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания и полиэтоксилированные амины.

Многокомпонентные ингибиторы подразделяются на два основных типа:

- композиции, где один из компонентов не обладает ингибирующим действием, но усиливает эффективность основного реагента или выполняет вспомогательную функцию, не снижая защитного эффекта;
- композиции, в которых все компоненты являются ингибиторами, а их совместное действие приводит к синергетическому эффекту, превышающему сумму индивидуальных воздействий.

Кроме того, выделяют группы соединений, которые по своей химической природе также могут проявлять свойства ингибиторов солеотложения.

Выбор конкретного реагента осуществляется на основе экспериментальных исследований, учитывающих условия конкретного месторождения [6,7].

На рассматриваемом месторождении применяется три основных метода борьбы с солеотложениями:

- дозирование реагента-ингибитора напрямую в скважину через станцию управления УДЭ – 61 скважина;

- проведение периодических обработок с помощью агрегата ЦА-320 – 18 скважин;

- непрерывная подача ингибитора посредством погружных скважинных дозаторов – 4 скважины.

Практическое применение этих технологий подтвердило их эффективность. Зафиксировано увеличение межремонтного периода работы электроцентробежных насосов (ЭЦН) относительно исходных показателей до начала обработок. Данные о результатах приведены на рисунке 1.

Анализ рисунка 1 показывает, что максимальная эффективность достигнута при использовании установки УДЭ, обеспечившей увеличение межремонтного периода в 1,48 раза. На основании этого, с учетом условий эксплуатации, в качестве оптимального метода рекомендуется непрерывное дозирование ингибитора с помощью УДЭ.

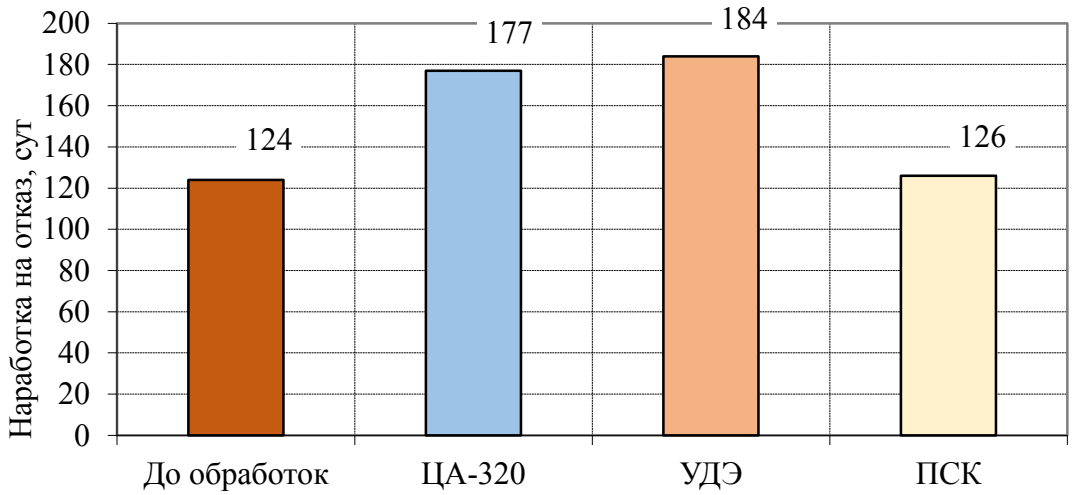


Рисунок 1 - Наработка на отказ по скважинам рассматриваемого месторождения в зависимости от технологии борьбы с солеотложением

Предварительные данные подтверждают высокую результативность данной технологии для предотвращения отложений карбоната кальция на оборудовании ЭЦН.

В результате оценки различных методов борьбы с солеотложениями были получены следующие выводы:

- метод удаления отложений солянокислотными обработками, который позволяет растворять карбонатные соли в оборудовании и временно восстанавливать дебит скважин, является недостаточно эффективным из-за краткосрочности достигаемого результата и малого межремонтного периода;

- физические методы предотвращения отложений, основанные на воздействии магнитных, электрических и акустических полей на поток продукции, остаются на стадии опытно-промышленных испытаний; их широкое внедрение ограничивается нечеткими границами применимости и противоречивостью получаемых результатов;

- наилучшие результаты в предотвращении солеобразования демонстрирует химический метод, а именно непрерывная дозировка реагентов-ингибиторов в затрубное пространство через УДЭ; ключевым преимуществом данной технологии является увеличение наработки на отказ оборудования примерно в 1,48 раза.

На основании проведенного анализа для условий территориального проекта был выбран ингибитор солеотложения «Акватек-511М». Механизм его действия заключается в предотвращении кристаллизации солей на поверхностях как подземного, так и наземного оборудования, начиная с приема насоса.

Для объективной оценки эффективности технологии был проведен анализ выборки скважин, различающихся по ряду ключевых параметров, таких как: причины отказов и локализация солевых отложений, обводненность добываемой продукции и продолжительность наработки на отказ.

Результаты подтвердили высокую эффективность комплексного воздействия на систему «прием насоса – оборудование». Длительность положительного эффекта от обработки отчетливо проявляется в стабильном увеличении межремонтного периода скважинного оборудования.

Учитывая, что непрерывное дозирование ингибитора в затрубное пространство через установку УДЭ показало высокую результативность на опытно-промышленном участке, данную технологию рекомендуется внедрить на других скважинах месторождения.

Проведенное исследование позволяет сделать ряд выводов. Процесс солеотложения является сложным физико-химическим явлением, интенсифицирующимся при обводнении добычи, изменении давления и температуры, а также при смешении химически несовместимых пластовых и закачиваемых вод. Среди всего спектра методов борьбы с отложениями (механических, физических, химических) наиболее эффективным и управляемым является химический метод с применением реагентов-ингибиторов. Классификация ингибиторов по механизму действия (хелатообразующие, порогового действия, кристалло-модифицирующие) и химическому строению (анионные, катионные, многокомпонентные) позволяет целенаправленно подбирать реагент под конкретные условия.

Практические испытания на месторождении показали, что технология непрерывного дозирования ингибитора, в частности с использованием установки УДЭ, демонстрирует наилучшие результаты. Применение реагента «Акватек-511М» по данной методике позволило увеличить наработку на отказ оборудования ЭЦН в 1,48 раза по сравнению с периодом до обработок, что подтверждает высокую технологическую и экономическую эффективность выбранного решения. Таким образом, для долгосрочного и стабильного функционирования скважин с высокой обводненностью рекомендуется внедрение систем непрерывного химического ингибирования на основе предварительного лабораторного тестирования и анализа пластовых условий.

Список использованных источников:

1. Кащавцев В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – Москва: Недра, 1985. – 215 с.
2. Хамский Е. В. Индукционные периоды при кристаллизации из растворов / Е. В. Хамский. – Ленинград: Наука, 1971. – 36 с.
3. Серебряков Ю. А. Некоторые закономерности кристаллизации труднорастворимых соединений из водных растворов : диссертация … кандидата химических наук / Ю. А. Серебряков. – Аппатиты, 1979. – 150 с.
4. Рагулин В. В. Программа для расчета параметров солеотложения в скважине при добыче нефти : А.с. 2002610895 Российская Федерация : заявл. 07.06.2002 / В. В. Рагулин, О. А. Латыпов. – URL: https://www1.fips.ru (дата обращения: 15.01.2026).
5. Информационный отчет по мониторингу солеобразования в скважинах и трубопроводах, технологий предупреждения солеотложения и их оптимизация / ЗАО «УфаНИПИнефть». – Уфа, 2004. – 20 с.
6. Инструкция по применению реагента Акватек-511М / ООО «НПК АКВАТЕК». – Казань, 2004. – 20 с.
7. Правила эксплуатации электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1999. – 113 с.

УДК 622.276.63

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Л. С. Кулешова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, д-р геолог.-минерал. наук)
А.С. Джавадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. В связи с тем, что большинство месторождений находится на завершающей стадии разработки, особое внимание уделяется методам интенсификации притока скважины, с целью очистки призабойной зоны и увеличения приемистости и продуктивности скважин. Наиболее эффективный, распространённый и экономически выгодный метод – это кислотные обработки призабойной зоны пласта. Цель кислотной обработки заключается в тщательной очистке фильтрующих поровых или каверно-трещинных каналов, улучшение или восстановление определённого значения проницаемости в самой проблемной зоне около скважины.

Ключевые слова: кислота, пласт, призабойная зона, обработка, добыча.

UDC 622.276.63

RATIONALE FOR THE USE OF ACID TREATMENTS IN VARIOUS GEOLOGICAL CONDITIONS

L. S. Kuleshova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences)
A.S. Dzhavadov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. Since most fields are in the final stages of development, particular attention is being paid to well stimulation methods to clean the wellbore zone and increase well injectivity and productivity. The most effective, widespread, and cost-effective method is acidizing the wellbore zone. The goal of acidizing is to thoroughly clean out filtering pores or cavernous fracture channels, improving or restoring a certain permeability value in the problematic zone near the wellbore.

Keywords: acid, formation, bottomhole zone, treatment, production.

Для оптимизации выбора наиболее эффективных методов обработки призабойной зоны в условиях, характерных для конкретных скважин или месторождений, была разработана блок-схема, отражающая универсальный алгоритм принятия решений по обработке ПЗП. Эта схема демонстрирует, что при снижении коэффициента продуктивности в большинстве случаев наилучший результат достигается с применением кислотных систем обработки призабойной зоны, модифицированных различными функциональными добавками [1].

В настоящее время особое значение приобретает комплексный подход к обработке ПЗП, способствующий более эффективному удалению загрязнений – например, сочетание соляной и глинистой кислот с одновременным использованием ПАВ может предотвращать формирование устойчивых эмульсионных структур и АСПО.

Разработанная сводная таблица служит практическим инструментом для выбора оптимального состава кислотной обработки. Помимо значительного увеличения дебита, после проведения обработки ПЗП эффективность мероприятий можно существенно повысить за счёт корректного отбора скважин-кандидатов и таргетированного применения соответствующей технологии (таблица 1), что возможно только при детальном анализе факторов снижения фильтрационно-ёмкостных характеристик [2-4].

Таблица 1 – Типы обработки призабойной зоны и рекомендации к ним

Тип ОПЗ	Область применения	Рекомендация
ПАВ + подготовка в ходе освоения после ГРП	при нормальных и сниженных значениях $P_{пл}$ (по сравнению с начальным $P_{пл}$)	ПАВ (Нефтенол К) – (1-2 %) объемом 1-1,2 от $V_{трещины\ ГРП}$
ПАВ + кислотная композиция	при применении тяжелой жидкости глушения, плотностью > 1,18 г/см^3	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – 0,2-0,4 % (Аксис-КС, Reads) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности; кислотная композиция (HCL) – 6-10 % для скважин с ГРП,10-12 % для остальных (применение HF не допускается) объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5-1 м^3/1 м перфорированной мощности
	при поглощении	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – 0,2-0,4 % (Аксис-КС, Reads) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности спирты (метанол); кислотная композиция (HCL) – 6-10 % для скважин с ГРП, 10-12 % для остальных объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5-1 м перфорированной мощности
	снижение $K_{пр}$ частицами породы	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – 0,2-0,4 % (Аксис-КС, Reads) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности; кислотная композиция – 1 пачка: HCL – 6-10 % для скважин с ГРП, 10-12 % для остальных объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5-1 м перфорированной мощности
	неразложившийся гель ГРП	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – Аксис-КС (0,2-0,4 %), Reads (0,3-0,6 %)) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$, кислотная композиция – HCL 6-8% объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$
ПАВ + спирты + кислотная композиция	при поглощении	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – 0,2-0,4 % (Аксис-КС, Reads) объемом 1-1,5 $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности или спирты (Метанол), кислотная композиция (HCL) – 6-10 % для скважин с ГРП, 10-12 % для остальных объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$ или 0,5-1 м перфорированной мощности
	в случае набухания глин	спирты (метанол) объемом 1-1,5 $V_{трещины\ ГРП}$ или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности, ПАВ – Нефтенол К – (1-2 %), Аксис-КС (0,2-0,4 %) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$ или 0,5 м^3/1 м перфорированной мощности
Кислотная композиция + ингибиторы солеотложения	в случае отложения солей	кислотная композиция (HCL) – 8-10 % для скважин с ГРП, 10-12 % для остальных объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$ или 0,5-1 м^3/1 м перфорированной мощности; ингибитор солеотложения – ОЭДФ, Акватек, Ипроден
Растворители + Кислотная композиция	в случае отложения АСПО	растворители (Нефрас – АСПО, БГС), кислотная композиция (HCL) – 8-10 % для скважин с ГРП, 10-12 % для остальных объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$, или 0,5-1 м^3/1 м перфорированной мощности
ПАВ+ Кислотная композиция + вибровоздействие	в случае некачественного освоения	кислотная композиция – в зависимости от характера кольматантов исходя из области применения
	кольматация трещины ГРП частицами породы	ПАВ – 1-2 % (Нефтенол К, Синол КАМ, ИВВ-1, РХП-10, Андинол 40), многофункциональные композиции – 0,2-0,4 % (Аксис-КС, Reads) объемом 1-1,5 от $V_{трещины\ ГРП}$, кислотная композиция – 1 пачка: HCL – 6-10 % для скважин с ГРП объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$; 2 пачка ГКО (HCL 6-8 % + HF (ККТК-2, РХП-52, БФФА) – 1-1,5 %) объемом 0,8-1 от $V_{трещины\ ГРП}$
Термопенокислоотная обработка	комплексная кольматация (отложения солей и АСПО), отложения АСПО	солянокислотная композиция с добавками стабилизаторов железа (1 % Аксис-КС, ОЭДФ)
Глушение с контролем поглощения	при поглощении	применение блокирующих составов глущения в зависимости от плотности раствора глущения (БСГ с МК, БСГ галит); при обводненности менее 20 % и расчетной плотности жидкости глушения менее 1,23 г/см^3 – применение ИНЭРа.
	в случае набухания глин	при обводненности < 20 %, применение ИНЭР
		при обводненности > 20 %, применение блокирующих составов глущения в зависимости от плотности раствора глущения (ИНЭР, БСГ с МК, БСГ-галит)

С учётом широкой вариативности геологических параметров залежей и особенностей технологических процессов строительства и эксплуатации скважин, подбор реагентов и организация работ по обработке призабойной зоны осуществляются индивидуально для каждой ситуации, исходя из природы компонентов кольматации и причин ухудшения характеристик пласта. Конкретная задача определяет выбор вида кислоты, состав смеси и параметры её применения.

В таблице 2 представлены практические рекомендации для подбора наиболее подходящих вариантов кислотных композиций.

Таблица 2 – Содержание и назначение компонентов обработки призабойной зоны пласта нагнетательного и добывающего фонда

Компонент	Наименование	Содержание	Назначение
Соляная кислота	HCl	6-14 %	растворение карбонатов, глинистых минералов, окислов железа
Плавиковая кислота (глинокислота) или аналог	РХП-52 ККТК-2 КНК-Б	HCl 8-15 % + HF 34-39 % + РХП-30 HCl 8-15 % + HF 32-42 % HCl 10-12 % + HF 2 % + спирты	растворение терригенной матрицы, силикатов, кварца, песка, глины, полевых шпатов
Поверхностно активные вещества	Сульфонол Нефтенол-К	0,5-2 %	облегчение проникновения кислоты в поры и гидрофобизация поверхности порового коллектора
Многофункциональный глубокопроникающий кислотный состав	Химеко ТК-2К Химеко-ГК	15-20 %	эффективное растворение карбонатно-терригенной части пласта

Для достижения максимальной эффективности воздействия на ПЗП необходимо: учитывать комплекс геолого-физических факторов МР, определить источник загрязнения, анализировать пористость и проницаемость коллектора, принять во внимание характеристики пластовых флюидов, а также экономическую оправданность технических решений. Особое внимание уделяется рациональному сочетанию компонентов кислотного воздействия с оптимизацией их дозировки во избежание образования нерастворимых осадков или стабильных эмульсий.

Список использованных источников:

1. Антониади Д. Г. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация / Д. Г. Антониади, О. В. Савенок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 22-27.

2. Бабаян Э. В. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта / Э. В. Бабаян, М. Н. Шурыгин, В. Н. Яковенко. – Нефтяное хозяйство, 1999. – № 3. – С. 30-32.

3. Бурдынь Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. – Москва: Недра. – 1978.

4. Технологическая инструкция. Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин кислотными композициями. – Нефтеюганск. – 2007. – 44 с.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Л. С. Кулешова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, д-р геолог.-минерал. наук)

А.С. Джавадов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Одной из очевидных возможностей снижения себестоимости нефти, повышения рентабельности и увеличения внутренних инвестиционных ресурсов для российских нефтяных компаний является повышение коэффициента извлечения нефти.

Прогресс в этом вопросе связывают с внедрением хорошо зарекомендовавших себя высокоэффективных вторичных и третичных методов добычи нефти. Развитие новых технологий, с одной стороны, обеспечит максимальное нефтеизвлечение, а с другой – минимизирует отрицательные последствия экономических кризисов. Среди большого многообразия таких технологий приоритетными в России являются физико-химические методы.

Ключевые слова: воздействие, пласт, нефть, флюид, призабойная зона, засорение, проницаемость.

UDC 622.276.63

THE PROBLEM OF REDUCING THE PERMEABILITY OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF OIL FIELDS

L. S. Kuleshova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences)

A.S. Dzhavadov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. One of the obvious opportunities for Russian oil companies to reduce oil production costs, improve profitability, and increase domestic investment resources is to increase oil recovery. Progress in this area is associated with the implementation of proven, highly efficient secondary and tertiary oil recovery methods. The development of new technologies will, on the one hand, ensure maximum oil recovery and, on the other, minimize the negative impacts of economic crises. Among the wide variety of such technologies, physicochemical methods are a priority in Russia.

Keywords: impact, reservoir, oil, fluid, bottomhole zone, clogging, permeability.

Уменьшение проницаемости пласта вблизи скважины наблюдается в процессе эксплуатации, особенно при нарушении стабильных термобарических условий коллектора и выделении из нефти различных примесей – свободного газа, парафинистых и асфальтосмолистых соединений, закупоривающих поры. Значительное загрязнение этой зоны также связано с проникновением технологических жидкостей во время ремонтных работ внутри скважины.

Понижение приёмистости нагнетательных скважин возникает преимущественно из-за закупорки пор нефтепродуктами, входящими в состав закачиваемой воды. Вследствие этих процессов увеличивается сопротивление движению газожидкостной смеси через поровую среду, что приводит к снижению продуктивности скважин. Это требует применения методов воздействия на ПЗП для повышения дебита и восстановления эффективности фильтрационного контакта с пластом.

Вещества карбонатного состава, такие как известняки и доломиты, хорошо растворяются под воздействием соляной кислоты, причём продукты реакции – хлориды кальция и магния – легкорастворимы в воде и быстро удаляются потоком жидкости. Углекислый газ также выводится без затруднений – при давлении свыше 7,6 МПа он полностью растворяется в воде. Оптимальной считается концентрация соляной кислоты от 10 % до 16 %. При использовании растворов с концентрацией ниже 10 % требуется значительное увеличение объема вводимой воды, что может осложнить дальнейшее освоение обработанных скважин [1].

Применение кислотных растворов с содержанием кислоты свыше 16 % не рекомендуется, т.к. это способствует образованию в порах коллектора плотных насыщенных растворов хлоридов кальция и магния, которые трудно удалить из пласта. Более высокая концентрация кислоты также усиливает коррозионное воздействие на оборудование, повышает склонность к образованию эмульсий и увеличивает риск выпадения солевых

осадков как при взаимодействии с пластовой водой, так и вследствие растворения гипса. Оптимальной для проведения обработок считается соляная кислота концентрацией от 8 % до 15 %, т.е. на каждые 100 частей воды приходится от 8 до 15 частей чистого вещества.

Объём кислотного раствора определяется такими параметрами, как мощность пласта, минеральный состав продуктивной толщи, её физические характеристики (пористость и проницаемость), а также количество предыдущих воздействий кислотой. Обычно для обработки одного метра интервала используют от 0,4 до 1,5 $м^3$ раствора. Минимальный объём (порядка 0,4-0,6 $м^3$ на метр мощности) применяется при работе с малопроницаемыми пластами или низкими начальными дебитами скважин. При этом недостаточный объём частично компенсируют повышенной концентрацией кислоты.

Для коллекторов со средней проницаемостью и стандартным пластовым давлением на первичную обработку назначают объём раствора в пределах 0,8-1 $м^3$ на каждый метр обрабатываемого интервала. В случае хорошо проницаемых пород или скважин с высокими начальными дебитами используют объёмы раствора в диапазоне от 1 до 1,5 $м^3$/м. При повторном воздействии во всех случаях рекомендуют увеличить объём используемой кислоты по сравнению с предыдущей операцией примерно на 20-40 %.

Выбор состава и типа кислотного раствора определяется минеральным составом продуктивных пород, характеристиками коллектора и температурными условиями МР. Для обработки ангидритовых отложений в соляной кислоте рекомендуется добавлять 6-10 % нитрата калия по массе. Карбонатные коллекторы, содержащие сульфаты и железо, обрабатывают водными растворами уксусной или сульфаминовой кислот концентрацией 10-15 %, а также соляно-кислотными смесями с включением хлорида кальция, поваренной соли или сульфатов калия и магния [2].

При воздействии на железистые карбонаты для предотвращения выпадения осадка в соляно-кислотный раствор добавляют уксусную или лимонную кислоту – соответственно, 3-5 % и 2-3 % по массе. При температурах пласта выше 60 °С интенсивность взаимодействия кислоты с породой возрастает, что требует усиленного ингибирования реакционной системы и применения замедленных составов для контроля скорости нейтрализации.

Строение коллектора определяет требования к проникающей способности применяемых растворов – от этого зависит равномерность охвата воздействия по ширине пласта, а также возможность проникновения реагента в мельчайшие поровые каналы. Увеличение глубины обработки достигается использованием замедленных составов, таких как кислотные эмульсии или пены, введением хлорида кальция, органических кислот (уксусной или лимонной), а также эффективных ингибиторов типа В-2. В случае трещиноватых или комбинированных трещиновато-пористых коллекторов наибольшую эффективность проявляют вязкие системы: суспензии КМЦ-сгущённых кислотных растворов, а также устойчивые эмульсионные или пенистые смеси.

Для малопроницаемых и пористых пластов, а также при кольматировании ПЗП минеральными частицами оптимальным считается применение кислотосодержащих растворов с высокой проникающей способностью. К таким средствам относятся кислотные растворы с добавлением гидрофобных ПАВ для обработки добывающих скважин, гидрофильных ПАВ – для нагнетательных, а также газонасыщенные кислоты (с преобладанием жидкой фазы) и кислотные аэрозоли (с доминирующей газовой составляющей). В качестве газообразной фазы могут применяться азот – для уменьшения риска коррозии и обеспечения безопасности от взрывов, углекислый газ – для повышения растворяющей способности реагента, а также атмосферный воздух или углеводородные газы [3].

Оценка дополнительного сопротивления фильтрационному потоку в зоне устья проводится через параметр «скин-фактор», который напрямую влияет на снижение дебита. Среди ключевых параметров, влияющих на него, выделяют развитие турбулентности потока, деформацию пористой среды под воздействием давления, несовершенство вскрытия пласта вследствие технических решений, эффект дегазации продукционной жидкости. Наиболее

часто повышение скин-фактора связывают именно с загрязнением околоскважинного пространства. Проведение кислотных обработок рекомендуется при значениях этого параметра в диапазоне от 0 до 5.

Практика показывает, что эффективность кислотной обработки выражается достижением значения скин-фактора до минус 3. Определение данного коэффициента осуществляется специализированными службами по итогам гидродинамических исследований.

Современные наблюдения фиксируют заметное расхождение между плановыми показателями приёмистости нагнетательных скважин и фактической продуктивностью добывающих в сторону снижения. Это объясняется совокупным воздействием механических факторов (закачка воды с избыточным содержанием взвешенных частиц, проведение буровых работ с использованием глинистых растворов или промывочных жидкостей, не соответствующих требованиям), а также биохимическими процессами во время эксплуатации и освоения скважин. В период бурения пород или проведения ремонтно-восстановительных операций часто происходит накопление осадков различного происхождения. Вследствие неправильной перфорации или тампонирования каротажем частицы глинистого раствора формируют корку на стенках ствола скважины и способствуют закупорке порового пространства через кольматацию коллектора. Ошибки в соблюдении технологического регламента кислотных обработок могут усилить выпадение солей или образование кварцевых и силикатных осадков [4-5].

Список использованных источников:

1. Котенев А. Ю. Оценка эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти при соляно-кислотной обработке скважин / А. Ю. Котенев, Я. А. Шихаб // Современные технологии в нефтегазовом деле: сборник трудов международной научно-технической конференции. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 143-145.

2. Рублев А. Б. Разработка и исследование технических и технологических решений интенсификации добычи нефти при вторичном вскрытии и обработке призабойной зоны пласта (на примере Самотлорского месторождения) / А. Б. Рублев. – Тюмень, 2005. – 172 с.

3. Нигматзянов Д. Х. Применение химических методов для повышения нефтеотдачи на месторождениях России и за рубежом / Д. Х. Нигматзянов, К. К. Григорян, А. С. Запорожец // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 1233-1237.

4. Лосева А. В. Технологии обработки призабойных зон скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Лосева, Д. Г. Петраков // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 4. – С. 176-181.

5. Сергеев, В. В. Разработка комплексной технологии интенсификации добычи нефти: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / В. В. Сергеев. – Уфа, 2016. – 22 с.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ ФОНДА СКВАЖИН БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.С. Кулешова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, д-р г.-м. наук)

И.А. Ермачев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-12)

Аннотация. В современное время многие нефтяные месторождения сталкиваются с осложнением, которое характеризуется парафиноотложением на добывающем фонде скважин. Бавлинское нефтяное месторождение не исключение. В данной статье кратко дана

информация о методах предупреждения осложнений с парафиноотложениями на Бавлинском месторождении нефти, перечислены основные факторы влияния и методы борьбы с парафиноотложениями.

Ключевые слова: добыча нефти, осложнения, АСПО, парафин, парафиноотложения, факторы влияния, методы борьбы.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF THE WELLS COMPLICATED BY PARAFFIN DEPOSITS OF THE BAVLINSKY FIELD

L.S. Kuleshova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences)

I.A. Ermachev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-12)

Abstract. In modern times, many oil fields face a complication characterized by paraffin deposits on the production well stock. The Bavlinskoye oil field is no exception. This article provides a brief overview of the methods used to prevent paraffin deposits in the Bavlinskoye oil field, listing the main factors and approaches to combat paraffin deposits.

Keywords: oil production, complications, ASPO, paraffin, paraffin deposits, influencing factors, and control methods.

Согласно исторической справки, Бавлинское нефтяное месторождение открыто в 1943 году. Промышленные скопления нефти были установлены в отложениях нижнего карбона. С 1944 года начато интенсивное изучение геологического строения. Основные продуктивные горизонты Бавлинского нефтяного месторождения (снизу вверх): пласт D4 (воробьевские слои (D_2^{vb}) старооскольского горизонта (D_2^{st})), пласт D3 (ардатовские слои (D_2^{ar}) старооскольского горизонта (D_2^{st})), пласт D1 (пашийский горизонт (D_3^{p}) франского яруса (D_3f)), пласт D_3fm (данково-лебедянский (D_3^{dld}) и заволжский (D_3^{zv}) горизонт фаменского яруса (D_3fm)), пласт C_1t (кизеловский горизонт (C_1^{ksl}) турнейского яруса (C_1t)), пласт C_1^{bb} (бобриковский (C_1^{bb}) и алексинский горизонт (C_1^{al}) верхнего визейского яруса (C_1v)).

Бавлинское месторождение сегодня находится на четвертой стадии развития, которая характеризуется высокой обводненностью и различными осложнениями, такими как солеотложения, вынос механических примесей, парафиноотложения. Обводненность месторождения по прогнозам будет продолжать расти еще более высокими темпами. Очевидно, для эффективной разработки остаточных запасов девонских залежей месторождения и снижения обводненности скважин необходимо широкое применение гидродинамических, физико-химических и других методов воздействия на пласт, способствующих возобновлению работы малодебитных и высокообводненных скважин, что также воздействует на образование парафиноотложений на оборудовании добывающих скважин.

Коллектив авторов (Белкина С. А. и Нагаева С. Н.) указывают на то, что «главной причиной появления отложений является возрастающая перенасыщенность раствора в результате изменения термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования» [1].

На рисунке 1 показаны парафиноотжения в насосно-компрессорных трубах.



Рисунок 1 - Парафиноотжения в насосно-компрессорных трубах

В крайних случаях парафиноотложения критично влияют на работу скважин и приводят к их остановке из-за полного перекрытия или наличия парафинов в элементах нефтепромыслового оборудования (НПО).

Помимо этого парафиноотложения негативно влияют и на работу других рабочих элементов скважинного оборудования, благодаря чему повышается их износ, увеличивается количество отказа в работе НПО по причине данного вида осложнения, следовательно уменьшается наработка на отказ и межремонтный период добывающего фонда скважин.

Данные проблемы имеют и экономический характер. Уменьшение наработки на отказ увеличивают простои скважин, значит, увеличиваются затраты на ремонт и восстановление работы скважин, при этом уменьшается объем добычи углеводородов, что воздействует на уменьшение прибыли нефтедобывающего предприятия. Поэтому важно своевременно отслеживать интенсивность выпадение парафинов в НПО добывающих скважин.

Интенсивность выпадения парафинов в НПО добывающих скважин в основном характеризуется лабораторными исследованиями физико-химических свойств скважиной продукции, на которые прямо и косвенно влияют обводненность продукции, снижение давления в потоке жидкости, снижение температуры газонефтяного потока, снижение среднесуточного дебита скважины [2].

Таким образом, процесс парафиноотложения наибольшим образом проявляется в малодебитных скважинах, где невысокий процент обводненности нефти, но высокая температура насыщения нефти парафином, высокая температура плавления парафина, при значительном содержании в нефти парафина и асфальтосмолистых веществ.

Поэтому, предупреждение осложнений АСПО возможно множеством методов и способов, показанных на рисунке 2.

В таблице 1 указаны действующие методы, применяемые для предотвращения парафиноотложений на Бавлинском нефтяном месторождении.

Согласно статистическим данным, указанным в таблице 1, скважины Бавлинского нефтяного месторождения, эксплуатируемые УШГН, имеют осложнения в большей степени, преимущественно с парафиноотложениями - 58 скважин.

Осложненный малодебитный фонд (до 5 $м^3$/сут) составляет 40 скважин, от 5 до 10 $м^3$/сут – 12 скважины, от 10 до 15 $м^3$/сут – 12 скважины, от 15 до 25 $м^3$/сут – 6 скважины. Следует отметить, что образования парафиновых отложений характерно для всех интервалов продуктивных пластов Бавлинского месторождения.

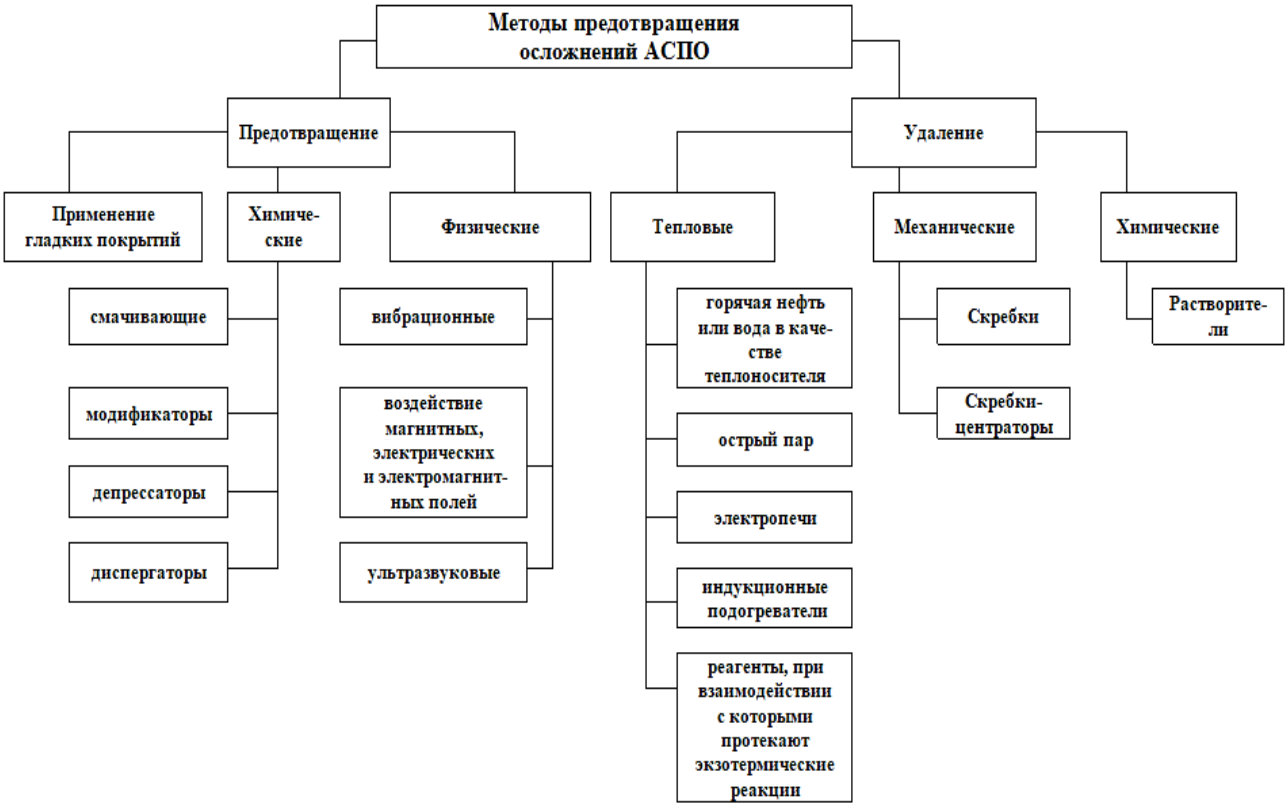


Рисунок 2 – Методы предотвращения осложнений с АСПО

Для предупреждения осложнений с парафиноотложениями при эксплуатации скважин Бавлинского месторождения рекомендуется к применению комплекс мероприятий, который включает в себя методы предотвращение выпадения АСПО с помощью применения ингибиторов парафиноотложений с периодичностью от одного до четырех месяцев, и способы периодического удаления АСПО с внутренней поверхности НКТ за счет применения органических растворителей АСПО с помощью периодической заливкой в затрубное пространство от одного до двенадцати раз за квартал, обработка призабойной зоны пласта с различной нормой удельного расхода от одного до пятнадцати раз в квартал.

Таблица 1 - Методы, применяемые для предотвращения парафиноотложений на Бавлинском нефтяном месторождении

Вид ослож-нения	Осложненный фонд		Методы борьбы с ослож-нениями	Хим.реагенты		
	кол-во ослож-ненных, скв.	% от действ. фонда		норма удельного расхода	технология обработки	периодич-ность обработки
Парафино-отложения	58	78,37%	Ингибиторы АСПО	210 г/т	Периодическая заливка в затрубное пространство	1-4 раз в месяц
				200…220 г/т	Устьевой дозатор	1-31 раз в месяц
			Растворители АСПО	0,383 т/ 1обработку	Периодическая заливка в затрубное пространство	2-12 раз в квартал
				200…250 кг/обр	Обработка ПЗП	1-4 раза в квартал
				6…25 мг/л	Обработка ПЗП	12-15 раз в квартал

Для выбора конкретного метода борьбы с парафиноотложением важно учитывать технические, технологические и экономические показатели эксплуатации объектов добычи, а

также технические и технологические возможности и затраты на применение того или иного метода [3].

Когда по технологическим или экономическим причинам нецелесообразно использование ингибирования, то возможно производство периодического удаления парафинов тепловыми обработками скважин или химическим методом обработок скважин растворителями АСПО по согласно конкретным видам технологий [4].

Список использованных источников:

1. Белкина, С.А., Нагаева С.Н Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ/С. А. Белкина, С. Н. Нагаева/Вестник Югорского государственного университета. 2016 г. Выпуск 3 (42). С. 7–11 7 УДК 622.276.

2. Гайдамакин, Д. Н. АСПО, методы борьбы и предупреждения. Влияние их на добычу нефти / Д. Н. Гайдамакин // Инновационная наука. – 2023. – № 6-1. – С. 28-30.

3. Тронов, В.П. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений [Текст] / В.П. Тронов // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №4. – С. 55-57.

4. Шихиев, Я. Д. Мухаметшин Е.В. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО / Я. Д. Шихиев // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 6. – С. 133.

УДК 622.276.652

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ РАБОЧЕГО АГЕНТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Л.С. Кулешова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, доктор геолого-минералогических наук)

Д.Р. Зайнутдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

И.Д. Китапов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-22-11)

Аннотация. В статье анализируется проблема неравномерной выработки запасов в условиях высокой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, благодаря внедрению технологии одновременно-раздельной закачки. Продемонстрированы результаты опытно-промышленных работ (ОПР) по закачке горячей воды с применением композицией (МФК) «МИКА» с целью повышения нефтеотдачи высоковязкой нефти. В результате проведённого ОПР, анализ динамики добычи показал, что внедрение технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и МФК обеспечило прирост добычи нефти, но имеет. Динамика добычи на участке ОПР-3 показала, что применение технологии ОРЗ и МФК обеспечило прирост добычи нефти, однако выявил ограниченный срок действия эффекта**.**

Ключевые слова: пермо-карбоновая залежь высоковязкой нефти Усинского месторождения, пароциклическая обработка, одновременно-раздельная закачка термотропные химические композиции, повышение нефтеотдачи

UDC 622.276.652

APPLICATION OF SIMULTANEOUS AND SEPARATE INJECTION OF WORKING AGENT IN THE DEVELOPMENT OF HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS

L.S. Kuleshova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences)

D.R. Zaynutdinova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

I.D. Kitapov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-22-11)

Abstract. The article analyzes the problem of uneven production of reserves in conditions of high heterogeneity of the filtration and capacitance properties of the permocarbon deposit of the Usinsk deposit, due to the introduction of simultaneous and separate injection technology. The results of pilot industrial work (ERP) on the injection of hot water using the composition (IFC) "MIKA" in order to increase the oil recovery of high-viscosity oil are demonstrated. as a result of the conducted survey. Analysis of production dynamics showed that the introduction of simultaneous-separate injection (SSI) and MFC technologies has increased oil production, but has a limited effect. Analysis of production dynamics at the OPR-3 site showed that the use of SSI and MFC technologies has increased oil production, but has a limited effect.

Key words: Permo-Carbon deposit of high-viscosity oil in the Usinskoye field, steam-cyclic treatment, simultaneous and separate injection of thermotropic chemical compositions, and increased oil recovery.

Высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, как по разрезу залежи, так и по площади, обусловленная наличием коллекторов различной проницаемости, а также системой высокопроницаемых трещин и каверн, приводит неравномерному обводнению продуктивных пластов нефтяного месторождения.

Из-за невозможности регулировать забойные давления и расход воды для каждого из пластов при традиционной технологии совместной закачки воды в несколько разнопроницаемых пластов приводит к их опережающему обводнению, возрастает степень неохваченности, происходит неравномерного воздействия и выработки каждого из пластов.

В подобных случаях применение одновременно-раздельной закачки является наиболее альтернативным, при этом осуществляется закачка вытесняющего агента, согласно требуемым геолого-физическим параметрам пласта поддержание необходимого уровня пластового давления.

Цель работы проанализировать опытно-промышленных работ (ОПР) по испытанию технологии ОРЗ при закачки горячей воды с применением многофункциональной композицией (МФК) «МИКА», оценить ее влияния на эффективность выработки запасов высоковязкой нефти.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Пояснение выбора рабочих агентов для условий карбонатного коллектора в качестве МФК «МИКА».
- Анализ динамики добычи и обводненности на реагирующем фонде скважин участка ОПР-3.
- Оценка результатов эффективности комбинированного применения горячей воды и химической композиции.

Использование многопакерной компоновки, является основой одновременно-раздельной закачки, что позволяет дифференцированно нагнетать рабочий агент в пласт с разными фильтрационно-емкостными свойствами, что препятствует преждевременному обводнению, увеличивает охват пласта, регулируя забойное давление и расход воды для каждого объекта (рисунок 1).

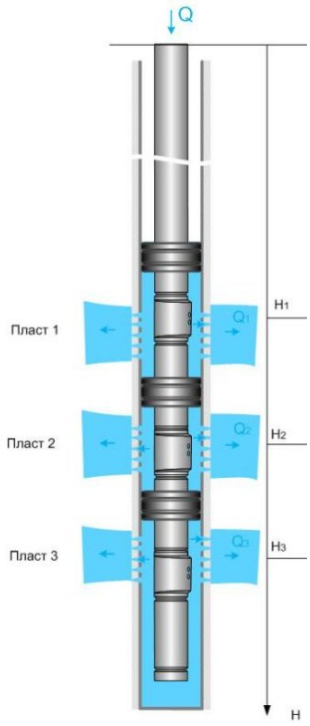


Рисунок 1 – Компоновка ОРЗ

Несмотря на сложность монтажа и остановки всех объектов при ремонте, технология является ключевым методом для повышения нефтеотдачи многопластовых месторождений

Особенно существенно применение ОРЗ для пермо-карбоновой залежи Усинского месторождение, которое характеризуется высоковязкой нефтью трещинно-кавернозно-поровым типом коллектора. Залежь имеет три объекта с различными показателями по проницаемости нижний ($466{,}6 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), средний ($355{,}3 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) и верхний ($161{,}4 \cdot 10^{-3}$ мкм^2).

Обоснование выбора рабочих агентов

Рабочим агентом является горячая вода при температуре 150–200°С, её применение позволяет не только поддержать пластовое давление, но и понизить вязкость нефти. Источником тепла является энергоцентр Успа, расположенной территориально на Усинском месторождении, в связи с чем технология является экономически рентабельной. Оценка анализа показала, что при закачке горячей воды дополнительная добыча на 1 скважину на 348 т выше, чем при использовании парогенераторных установок (ПГУ).

Имея проблему гидрофобности, низкого коэффициента вытеснения было предложено использовать МФК «МИКА» на основе ПАВ (рисунок 2).



Рисунок 2 – Результаты отмыва породы

Данная композиция снижает межфазное натяжение, благоприятствует гидрофилизации породы и выделяет CO_2 (снижающий вязкость нефти) за счет гидролиза карбамида, что подтверждено лабораторными исследованиями. Фильтрационные исследования показали, что применение МФК увеличивает коэффициент вытеснения (Квыт) с 0,231 до 0,492 д.ед.

Ход и результаты опытно-промышленных работ

Опытно-промышленное испытание проводилось на участке ОПР-3, проектный фонд которого предусматривал 11 нагнетательных скважин. В марте 2023 года началась закачка горячей воды, закачка МФК «МИКА» осуществлялась 4-м квартале 2023 года и была реализована в 7 скважинах.

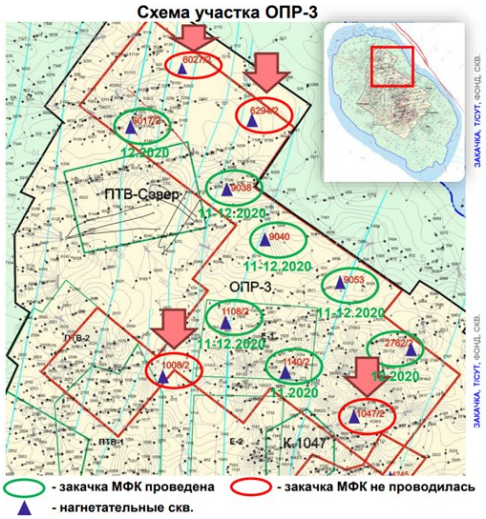


Рисунок 3 – Участок текущего ОПР

Положительный эффект: За период закачки горячей воды с применением технологии ОРЗ по данному участку наблюдался рост динамических уровней по добывающему фонду, по ряду скважин так же увеличился процент обводненности. По состоянию на 01.12.2023 динамика режимов работы скважин (рост $H_{дин}$, $Q_ж$) подтверждают наличие положительной реакции, прирост добычи нефти в период с начала закачки на участке составил 18,812 тыс. т (в т.ч. 25% за счет МФК).

Ограниченность эффекта во времени: Для ГВ эффективный период составил ~12-16 месяцев с начала проявления эффекта, по МФК МИКА – 6-8 месяцев. Завершение эффекта по МИКА также подтверждается по анализу проб продукции на содержание компонентов композиции в сентябре 202

Выводы

По итогом проведения опытно-промышленных работ на участке ОПР-3 пермо-карбоновой залежи можно сделать следующие выводы:

– В условиях геологической неоднородности пермо-карбоновой залежи применение технологии одновременно-раздельной закачки является технически и технологически обоснованным решением, позволяющим дифференцированно воздействовать на пласты с различной проницаемостью.

– Закачка горячей воды позволяет восстановить пластовую энергию и рост добычи, однако из-за прорывов по высокопроницаемым каналам в карбонатном коллекторе с гидрофобной матрицей ее эффективность ограничена во времени

– Совместное применение горячей воды и МФК «МИКА» показало взаимоусиливающий эффект: композиция позволила дополнительно извлечь нефть из низкопроницаемых зон.

– Имеется временная ограниченность эффекта (6-8 месяцев для МФК), после которой наступает период прорыва теплоносителя и падения добычи.

Список использованных источников

1. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань: ФэнАН РТ, 2005. – 680 с.

2. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами/ Л.Н. Назарова. – Учеб. Пособия для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.

3. Соколюк Л. Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки на месторождениях высоковязкой нефти / Л. Н. Соколюк, Л. Н. Филимонова // Нефтепромысловое дело. – 2013. № 11 – С. 65-68.

4. Дополнение к технологической схеме разработки пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения»: НПЦ в г. Ухте филиала ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2016 г. Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6773 от 21.12.2016 г.

5. Дополнение к технологической схеме разработки пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения Республики Коми: отчет/ ООО ―ЛУКОЙЛ – Коми, г. Пермь, 2021 г.

6. Дополнение о результатах ОПР по закачке горячей воды совместно с МФК МИКА в центральной части пермокарбоновой залежи Усинского месторождения: отчет/ "ПермНИПИнефть", г. Пермь, 2022 г.

7. Отчет «Мониторинг разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с осуществлением авторского надзора за реализацией проектных документов за 2020 год». Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2021 г.

8. Отчет «Научно-исследовательские работы по созданию модели распределения свойств нефти в объеме для пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения». Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2020 г.

УДК 622.279.23/.4(571.1)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ГАЗОВОМ ПРОМЫСЛЕ ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л. С. Кулешова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, д-р геол.-минерал. наук, доцент)

Р. Р. Исламов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ- 20-11)

Аннотация. В мировой энергетике все большее значение приобретает природный газ. Развитие энергетики на протяжении последних десятилетий характеризуется ростом добычи и потребления природного газа. Гигантским месторождением газа и газоконденсата является Заполярное. Разведанные запасы в нем составляют около 3,4 трлн. м3 при возможной ежегодной добыче в 80-100 млрд. м3 и 2,5 млн. т газового конденсата. В настоящий момент разработку этого месторождения ведут ПАО «Газпром» и ПАО «Газпром нефть», которые создали совместное предприятие для добычи газа и жидких углеводородов из глубоких горизонтов этого месторождения. С вводом месторождения стало возможным временное преодоление негативных тенденций в газодобыче, связанных с реальным переходом в стадию падающей добычи на крупнейших месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова: Заполярное месторождение, природный газ, вертикальная скважина, зона сепарации, аварийное фонтанирование скважины, абсорбер.

UDC 622.279.23/.4(571.1)

IMPROVEMENT OF GAS TREATMENT TECHNOLOGY AT THE POLAR GAS FIELD

L. S. Kuleshova

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky,

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor)
R. R. Islamov
(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-11)

Abstract. Natural gas is becoming increasingly important in the global energy sector. The development of energy over the past decades has been characterized by an increase in natural gas production and consumption. Zapolyarnoye is a giant field of gas and gas condensate. Its proven reserves amount to about 3.4 trillion. m3 with a possible annual production of 80-100 billion cubic meters . m3 and 2.5 million tons of gas condensate. Currently, Gazprom and Gazprom Neft are developing this field, which have established a joint venture to extract gas and liquid hydrocarbons from the deep horizons of this field. With the commissioning of the Zapolyarnoye field, it became possible to temporarily overcome the negative trends in gas production associated with the real transition to the stage of declining production at the largest fields in Western Siberia.

Keywords: Polar field, gas, vertical well, separation zone, well blowout, absorber.

Заполярное месторождение открыто в 1965 году. Первый газ на Заполярном месторождении был добыт в 2001 с УКПГ-1С г. В 2007 г пробурены первые скважины первого пускового комплекса неокомской залежи Заполярного месторождения. В 2013 году месторождение было выведено на полную проектную мощность в 130 млрд куб. м газа в год, что сделало его самым мощным месторождением в России.

Месторождение расположено в зоне развития сплошной толщи многолетней мерзлоты, подошва которой в разведочных скважинах прослеживается на глубинах 380-495 м. Кровля мерзлых пород залегает на глубинах от 0,3-0,8 м (на торфяных грунтах) до 2-5 м (на заливных участках).

Динамика разработки месторождения газовым промыслом 2С на трехлетний период добычи и ее обобщенные технологические показатели по годам представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Динамика разработки месторождения

Год разработки	Добыча газа, млрд. м^3		Суточная добыча газа	Дебит скважин	Давление пластовое	Давление устьевое	Депрессия на пласт	Фонд скважин	Темп отбора газа за год	Темп отбора накопленный
	за год	всего	млн. м^3	тыс. м^3/сут	МПа	МПа	МПа	Шт.	%	%
2022	32,5	510	89,0	560	10,5	9,3	0,03	248	3,8	23,1
2023	35,0	545	91,0	570	10,5	9,0	0,03	248	4,0	27,1
2024	33,0	578	90	550	10	8,5	0,03	248	3,7	28,1

Для обеспечения добычи газа в объеме 100 млрд. м^3/год проектом разработки предусматриваются 171 эксплуатационных скважин, сгруппированные в 28 кустов (а также проектом предусмотрены: одиночные наблюдательные скважины 8Н; 9Н; 11Н; пьезометрические 6П; 7П и наблюдательные в составе кустов 203; 206; 207; 208; 215; 216). На площадке куста располагается от 5 до 7 скважин. Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0,95 [4].

Небывалый темп ввода Заполярного НГКМ стал возможным благодаря внедрению специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург», научными, проектными и строительными организациями на всех этапах проектирования, строительства и разработки месторождения передовых технологий и технических решений при строительстве, обустройстве, добыче, подготовке и транспортировке газа. Благодаря этим разработкам в эксплуатацию введен весь фонд газовых скважин, не допущено ни одного открытого фонтана при строительстве

скважин, а месторождение выведено на проектный уровень добычи газа за рекордно короткий срок.

Проектами строительства скважин и разработки залежи предусмотрено кустовое расположение наклонно-направленных скважин на отсыпанных площадках, пробуренных в присводовую часть структуры. Первичное вскрытие пласта производится на утяжеленном до 1,28-1,32 г/см^3 глинистом растворе, который создает необходимую репрессию на пласт для предупреждения газопроявлений, выбросов газа и аварийного фонтанирования скважины.

Проектами разработки газовых залежей практически на всех наклонно-направленных скважинах предусмотрена установка воронки насосно-компрессорных труб (НКТ) у нижних отверстий перфорации для удаления жидкости при эксплуатации от нижних интервалов перфорации в стволе скважины. В одной вертикальной скважине куста воронка НКТ устанавливается выше верхних отверстий перфорации для контроля полноты отработки газовой залежи геофизическими методами.

При строительстве скважин на ЗНГКМ налажен систематический инструментальный контроль выполнения проектных решений строительства скважин и соответствия плотностей жидкостей вскрытия требованиям проектов и правил безопасности в НГП. В результате плотность жидкости в стволе скважины при перфорации приведена в соответствии с требованиями и средняя продуктивность скважин на ЗНГКМ в 3 раза превышает показатели соседних месторождений газа.

После освоения при исследовании первых вертикальных скважин ГДИ и ГИС на ЗНГКМ выявлено, что техногенная жидкость не полностью выносится из нижнего интервала перфорации не перекрытого НКТ. Причастны только верхние 30-40% перфорированного интервала пласта, а нижняя часть интервала до 70% в колонне перекрыта техногенной жидкостью и не работает.

Для вовлечения в разработку всего перфорированного интервала в процессе освоения газовых скважин на УКПГ-1С Заполярного ГНКМ был предложен, разработан и реализован новый способ вторичного вскрытия продуктивных пластов, который осуществляется в два этапа при депрессии и равновесии давлений.

Депрессии на пласт до 3 МПа в стволе скважины создаются заполнением колонны облегченной жидкостью или конденсатом плотностью 760-880 кг/м^3, и при необходимости ее уровень снижается при помощи компрессора. Сначала перфорацией вскрывается нижняя часть интервала пласта на депрессии, вызывается приток газа и скважина осваивается. Отбирается конденсат в емкость, и удаляются остатки техногенной жидкости и конденсата из колонны путем отжига скважины на ГФУ куста. Перфорация вышележащих интервалов продолжается уже в газовой среде на равновесии пластового давления и давления газа в стволе практически освоенной скважины.

Значительные отличия в параметрах работы скважин, вскрытых по стандартной и новой технологии, проявились на стадии освоения. Они выразились в уменьшении времени отжига и выхода скважины на стабильный режим работы. Плановый отжиг скважин при освоении снижен с 72 до 48 ч., который можно еще сократить при совершенствовании этой технологии. Практически на треть были снижены потери газа при освоении скважины и, соответственно, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Депрессия на пласт при выходе скважины на рабочий режим снижена еще почти в 3 раза до 0,02 МПа (проектная депрессия составляет 0,2 и допускается до 0,4 МПа). ПЗП очищается от техногенной жидкости первичного вскрытия пласта в несколько раз быстрее, а жидкость вторичного вскрытия в пласт не проникает и техногенная жидкость, перекрывающая нижнюю части интервала перфорации практически отсутствует.

Экспериментальную апробацию способа произвели в восьми скважинах УКПГ-1С, и в дальнейшем по этой технологии освоено 248 скважин УКПГ-2С и УКПГ-3С на Заполярном НГКМ.

Метод вторичного вскрытия газоносного пласта, осуществляемого в два этапа, показал результаты, весомо превосходящие параметры скважин, освоенных по проектным

технологиям при репрессии на пласт. Время вывода скважин на рабочий режим, освоенных этой технологией, снижено на треть. В результате экономится большое количество природного газа, и снижаются выбросы парниковых газов в атмосферу Земли. Скважины, освоенные новым методом, работают без выноса абразивного материала, что снижает внутренний эрозионный износ оборудования газовых промыслов. Сохранение первоначальных коллекторских свойств газоносного пласта обеспечивает более мягкий режим работы скважин с меньшей конденсацией парообразной влаги.

Сепаратор 20С-1/7, разработанный ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром» (ДОАО «ЦКБН»), является входным сепаратором УКПГ-2С. В цехах очистки и осушки газа установки эксплуатируются 12 сепараторов 20С-1 производительностью 10,8 млн. $м^3$/сут каждый. Сепараторы предназначены для очистки добываемого газа от твердых и жидких примесей перед блоком гликолевой осушки газа. Недостаточно эффективная работа сепаратора – превышение содержания жидкости в потоке газа на выходе в 1,5-4 раза – поставила вопрос о его модернизации.

Специфика и трудности модернизации сепаратора 20С-1/7 определяются, в основном, двумя факторами:

- во-первых, в составе капельной жидкости содержится водометанольный раствор и значительное количество сеноманского углеводородного конденсата, которые представляют собой две несмешивающиеся жидкие фазы;

- во-вторых, реализация имеющихся технологий в «заданной конструкции».

Предлагаемая модернизация сепаратора предполагает полную замену существующих внутренних устройств, которые не могут обеспечить требуемую степень сепарации дисперсной фазы. Главной причиной этого является отсутствие эффективного узла укрупнения самых мелких капель (микронного и субмикронного размера), которые не улавливаются сепарирующей насадкой, сетчатым демистером, центробежными сепарирующими элементами или сетчатыми фильтрующими элементами.

Многолетний практический опыт инженерно-внедренческого центра «Инжехим», а также анализ результатов экспериментальных и компьютерных исследований позволяют успешно решать эту проблему.

В данной конструкции используется несколько зон сепарации. На входе газожидкостного потока в сепаратор устанавливается распределитель-сепаратор газожидкостного потока 1 с укрупняющим блоком. Блок предназначен для трансформации капель микронного и субмикронного размера в капли более крупного размера за счет интенсивного прямоточного взаимодействия газовой фазы с жидкой фазой на поверхности коалесцирующей насадки. При этом мельчайшие частицы дисперсной фазы переходят в образующуюся на поверхности заполняющей блок коалесцирующей насадки пленку жидкости. Ввиду большой скорости газового потока, необходимой для полного высаждения мелкодисперсных частиц, образующаяся пленка дробится на выходе из укрупняющего блока с образованием вторичных, более крупных капель.

Укрупняющий блок заполнен нерегулярной коалесцирующей насадкой со следующими характеристиками:

- относительный свободный объем насадки – 0,94 $м^3/м^3$;

- удельная поверхность – 399 $м^2/м^3$.

Толщина слоя коалесцирующей насадки – 400 мм, гидравлическое сопротивление - 0,006 МПа.

Распределитель 1 предназначен для выделения подавляющей доли вторичных капель из потока газа, выходящего из укрупняющего блока и выравнивания профиля продольной скорости газового потока по поперечному сечению аппарата. При прохождении потока газового через извилистые каналы внутри слоя сепарирующей насадки укрупненные капли жидкой фазы за счет инерционного эффекта выделяются на поверхности насадки и стекают по ней вниз в виде пленки.

Сепарирующие элементы выполнены в виде блоков регулярной насадки со следующими характеристиками:

- относительный свободный объем насадки – 0,98 $м^3/м^3$;
- удельная поверхность – 200 $м^2/м^3$;

Принцип работы модернизированного сепаратора 20С-1/7 содержится в следующем. Неочищенный газ, содержащий жидкие и твердые примеси, поступает в нижнюю часть сепаратора, где в результате снижения линейной скорости потока газа крупные капли и частицы осаждаются в кубовой части. Затем газ направляется на тарелку с элементами ГПР–353, где происходит распределение потока по сечению аппарата и удаляется незначительная часть жидкости и твердых частиц. Далее газ поступает в жалюзийный каплеотбойник, в котором, вследствие изменения траектории движения газа, происходит отделение 90-95% капельной жидкости и твердых частиц средних размеров и отвод их в кубовую часть сепаратора. Далее газ направляется в секцию коалесцирующих патронов, где при прохождении через несколько слоев фильтрующей среды коалесцеров происходит укрупнение аэрозолей жидкости. На следующем этапе (сепарации) укрупненные капли под действием сил гравитации стекают через внешний дренажный слой и отделяются от основного потока. Очищенный газ из сепаратора направляется на осушку в абсорбер. Жидкость с тарелки коалесцеров и кубовой части сепаратора выводится через дренажные клапаны по показаниям датчиков уровня.

При испытании сепаратора 20С-1/7, определялись следующие показатели:

− содержание конденсата в жидкости на входе газа (прибор ИУ-3);
− унос капельной жидкости с газом (прибор ИУ-1);
− количество сепарируемой жидкости (по уровню в сепараторе);
− содержание конденсата в жидкости, уносимой с газом (прибор ИУ-3);
− концентрация метанола в ВМР.

По результатам приемочных испытаний значение среднее массовой концентрации жидкости на выходе составило 18 г/тыс. $м^3$ – в два раза меньше величины, определенной техническим заданием на проектирование сепараторов 20С-1.

Получены следующие результаты:

а) унос капельной жидкости из сепаратора 20С-1/7 на испытываемых нагрузках по газу составил от 18,9 до 20,9 г/тыс. $м^3$;

б) содержание конденсата в жидкости, уносимой с газом из сепаратора, составляет от 37,2 до 81,6 % масс.;

в) жидкостная нагрузка сепаратора при испытаниях находилась в пределах от 453 до 786 г/тыс. $м^3$;

г) содержание конденсата в жидкости, поступающей с газом в сепаратор, изменяется от 20,0 до 41,5 г/тыс. $м^3$;

д) перепад давления по сепаратору при увеличении расхода газа с 299 до 450 тыс. $м^3/ч$ увеличился с 0,003 до 0,0055 Мпа.

Таким образом, можно сделать следующие выводы и рекомендации.

- эффективность работы модернизированного сепаратора улучшилась по сравнению с сепаратором в проектном исполнении;
- перепад давления по сепаратору несколько выше значений проектного сепаратора и при нагрузке по газу 450 тыс. $м^3/ч$ составляет 0,0055 МПа;
- рекомендуется модернизированный сепаратор оставить в работе на рабочих параметрах для накопления статистических данных по эффективности его работы.

Эффективность модернизации сепаратора 20С-1/7 отмечается в уменьшении капельного уноса, что позволило уменьшить потери углеводородного конденсата, увеличить эффективность работы абсорбера, продлить срок службы и снизить его потери.

Список использованных источников

1. Абдуллаев, Р. В. Оптимизация подготовки газа на основе имитационного моделирования процессов абсорбционной осушки и гидратообразования: дис.... канд. техн. наук / Р. В. Абдуллаев. — Уфа, 2014. — 150 с.

2. Абдурахимов Ш. А. Система сбора и подготовка газа в период падающей добычи газоконденсатного месторождения // Научно-технический «Узбекский журнал нефти и газа»-Ташкент, 2015-№ 2-с. 40–43.

3. Кичатов, В. В. Оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов в системе компримирования компрессорной станции / Известия высших учебных заведений. Горный журнал. — 2015. — № 7. — С. 55–61.

4. Кузнецов, И. К. Интегрированный подход к выбору концепции обустройства уникального нефтегазоконденсатного месторождения / И. К. Кузьмин, М. Ю. Осколкова // Научное обозрение. — 2024. — № 37 (187). — С. 45–52.

5. Мухаметова, Н. Д. Технология сепарации низкотемпературной с дефлегмацией для первичной переработки природного газа: дис.... канд. техн. наук — Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2018. — 100 с.

6. Овечкина Е.. С. Технологии эксплуатации газовых скважин // в сборнике: Новые технологии — нефтегазовому региону. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — 2018. — Текст: непосредственный.

7. Широков А. Н. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений-Учебник для вузов М.: Недра, 2021. с.149–155.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО ГАЗОИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ХОЛМОГОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.И. Литвинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

Р.Ф. Фахретдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. В статье дано технологическое обоснование применения газо-импульсной обработки призабойной зоны пласта скважин для очистки и восстановления фильтрационных свойств и интенсификации притока на Холмогорском месторождении. Проблемы, связанные с ухудшением потока в призабойной зоне скважин, а также необходимости повышения продуктивности скважин, требуют применения современных и эффективных методов.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, технология, газо-импульсная обработка, ГИО.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF GAS-PULSE TREATMENT OF THE BOTTOM-HOLE ZONE AT THE KHOLMOGORSKY DEPOSIT

I.I. Litvinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Senior teacher)

R.F. Fakhretdinov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. The article provides a technological justification for the use of gas-pulse treatment of the bottom zone of wells to clean and restore the filtration properties and intensify the inflow at the Kholmogorsk field. The problems associated with the deterioration of flow in the bottom zone

of wells, as well as the need to increase the productivity of wells, require the use of modern and effective methods.

Keywords: field, well, oil, technology, gas-pulse treatment, GIT.

Холмогорское месторождение нефти находится в центральной части Западной Сибири, в Пуровском районе ЯНАО. Климат суровый – резко континентальный, очень короткое лето и продолжительная зима. Год открытия месторождения – 1979 г. В настоящее время месторождение находится на четвертой, завершающей стадии разработки. За почти полувековую эксплуатацию Холмогорское месторождение характеризуется ухудшением технологических показателей, для повышения эффективности которых требуется восстановление фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП), благодаря чему произойдет интенсификация притока скважинной продукции. Для этих задач ТПДН «Холмогорнефть» ПАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» планирует и производит воздействия на ПЗП с помощью методов повышения нефтеотдачи

В таблице 1 Выполнение ОТМ и ГТМ на Холмогорском месторождение за период 2020-2022 гг.

Таблица 1 – Выполнение ОТМ и ГТМ на Холмогорском месторождение
за период 2020-2022 гг.

Мероприятия по методам	Количество скважин		Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн
	добывающих	нагнетательных	
Химические методы	-	2	284,23
Системные закачки	-	2	284,23
Физические методы	38	6	45,642
ГИО (сервис)	18	-	49,692
ГРП (сервис)	3	-	4,05
Акустическое воздействие	-	38	37,542
Гидродинамические методы	367	-	526,156
Форсированный отбор	135	-	319,653
Вовлечение в разработку недренированных запасов	232	-	225,99
Солянокислотная обработка	28	-	4,364
Глинокислотная обработка	30	-	6,025
СНПХ	1	-	0,052
Гидрофобизатор	8	-	9,048
Итого	373	48	875,517

Данные таблицы 1 показывают, что за три года с 2020 по 2022 включительно, выполнялось широкое технологическое применение ОТМ и ГТМ на Холмогорском месторождение для интенсификации притока дебита нефти и увеличение объема добычи нефти. Лидерами по количеству проведения мероприятий являются гидродинамические методы и вовлечение в разработку недренированных запасов. В этот период так же выполнялась ОПЗ с помощью ГИО, благодаря чему дополнительная добыча нефти увеличилась на 49, 692 тыс. тонн.

ОПЗ с помощью технологии ГИО на Холмогорском месторождении выполняют для очистки и восстановления фильтрационных свойств и интенсификации притока.

Фильтрационные свойства ПЗП на Холмогорском месторождении значительно ухудшились за длительное время его эксплуатации. Это произошло и за нарушения термобарического равновесия в пластовой системе, выделение свободного газа из нефти. Так же фильтрационные свойства ПЗП ухудшают осложнения в работе добывающего фонда скважин, такие как вынос песка, в основном после проведения ГРП, отложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов (АСПО), которые закупоривают поровое пространство,

солеотложения и коррозионный износ промыслового оборудования. Для нагнетательных скважин характерно ухудшение приёмистости из-за закупорки порового пространства продуктами коррозии, нефтепродуктами, илом в закачиваемой воде.

Таким образом, с целью повышения дебита (приемистости) скважин и очищения фильтрациооных свойств на Холмогорском месторождении используется селективный метод газоимпульсной обработки (ГИО) призабойной зоны пласта.

Данный метод заключается в обработке намеченных точек в интервалах перфорации импульсами (0,1-0,15 сек.) высокого давления (порядка 800-1000 атм.) с применением глубинного скважинного генератора, использующего в качестве рабочего агента газообразный азот. Работа может быть осуществлена в открытой 5 или 6-дюймовой колоне генераторами соответствующего типоразмера. Технология позволяет произвести обработку 1-2-х точек за один спуск-подъем. Глубина воздействия порядка 5-7 метров.

Для привязки точек ГИО при ее выполнении используются кривые магнитного локатора муфт и гамма – каротажа.

ОПЗ ГИО на Хомогорском месторождении выполняет предприятие АО «ГИОТЭК» с помощью комплекса оборудования «ГИРС».

На рисунке 1 наглядно показан внешний вид комплекса оборудования «ГИРС».



Рисунок 1 - Внешний вид комплекса оборудования «ГИРС»

На рисунке 2 показана привязка точек воздействия ГИО в интервале перфорации.

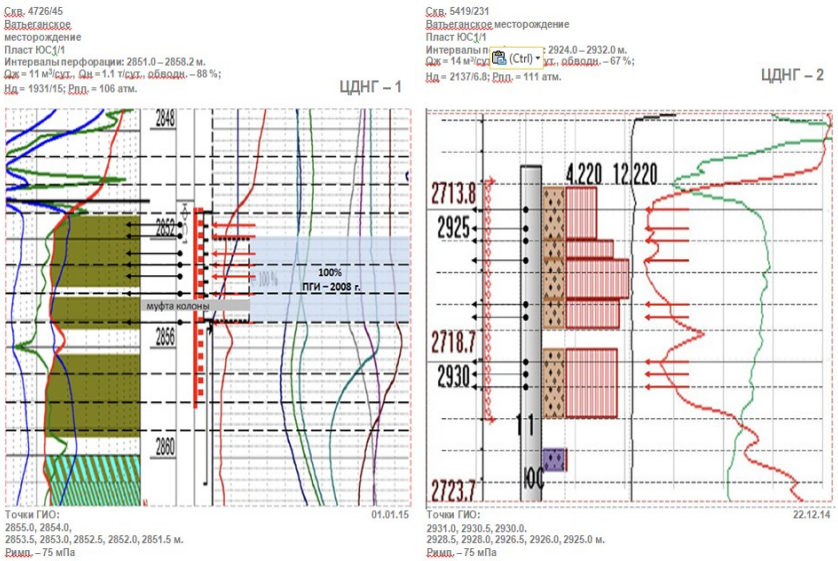


Рисунок 2 - Привязка точек воздействия ГИО в интервале перфорации

На рисунке 3 графически показан контроль воздействия газового импульса на внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны.

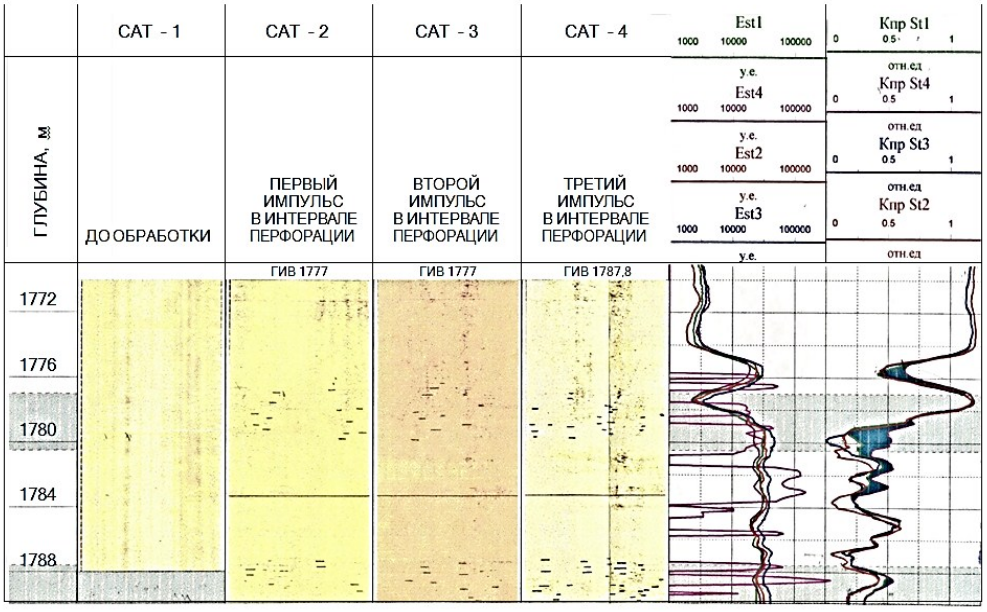


Рисунок 3 - Контроль воздействия газового импульса на внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны

На рисунке 4 показан график изменения забойного давления и температуры в процессе ОПГ-ГИО забойным датчиком «3050 на скважине №1246 Холмогорского месторождения.

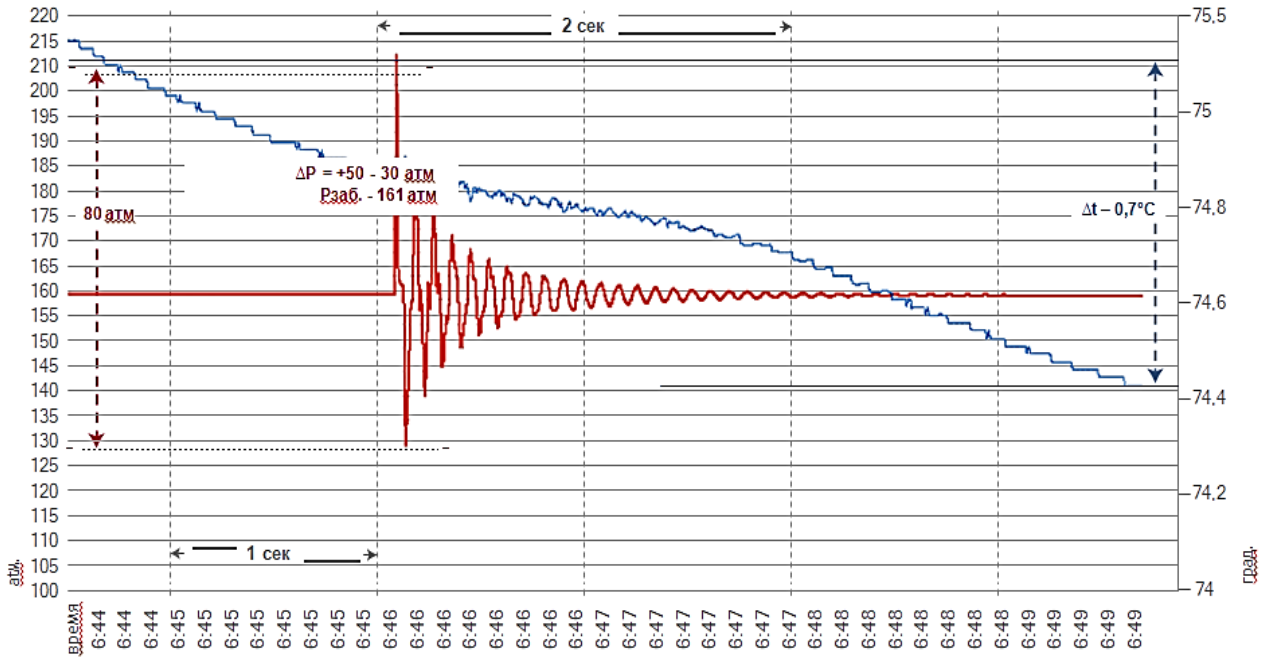


Рисунок 4 - График изменения забойного давления и температуры в процессе ОПГ-ГИО

Основные требования к техническому состоянию скважины для проведения ГИО:
– эксплуатационная колонна должна быть герметична;
– отсутствие заколонных перетоков;

– в скважине не проводилось длительное (в одной точке) фрезерование торцевым фрезером.

– расстояние от кровли или подошвы обрабатываемого продуктивного пласта до подошвы вышележащего или кровли нижележащего водоносного пласта должно быть не менее 3 м;

– зумпф должен быть не менее 2 м;

– количество перфорационных отверстий должно быть не менее 20 на 1 погонный метр.

– ствол скважины должен обеспечить свободное прохождение погружного газогенератора до обрабатываемого пласта. Поэтому скважина должна быть прошаблонирована шаблоном диаметром 105 мм и длиной 3 м.

Таким образом, технология ГИО ПЗП скважин оптимально комплексируется с технологиями ТЕСТ-1. Это позволяет быстро и эффективно осваивать скважину, вызывать приток до и после ГИО, обеспечивая необходимый комплекс геофизического и гидродинамического информационного сопровождения.

Список использованных источников:

1. Романов, А. П. Газоимпульсная обработка в нефтедобыче. Санкт-Петербург: Научный мир, 2015. - 224 с.

2. Сидоров, Е. М. Импульсное воздействие на призабойную зону скважин. Нефтегазовая наука, 2018. - 167 с.

3. Алексеев, Д. А. Физика и техника газоимпульсной обработки. Москва: Энергия, 2017. - 296 с.

4. Петров, И. А. Методы оценки эффективности газоимпульсной обработки. Рынок нефти и газа, 2021. - 188 с.

УДК 622.276:553.98:550.8

МЕТОДИКА БЕСШОВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАТТЕРНОВ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ И ТИПИЗАЦИИ ИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ

А.Г. Малов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, преподаватель)

Л.С. Кулешова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доктор геолого-минералогических наук, профессор)

В.В. Мухаметшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доктор технических наук, профессор)

Аннотация. Работа посвящена разработке и апробации методики бесшовной идентификации паттернов и типизации горно-геологических условий залегания продуктивных пластов в решение задач поиска объектов-аналогов с целью тиражирования лучших практик их освоения. Объектом исследования выступают перспективные для разбурирования и оптимизации процессов добычи нефти горизонты, приуроченные к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. С использованием данных, полученных в ходе отбора керновых образцов и их описания по более чем 200 скважин различного назначения, установлены скрытые закономерности, определение которых в условиях исходной плотности информации осложнено ее нелинейностью и неравновесностью. В ходе количественно-вероятностной оценки для объектов различных горизонтов выявлен комплекс характеристик, который надежно может быть использован при выделении паттернов по соответствующим объектам. Созданы эмпирические обобщенные модели, позволяющие оценивать значимость различных геологических характеристик без необходимости приобщения сопредельной или косвенной информации. На основании полученных результатов сформирована стратегия дальнейшего развития данного направления в сторону комплексного прогнозирования

нефтегазоносности при помощи методических основ предложенной иерархической структуры.

Ключевые слова: бесшовная интеграция, поиск объектов-аналогов, типизация условий залегания, обработка текстовой геологической информации, принятие управленческих решений, оптимизация процессов добычи нефти.

UDC 622.276:553.98:550.8

A TECHNIQUE FOR SEAMLESS IDENTIFICATION OF PATTERNS IN THE SEARCH FOR ANALOG DEPOSITS AND TYPIFICATION OF THEIR OCCURRENCE CONDITIONS

A.G. Malov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, lecturer)
L.S. Kuleshova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor)
V.V. Mukhametshin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, Doctor of Technical Sciences, Professor)

Abstract. The work is devoted to the development and testing of a technique for seamless identification of patterns and typification of mining and geological conditions of productive formations in solving the problems of searching for analogous objects in order to replicate the best practices of their development. The object of the study is horizons promising for drilling and optimizing oil production processes, confined to the Volga-Ural oil and gas province. Using the data obtained during the selection of core samples and their descriptions for more than 200 wells for various purposes, hidden patterns have been established, the determination of which is complicated by its nonlinearity and disequilibrium in the conditions of the initial information density. In the course of quantitative and probabilistic assessment for objects of different horizons, a set of characteristics has been identified that can be reliably used in identifying patterns for the corresponding objects. Empirical generalized models have been created that make it possible to assess the significance of various geological characteristics without the need to include adjacent or indirect information. Based on the results obtained, a strategy has been formed for the further development of this area towards integrated forecasting of oil and gas potential using the methodological foundations of the proposed hierarchical structure.

Keywords: seamless integration, search for analog objects, typification of occurrence conditions, processing of textual geological information, management decision-making, optimization of oil production processes.

Введение

С учетом кратного увеличения спроса на энергоносители в совокупности с истощением зрелых месторождений, разработка которых осуществляется длительное время, важное для недропользователей значение приобретает эффективный и рациональный ввод в промышленную эксплуатацию залежей, запасы которых приурочены к категориям трудноизвлекаемых (ТИЗ). По мнению исследователей, в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции сосредоточены более чем 34% ТИЗ от общего объема запасов Российской Федерации, которые локализованы в пределах Верхнекамской и Пермско-Башкирской нефтегазоносных областей [1-5]. Несмотря на наличие существующих методических подходов и алгоритмов, снижающих риски принятия низкоэффективных управленческих решений, вопрос обоснованного поиска объектов-аналогов остается открытым и требует оперативного решения. Одной из особенностей процесса распознавания геологических образов является высокая вариативность геолого-физических условий залегания продуктивных пластов, что требует применения комплекса адаптационных

алгоритмов, обеспечивающих надежное применение полученных результатов в решение широкого круга задач нефтепромысловой геологии и разработки нефтяных месторождений [6-10].

Под понятием бесшовная интеграция следует понимать возможность использования выявленных закономерностей в единой плоскости исследования без необходимости применения дополнительных моделей или опорных коэффициентов. В рамках текущего тренда увеличения объема разнородной информации выявление особенностей данного процесса позволит недропользователям идентифицировать паттерны объектов и тиражировать лучшие практики их разработки. Необходимо отметить, что текстовая геологическая информация характеризуется высоким уровнем неоднородности и неопределенности в связи с невозможностью прямой оценки релевантности полученных сведений. Как правило, для реализации анализа используют отобранные в различных интервалах керновые образцы, однако в пределах общей площади месторождения остаются участки, по которым отсутствует представление об особенностях геологического строения в связи с причинами организационно-экономического характера [11-13]. Например, для зрелых месторождений это в первую очередь обусловлено высокими затратами и в некоторых случаях отсутствием технической возможности в связи с принятой плотной сеткой скважин для повышения коэффициента охвата пласта воздействием и, следовательно, увеличения коэффициента извлечения нефти. Указанные проблемы недропользователей подтверждают актуальность использования научно-методических основ бесшовной интеграции информации в целях повышения эффективности поиска объектов-аналогов [14,15].

Материалы и методы

Для проведения исследования использовались результаты, полученные в ходе анализа более чем 500 керновых образцов, отобранных с группы месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По текущему объему информации были рассчитаны показатели, характеризующие процент заполнения соответствующего поля и количество уникальных значений. Последний параметр является ключевым для возможности применения алгоритма в условиях ограниченного объема данных. Помимо этого, на основании сопоставления количества уникальных значений возможна идентификации паттернов и типизация геолого-физических условий залегания продуктивных пластов. Первичная обработка массива данных позволила установить следующее: из пятнадцати геологических характеристик 40% имеют процент заполнения более 20%. Наибольшее значение определено для параметров, характеризующих степень нефте-или водопроявления, тип пустотного пространства, а также наличие трещиноватости. При реализации дифференцированного анализа в зависимости от приуроченности к тому или иному горизонту данный тренд подтверждается, однако наблюдаются изменения иерархичности макроописаний, что в первую очередь обусловлено уникальностью рассматриваемого объекта. Так, для кизеловского горизонта в наибольшей мере представлена информация, позволяющая определить наличие трещин и их (косвенно) характер распределения в межскважинном пространстве, а по керновым образцам бобриковского горизонта высокую актуальность представляют данные о материалах заполнения трещин. Отметим, что для представленного перечня характеристик дополнительно установлено количество уникальных значений, которое в интегральной форме описывает особенности залегания пород-коллекторов.

Для образцов керна, приуроченных к кизеловскому горизонту, наибольший процент уникальных значений идентифицирован по следующим параметрам: наличие и характеристика глинистых прослоев (58,3%), и тип пустотного пространства (44,3%). Это указывает на широкую вариативность условий их залегания и, следовательно, обуславливает возможность расширенного поиска объектов-аналогов, то есть применения обобщенных моделей. Обратная ситуация наблюдается по объектам, приуроченным к малевско-упинскому горизонту: практически для 80% характеристик процент уникальных значений варьируется в пределах от 37 до 84% за исключением параметра, описывающего характер

сульфатизации пород. В данном случае при использовании исходной текстовой геологической информации могут возникнуть неопределенности при определении комплекса скрытых закономерностей и их учета в решение задачи распознавания образов. Данный фактор подчеркивает необходимость использования инструментов бесшовной интеграции информации. В таблице 1 дифференцированно для каждого горизонта отражены значения эмпирического показателя, описывающего удельное влияние процента заполнения параметра (J) на вероятность надежного его применения при поиске объектов-аналогов (P). При расчетах использовался набор характеристик, для которых установлено наличие не менее 70% уникальных значений.

Таблица 1 – Результаты количественно-вероятностной оценки для четырех горизонтов месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Характеристика (шифр)	Горизонты			
	Кизеловский	Черепетский	Малевско-упинский	Бобриковский
	Значение J/P			
Характер нефте- или водопроявления (A)	**0,74**	0,18	0,59	0,43
Тип пустотного пространства (B)	0,53	0,9	0,14	0,22
Наличие и характер трещиноватости (C)	0,27	0,56	**0,67**	0,57
Материал заполнения трещин (D)	0,54	0,43	0,39	0,26
Литологический состав (E)	**0,88**	0,22	**0,84**	**0,70**
Наличие и характер сульфатизации (F)	0,34	0,53	0,22	0,12
Наличие и характер глинистости (G)	0,55	**0,81**	0,16	0,26
Наличие и характеристика глинистых прослоев (H)	**0,67**	**0,63**	**0,66**	**0,69**

Результаты

На основании полученных значений установлены закономерности влияния параметров на результативность поиска объектов-аналогов при условии показателя J/P не менее 0,6. Так, наличие и характеристика глинистых прослоев для четырех горизонтов варьируется в диапазоне от 0,63 до 0,69, что свидетельствует о следующем: данный показатель с вероятностью 95% не отражает особенности геологического строения объектов и может быть использован в качестве косвенного критерия для более глубокой идентификации и типизации залежей. При необходимости выделения однозначных паттернов рекомендуется использовать показатели, имеющие широкий диапазон варьирования рассчитанного соотношения. Для объектов, приуроченных к кизеловскому горизонту, наибольшее значение J/P определено по следующим параметрам: литологический состав, характер нефте-или водопроявления, наличие и характеристика глинистых прослоев. По образцам керна черепетского горизонта параметры, комплексно описывающие глинистость пород-коллекторов, имеют наибольшие значения J/P. Для малевско-упинского горизонта тренд схож с объектами кизеловского горизонта, однако наблюдается преобладание влияния трещиноватости, что выражается в проявлении высокой дисперсии продуктивности скважин и залежей. По образцам керна бобриковского горизонта литологический состав и глинистость оказывает наибольшее влияние на результативность поиска объектов-аналогов.

Отметим, что в рамках определенных закономерностей по горизонтам можно достаточно явно выделить следующие паттерны: преобладание глинистых прослоев и их расположение относительно оси горных пород предопределяет возможность тиражирования лучших практик разработки месторождений на различных объектах, при этом лишь для одного горизонта наблюдается тесная взаимосвязь между производными характеристиками (глинистость и глинистые прослои), что указывает на релевантность типизации образцов керна по данному критерию. По аналогии, литологический состав, наличие и характер трещиноватости, а также характер нефте-или водопроявления являются менее явными шаблонами, в связи с чем рекомендуется осуществлять комплексный иерархический подход при решении задач распознавания образов.

Ниже представлены обобщенные модели дифференцированно для каждого горизонта, позволяющие оперативно определять значимость выявленных паттернов вне зависимости от объема исходной информации, процента заполнения соответствующего поля данными, а также количества уникальных значений того или иного параметра (1-4):

- для залежей кизеловского горизонта:

$$X = 0{,}68 \cdot \sum_{i=1}^{n}(\sqrt{J/P)_i} \cdot \ 4{,}3\ \mathrm{e}^{(-J/P)_i}; \quad (1)$$

- для залежей черепетского горизонта:

$$X = 3{,}489 \cdot \sum_{i=1}^{n}(\sqrt{J/P)_i} \cdot \ 0{,}23\ \mathrm{e}^{(-J/P)_i}; \quad (2)$$

- для залежей малевско-упинского горизонта:

$$X = 4{,}77 \cdot \sum_{i=1}^{n}(\sqrt{J/P)_i} \cdot \ 0{,}16\ \mathrm{e}^{(-J/P)_i}, \quad (3)$$

- для залежей малевско-упинского горизонта:

$$X = 2{,}55 \cdot \sum_{i=1}^{n}(\sqrt{J/P)_i} \cdot \ 3{,}78\ \mathrm{e}^{(-J/P)_i}, \quad (4)$$

где $n -$ количество характеристик горных пород; $i -$ номер характеристики.

Полученные модели могут быть использованы в различных геолого-физических условиях залегания продуктивных пластов и в интегральной форме учитывают особенности процесса выявления уникальных паттернов для релевантного использования опыта разработки объектов-аналогов и иерархической типизации условий залегания залежей.

Выводы

Таким образом, в результате проведенных исследований получены следующие выводы и результаты:

- с учетом увеличения потребностей в энергоресурсах приоритетной задачей для недропользователей является вовлечение в процесс эксплуатации залежей, запасы которых приурочены к трудноизвлекаемым категориям;

- несмотря на наличие широкого перечня моделей, обеспечивающих установление скрытых закономерностей на основании исходных геологических данных, надежность их применения для идентификации объектов-аналогов снижается в случае проявления факторов неоднородности, неравновесности и нелинейности;

- для пород-коллекторов, приуроченных к перспективным для освоения горизонтам месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, проведена апробация научно-методических основ бесшовного поиска паттернов и применения их в решение задач нефтепромысловой геологии и разработки;

- получены обобщенные эмпирические модели (1-4), позволяющие даже при условии ограниченного объема информации устанавливать количественно-качественные и вероятностные связи между геологическими характеристиками.

Дальнейшие исследования в данном направлении могут быть посвящены адаптации сформированной иерархической структуры для косвенной оценки нефтегазоносности по совокупности косвенных и сопряженных данных.

Список использованных источников

1. Кулешова, Л. С. Альтернативный алгоритм оценки степени взаимовлияния скважин и эффективности заводнения с использованием систем компьютерного моделирования / Л. С.

Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей : Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Ухта, 07–08 ноября 2024 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2024. – С. 93-97.

2. Мухаметшин, В. В. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 140-146. – DOI 10.18799/24131830/2020/5/2644.

3. Предложения по подготовке и разработке сложнопостроенных залежей углеводородов с целью повышения эффективности разведки и освоения месторождений нефти и газа / Е. Б. Грунис, Б. И. Давыденко, В. Б. Ростовщиков [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 4. – С. 14-21.

4. Кулешова, Л. С. О необходимости учета тектонико-стратиграфического фактора при выборе плотности сетки скважин в условиях залежей нефти Урало-Поволжья / Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 7(391). – С. 47-51.

5. Изучение влияния геолого-технологических факторов на степень выработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, В. Н. Петров // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 12(289). – С. 15-19.

6. Выделение литолого-фациальных особенностей отложений на основе методов машинного обучения / О. А. Залевский, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, А. Р. Шарафутдинов // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 6. – С. 16-25. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-6-16-25.

7. Особенности обоснования подсчетных параметров залежей углеводородов в новых стратиграфических объектах в условиях ограниченности данных и отсутствия прямых геологических аналогов (на примере Хаян-Кортовского месторождения) / А. А. Брайловская, А. С. Гудков, И. А. Земцова, В. М. Яценко // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 5. – С. 74-78. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-5-74-78.

8. Особенности выбора комплекса геофизических методов для выявления перспективных объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в разрезе пробуренных скважин / Н. А. Назимов, Б. Ф. Ахметов, Е. В. Спиридонова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 7. – С. 6-10. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-7-6-10.

9. Фурсов, А. Я. Некоторые методические приемы прогнозирования прироста запасов при доразведке многопластовых месторождений / А. Я. Фурсов, А. Ф. Галимова, Т. А. Карипова // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 2. – С. 23-26. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-2-23-26.

10. Котенев, Ю. А. Геолого-промысловые критерии дифференциации остаточных запасов нефти и способы их освоения / Ю. А. Котенев, В. М. Чиликин, Р. В. Климин // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 33. – С. 69-82. – DOI 10.24412/2949-4052-2023-4-69-82.

11. Комплексная оценка результативности закачки нефтекислотных эмульсий в условиях сложнопостроенных залежей нефти черепетского и кизеловского горизонтов Южно-Татарского свода / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2025. – Т. 64, № 2. – С. 72-79. – DOI 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-72-79.

12. Применение непараметрических критериев в решении базовых задач оптимизации процессов нефтеизвлечения / В. Ш. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, М. К. Рогачев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 4. – С. 8-18. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-4-8-18.

13. Малов, А. Г. Влияние особенностей строения ПЗП скважин на процесс проведения ско на турнейском ярусе месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. Г. Малов, Л. С. Кулешова, Р. Ф. Якупов // Карбонатные отложения 2024 : Сборник тезисов

Международной научно-практической конференции, Казань, 14–15 августа 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. – С. 247-251.

14. Построение модели вторичной пустотности карбонатного коллектора на примере одного из месторождений Тимано-Печорской провинции / Д. Р. Ардисламова, В. А. Колесов, Н. О. Фокеева [и др.] // Геомодель 2021 : Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 06–10 сентября 2021 года. – Москва: ООО "ЕАГЕ Геомодель", 2021. – С. 115. – DOI 10.3997/2214-4609.202157136.

15. Construction of the secondary voidness model on the example of carbonate reservoir timan-pechora province deposits / D. R. Ardislamova, V. A. Kolesov, N. O. Fokeeva [et al.] // Geomodel 2021 - 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development : 23, Gelendzhik, 06–10 сентября 2021 года. – Gelendzhik, 2021. – DOI 10.3997/2214-4609.202157136.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО АСПВ ФОНДА СКВАЖИН НА КАРАСЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

П.М. Малышев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

Ф. Ф. Газизов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. В статье рассматриваются предложения по повышению эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин на Карасевском месторождении ЯНАО. Первый приток углеводородов на Карасевском месторождении получили в 1989 году. С тех пор при эксплуатации и разработке данного месторождения возникают некоторые сложности, в т.ч. отложения АСПВ на скважинном оборудовании. Показатели анализа эксплуатации фонда скважин для данного месторождения подводят к необходимости рассмотрения предложений повышения эффективности эксплуатации осложненного АСПВ фонда скважин.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, скважинная продукция, осложнения, АСПВ, НПО, НГС.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF THE COMPLICATED WELL FUND AT THE KARASEVSKY DEPOSIT

P.M. Malyshev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

F. F. Gazizov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. The article discusses proposals for improving the efficiency of the complicated well stock at the Karasevskoye field in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The first hydrocarbon inflow at the Karasevskoye field was obtained in 1989. Since then, some difficulties have arisen during the operation and development of this field, including the formation of AGP deposits on well equipment. The analysis of the well stock operation for this field has led to the need to consider proposals for improving the efficiency of the complicated AGP well stock.

Keywords: field, well, oil, well production, complications, ASPV, NGO, NGS.

30.12.1989 года в Ямало-Ненецком автономном округе было открыто Карасёвское нефтегазоконденсатное месторождение. Месторождение было открыто скважиной №14 Кировской нефтегазоразведочной экспедицией Главтюменьгеологии. Находится на территории Надымского района, в 390 км к юго-востоку от Салехарда. Относится к Ярудейскому нефтегазоносному району Надым-Пурской нефтегазоносной области. Площадь

месторождения - 40 кв. км. В пределах месторождения выявлены 8 нефтяных и 1 газоконденсатная залежи.

Промышленная продуктивность Карасевского месторождения связана с песчаными пластами ачимовской нефти. Нефть классифицируется как лёгкая (плотность в нормальных условиях 856 кг/м^3), сернистая (0,8% S), парафинистая (3% парафинов), малосмолистая. Попутный газ содержит 65% метана, характеризуется как жирный. Средняя величина газосодержания по всем пластам принята – 36,0 м^3 / м^3.

Указанные выше свойства скважинной продукции Карасевского месторождения в комплексе с геолого-техническими характеристиками разработки месторождения определяют проявление некоторых осложнений в работе добывающего фонда скважин. В частности – это формирование и отложения АСПВ на нефтепромысловом оборудовании (НПО). Указанное осложнение напрямую влияет на такие технические и экономические показатели, как: выход из строя скважинного оборудования, уменьшение наработки на отказ НПО, уменьшение межремонтного периода по скважине и в целом по месторождению, следовательно, увеличиваются расходы на проведение ремонта НГС, так же как и увеличиваются затраты на ингибирование призабойной зоны скважины, что влияет на уменьшение в конечном итоге на получение прибыли от добычи углеводородов у нефтедобывающего предприятия. Поэтому весьма важно в современное время, когда нефтедобывающие предприятия сталкиваются с санкционными трудностями в своей работе, отслеживать технические параметры работы скважин добывающего фонда, а так же физико-химические состав скважинной продукции. Так же необходимо брать во внимание, что в процессе эксплуатации и разработки месторождения возможны изменения в составе и свойствах пластовых флюидов, что будет воздействовать на изменение состояния статистики с уже проявленными и осложнениями в работе добывающего фонда, и появление новых других типов осложнений.

Многопластовый тип рассматриваемого месторождения также может влиять на степень проявления разных типов осложнений. Поэтому, необходимо вести контроль и борьбу с осложнениями по результатам текущего мониторинга добычи по участкам месторождения.

Проведенные за последнее время исследования пришли к выводу, что наличие в скважинной продукции асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в среднем от 10% до 15% дает возможность для проявления и образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования. Такая ситуация по осложнениям парафинизации оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. [1]

В своей научной работе автор Марьин В.И. пишет, что: «предотвращения осложнений с АСПО введется в двух направлениях: предупреждение образования АСПВ с помощью химических, физических методов и применения гладких (защитных) покрытий, и удаление отложений АСПО, с помощью тепловых и механических методов. [3]

Для повышения эффективности эксплуатации осложненного АСПВ фонда скважин на

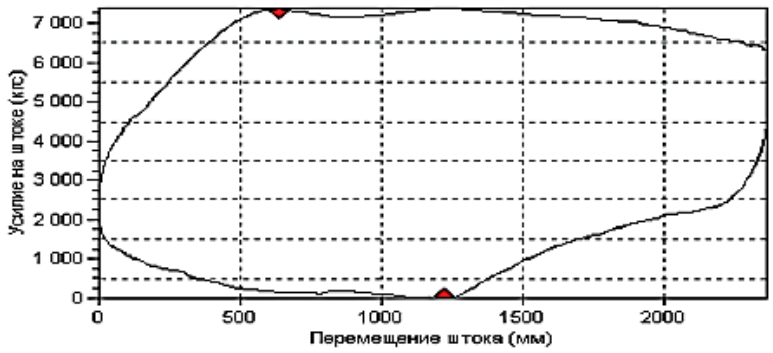


Рисунок 1 - Динамограмма, снятая в скважине Карасевского месторождения с наличием АСПО в ГНО от 23.07.2023 г.

Карасевском месторождении рекомендуются планово-предупредительные обработки ГНО растворителями АСПО. В таком случае в среднем на 1 скважину приходится около 7 обработок в год. Периодичность таких обработок составляет 1 раз в 1–3 мес. и уточняется по результатам промышленного применения технологии.

На рисунке 1 показана динамограмма, снятая в скважине Карасевского месторождения с наличием АСПО в ГНО.

Рассматриваемая скважина согласно технологическому регламенту была подвергнута обработке реагентом СОНПАР-5402 в объеме 0,43 м^3 23.07.2023 г.

После обработки вновь сняли динамограмму 28.07.2023 г. (см. рисунок 2).

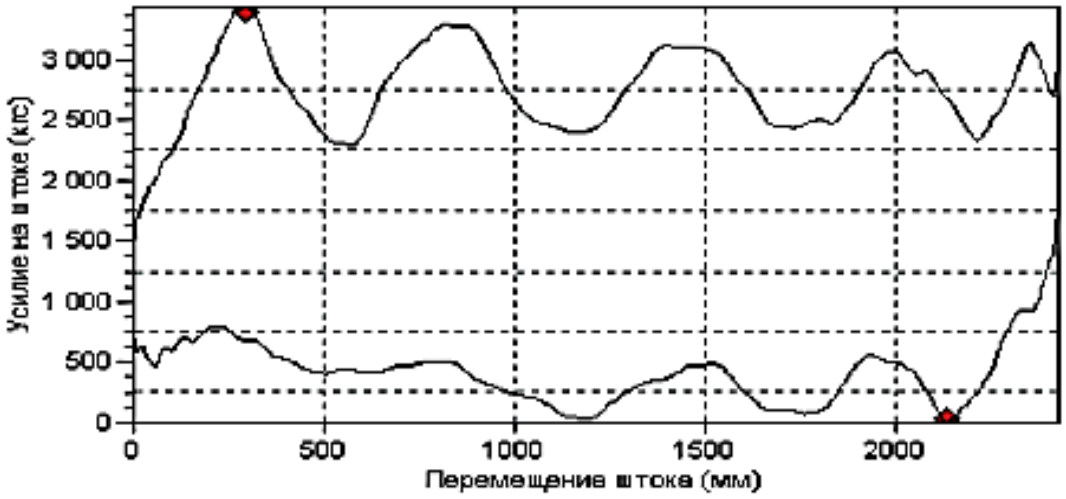


Рисунок 2 - Динамограмма, снятая в скважине Карасевского месторождения с наличием АСПО в ГНО от 28.07.2023 г.

Из данных динамограммы рисунка 2 видно снижение нагрузки почти в 2 раза характеризует улучшение работы насоса. Данный вывод подтверждает и форма динамограммы.

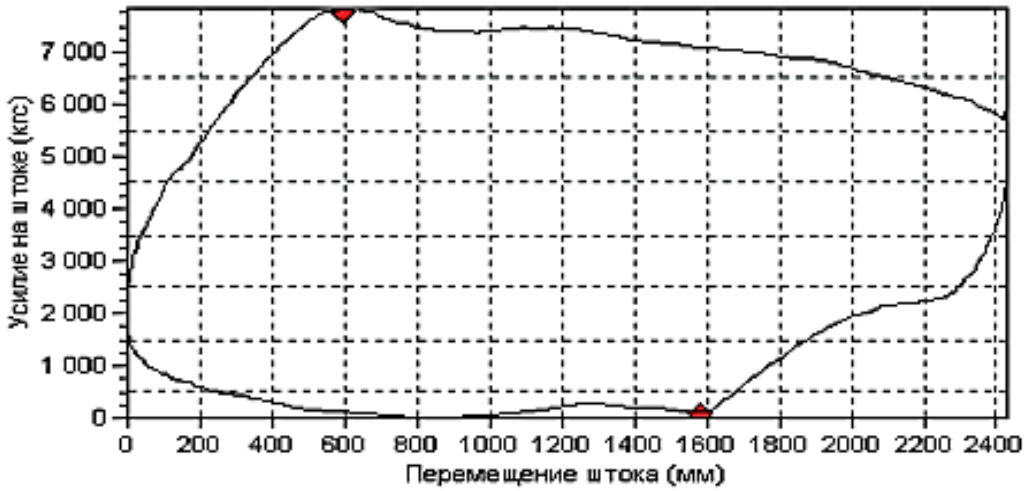


Рисунок 3 - Динамограмма, снятая в скважине Карасевского месторождения с наличием АСПО в ГНО от 21.10.2023 г.

По результатам дальнейших плановых исследований этой скважины возвращение исходной формы динамограммы произошло 21.10.2023 г., что говорит о необходимости проведения повторной обработки реагентом СОНПАР-5402, что наглядно показано на рисунке 3. Таким образом, как видим эффект от обработки продлился около трех месяцев.

Было принято решение, и скважина вновь была промыта реагентом СОНПАР-5402 в том же объеме 0,4 $м^3$.

Таким образом, из динамограмм рисунков 1-3, применение химического метода борьбы с АСПО для фонда скважин Карасевского месторождения является довольно эффективным. Поэтому, для повышения эффективности эксплуатации осложненного АСПВ фонда скважин на Карасевском месторождении рекомендуются планово-предупредительные обработки ГНО реагентом СОНПАР-5402 в объеме 0,43 $м^3$.

В заключение можно отметить, что для Карасевского месторождения температура насыщения нефти парафинами равна 52 ^{0}С. При пластовой температуре 89 – 90 ^{0}С, высокой обводненности (свыше 80%) и довольно высоких дебитах (в среднем свыше 500 т/сут) устьевая температура потока достигает 80-75 ^{0}С, поэтому проблема запарафинивания внутрискважинного оборудования в настоящее время не является весьма важным и значительным осложнением, что подтверждается опытом эксплуатации имеющихся скважин (отсутствие отказов по причине АСПО). В дальнейшей перспективе при кратном снижении дебитов возможно накопление АСПО в виде нефтешлама в наземном оборудовании (выкидные линии, ГЗУ, сепараторы). Однако в связи с высокой обводненностью продукции образование монолитных отложений АСПО на стенках аппаратуры не прогнозируется.

Список использованных источников:

1. Белкина, С.А., Нагаева С.Н Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ/С. А. Белкина, С. Н. Нагаева/Вестник Югорского государственного университета. 2016 г. Выпуск 3 (42). С. 7–11 7 УДК 622.276.

2. Исмаилов Х. Р., Шабалин А. Д., Шахбазов Ш. А. Методы борьбы с АСПО и гидратами на нефтяных скважинах Уренгойского месторождения // Актуальные исследования. 2024. №53 (235). С. 31-34. URL: https://apni.ru/article/10977-metody-borby-s-aspo-i-gidratami-na-neftyanyh-skvazhinah-urengojskogo-mestorozhdeniya.

3. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. - 156 с.

4. Шихиев, Я. Д. Мухаметшин Е.В. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО / Я. Д. Шихиев // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 6. – С. 133.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННОГО ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ФОНДА СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.М. Малышев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

Д.Д. Каримов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. В настоящей статье анализируется, прежде всего, такая проблема Самотлорского месторождения, как вынос песка, приводящий к повреждению погружного оборудования. В призабойной зоне пласта (ПЗП), вследствие выноса из пласта песка, породы могут утратить устойчивость, что, в конечном итоге, приводит к деформации эксплуатационной колонны (ЭК) и даже остановке объекта. При осаждении на забое песок формирует пробку, вследствие чего амортизация погружного оборудования ускоряется, а нефтяной дебит падает.

Ключевые слова: месторождение, призабойная зона пласта, скважина, дебит, скважинное оборудование, мехпримеси, пескопроявления, ПЗП, НГС.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION COMPLICATED BY THE ELEVATION OF MECHANICAL IMPURITIES OF THE SAMOTLORSKY DEPOSIT WELLS

P.M. Malyshev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)
D.D. Karimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. This article primarily analyzes the problem of sand extrusion at the Samotlorsk field, which leads to damage to submersible equipment. In the near-wellbore zone (NZW), sand extrusion can cause the formation to lose stability, leading to deformation of the production string (PS) and even the shutdown of the well. When sand settles at the wellhead, it forms a plug, accelerating the wear and tear of the submersible equipment and reducing the oil production rate.

Keywords: field, bottom-hole zone, well, flow rate, well equipment, mechanical impurities, sand production, BHZ, NGS.

Все нефтегазовые месторождения, находясь на завершающей стадии разработки нефтяных залежей сталкиваются с рядом осложнений при эксплуатации НГС, из за которых ухудшаются технико-экономические показатели работы операторов месторождений – уменьшается межремонтные период и наработка на отказ скважинного оборудования, снижается дебит нефти, следовательно, уменьшается объем добычи углеводородов и прибыли нефтегазодобывающего предприятия.

В число таких осложнений входят: отложение солевых осадков, образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), пескопроявления, преждевременное обводнение добываемой продукции, эрозия, разгерметизация ЭК и т.д.

В статье анализируется, прежде всего, такая проблема, как вынос песка, приводящий к повреждению погружного оборудования.

На рисунке 1 показаны основные факторы, влияющие на пескопроявление.



Рисунок 1 - Основные факторы, влияющие на пескопроявление

Автор Костилевский В. А. в своей работе указывает, что: «явления эрозии, представляющей собой одно из наиболее серьёзных осложнений в ходе эксплуатации углеводородных месторождениях, наблюдаются на оборудовании различных типов – узлах глубинно-насосного оборудования (ГНО), внутрипромысловых трубопроводах, фонтанной арматуре (ФА), колоннах насосно-компрессорных труб (НКТ), системах подготовки и перекачки продукции. Причины данного явления различны, однако в число наиболее распространённых входит присутствие в добываемых жидкостях твёрдых механических примесей. В сырой нефти, как правило, содержатся мехпримеси, состоящие главным образом из частиц разрушенной породы, известняка, песка, солей, оксидов металлов, нерастворимых углеводородных составляющих. В слабосцементированных породах вынос песка в большинстве случаев обусловлен такими факторами, как: повышение эффективных напряжений в коллекторе, приводящее к снижению давления в пласте и на забое и, соответственно, к разрушению цементного кольца; слабая структура пород неглубоко залегающего пласта, что обуславливает отсутствие межзернового цемента и/или непрочность слагающих коллектор пород; воздействие технологических составов и жидкостей пласта; значительная вязкость нефти; форсированная нефтедобыча; различные сочетания перечисленных факторов» [1].

По мнению автора Березовского Д. А.: «вынос мехпримесей из ПЗП происходит по различным причинам, среди которых одна из наиболее распространённых – это обводнение добываемой продукции на ранних этапах эксплуатации объекта. Под воздействием воды происходит разбухание глинистой фракции, цементирующей зёрна пород пласта, что, в конечном итоге, приводит к снижению прочности цемента вследствие диспергирования частиц породы» [2].

Так же автор Березовский Д. А. в своей работе пишет, что: «с применением разработанной В.А. Васильевым методики рассчитаны параметры указанного процесса для Анастасиевско-Троицкого месторождения (разбухание глинистой фракции, цементирующей зёрна пород пласта), а также разработан метод укрепления ПЗП в условиях снижения плотности породы. Снижение давления в пласте также входит в число значимых причин выноса из ПЗП мехпримесей. При отсутствии мер для поддержания давления в пласте на поздних этапах разработки залежи пласт истощается, в породах пласта возрастают значения эффективных напряжений, что повышает риск разрушения породы» [2].

Вынос песка по мере увеличения обводненности становится более интенсивным. Наряду с проблемой обводненности нефти, в одной из работ [3] проводится анализ процесса суффозии, т.е. передвижения частиц песка вместе с жидкостным потоком, вследствие чего порода смещается к забою.

Лыкова Н.А. в статье, автором котором является, отмечает следующее, что: «доля добычи нефти установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) составляет порядка 70%. Интенсификация добычи нефти за последние два десятилетия сопровождается гидроразрывами пласта, увеличением глубины подвески установок и увеличением депрессии на пласт. Всё это приводит к таким осложнениям при добыче нефти, как вынос твёрдых частиц, отложение солей, нерастворённый газ, высокая температура скважинной жидкости. Отложения представляют собой поликомпонентные соединения, включающие в себя зёрна кварца, плагиоклаза, частицы гироокислов железа. Карбонат кальция и другие виды солей цементируют зёрна твёрдых пород, образуя прочные соединения. Таким образом, проблема засорения вызвана двумя причинами - отложением солей и выносом нерастворимых твёрдых частиц из пласта, и для успешного решения к проблеме засорения нужно подходить комплексно» [5].

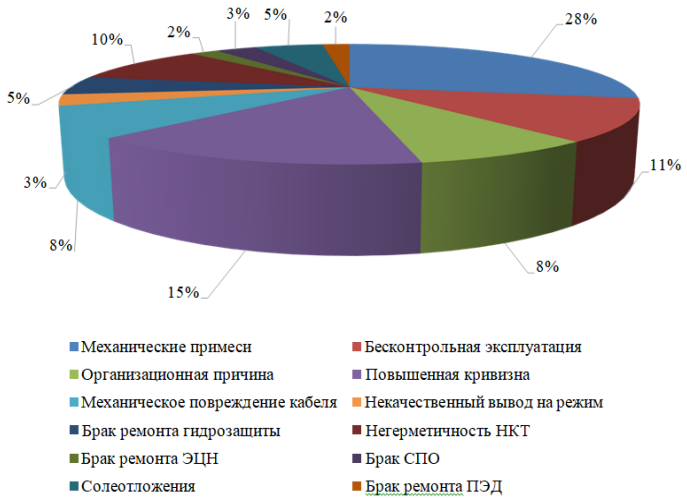


Рисунок 2 - Причины отказов УЭЦН на Самотлорском месторождении

Самотлорское нефтегазовое месторождение одно из крупнейших месторождений Западной Сибири и разрабатывается с 1969 г. В настоящее время разработка и эксплуатация данного месторождения характеризуется четвертой, завершающей, стадией. Следовательно, наблюдается высокая обводненность скважинной продукции, около 92%. Обводненность продуктивных пластов оказывает отрицательное влияние на работу скважинного оборудования. Известно, что 73% скважин добывающего фонда эксплуатируются УЭЦН.

По мнению автора Якимова С.Б. указано, что: «отрицательные факторы влияния высокого уровня обводненности продукции на условия эксплуатации ЭЦН более весомы. Как отмечено в [5], обычно по мере увеличения обводненности добываемой жидкости и объемов ее добычи при эксплуатации месторождений с терригенными коллекторами увеличивается и количество попутно добываемого песка. Данные по динамике добычи песка при разработке Самотлорского месторождения никем не приводились, однако, учитывая достигнутый уровень обводненности добываемой жидкости и факт эксплуатации большинства скважин с максимальной для используемого способа механизированной добычи депрессией, можно предположить, что содержание абразивных частиц достигло максимального уровня» [5].

По рисунку 2 выполним анализ причин отказов УЭЦН на рассматриваемом Самотлорском месторождении за период 2022 г. Максимальный удельный вес отказов УЭЦН приходится на механические примеси – 28%, по организационным причинам УЭЦН отказали на уровне 15%, брак ремонта ПЭД – 11%, брак ремонта УЭЦН и механическое повреждение кабеля – по 8% соответственно. 10% приходится на негерметичность НКТ.

Таким образом, на первое место по числу отказов вышли отказы из-за механических примесей.

Лабораторное исследования частиц механических примесей, взятых из продукции скважин Самотлорского месторождения показали высокую концентрацию абразивных частиц в добываемой жидкости на уровне 112 мг/л. Согласно данным таблицы 1, где показан уровень градации содержания механических примесей в добываемой жидкости, уровень равный 112 мг/л – это тот уровень, который оказывает разрушительное действие на оборудование УЭЦН.

Таблица 1 - Градация уровня содержания мех. примесей в добываемой жидкости

Градация	Уровень механических примесей, мг/л
Малое	10
Среднее	11-50
Большое	51-200
Очень большое	≥200

В таблице 1 показана градация уровня содержания песка в добываемой жидкости, используемая зарубежными производителями ЭЦН [6], которые проблему оценивают совершенно иначе. Исходя из представленных данных, среднее содержание выноса мех. примесей на скважинах, Самотлорского месторождения, на уровне 112 мг/л можно считать большим, то есть способным оказать значительное негативное влияние на ресурс работы ЭЦН, что, собственно, и происходит.

Нужно отметить, что основной причиной осложнения в работе добывающего фонда скважин Самотлорского месторождения выносом механических примесей является гидроразрыв пласта (ГРП), при проведении которого происходит вынос проппанта.

Для организации борьбы с осложнением по выносу механических примесей скважин на Самотлорском месторождении в основном устанавливаются газопесочные якоря на приеме насоса и установка специальных фильтров. Анализ показывает неэффективность данного действия по причине их быстрого засорения.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин осложненных выносом механических примесей на Самотлорском месторождении предлагается установка погружного сепаратора механических примесей.

Центробежная сепарация перед обтеканием погружного электродвигателя откачиваемой жидкостью и размещения центробежного сепаратора под электродвигателем, позволяет повысить надежность эксплуатируемого оборудования УЭЦН и защитить УЭЦН от засорения механическими примесями, следовательно, уменьшится износ ее рабочих элементов, значит - увеличится наработка на отказ оборудования (ННо) и увеличится межремонтный период скважины, что будет подтверждать повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях выносом механических примесей на Самотлорском месторождении.

Список использованных источников:

1 Костилевский, В. А. Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлением: электронный ресурс / В А. Костилевский, А. В. Дитц, О. В. Бикбулатов, П. А. Зырьянов, С. С. Никифоров, К. К. Меркурьев, С. Н. Попов. – ПАО «ЛУКОЙЛ»: Институт проблем нефти и газа РАН. Режим доступа: https://online.runeft.ru/5/kostilevsky.

2 Березовский, Д. А. Анализ технологических методов снижения последствий пескопроявлений в скважинах / Д. А. Березовский, С. Б. Бекетов // Булатовские чтения. – 2022. – С. 159-165.

3 Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 343 с. 4 Жихор П. С. Исследование процессов разрушения слабоконсолидированного пласта и разработка технологии предотвращения пескопроявлений / П. С. Жихор. – Краснодар, 2014. – 24 с.

4 Куклинская, Е. Ю. Обоснование и разработка составов технологических жидкостей для укрепления призабойной зоны пласта при освоении и ремонте газовых скважин / Е. Ю. Куклинская. – Ставрополь: 2018. –20 с.

5 Лыкова, Н.А. Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов / Н.А. Лыкова // АО «Новомет-Пермь». Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/ustroystva-dlya-zaschity-uetsn-ot-oslozhnyayuschih-faktorov/viewer.

6 Якимов, С.Б. О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения / С.Б. Якимов // УДК 622.276.53. TERRITORIJA NEFTEGAS – OIL AND GAS TERRITORY No. 7-8 august 2016. – С. 78-86.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Мансур Хайтам Рамадан Седдик
Абдельрахим Абделлах Эльсаед Эльараби
Нур Хасан Хилал Фалхи
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР-24-11, 12)

Аннотация. В данной статье рассматриваются различные методы прогнозирования и проектирования эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи. Одним из критериев выбора является стадия разработки месторождения. В статье показаны основные перспективные методы.

Ключевые слова: КИН, запасы нефти, стадия разработки.

UDC 622.276

METHODS FOR FORECASTING THE EFFICIENCY OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS

Mansur Xaytam Ramadan Seddik
Abdeljraxim Abdellax Eljsaed Eljarabi
Nur Xasan Xilal Falxi
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. MGR-24-11, 12)

Annotation. This article examines various methods for predicting and designing the effectiveness of applied enhanced oil recovery methods. One of the selection criteria is the stage of field development. The article presents the main promising methods.

Keywords: Recovery factor, oil reserves, stage of development.

Прогнозирование эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН) представляет собой сложную многокритериальную задачу, от качества решения которой зависит экономическая целесообразность многомиллионных инвестиций в разработку месторождений. Современная нефтепромысловая наука предлагает широкий спектр методов прогнозирования — от детального гидродинамического моделирования до экспресс-оценок на основе искусственных нейронных сетей [1-3].

Наиболее распространенный практический подход основан на анализе экспоненциального падения дебита скважин. Методика, применяемая при оценке эффективности ГТМ, использует следующую формулу для расчета коэффициента падения:

$$k = \frac{\ln(q_n) - \ln(q_k)}{12} \quad (1)$$

где: q_n – добыча на начало расчетного периода (месяц 1); q_k – добыча на конец расчетного периода (месяц 12); k – экспоненциальный коэффициент падения дебита.

На рисунке 1 показаны возможные аналитические кривые падения добычи нефти.

В качестве компромиссного решения между точностью и вычислительной эффективностью разрабатываются упрощенные подходы. Исследователи предлагают использовать двухмерные динамические модели, которые при правильном обосновании (например, для пластов с подстилающей водой или слоистых структур с незначительными перетоками) позволяют получать прогнозы приемлемого качества при существенно меньших временных затратах.

Современные разработки предлагают гибридные архитектуры, например, KAN-LSTM, интегрирующие сети, основанные на знаниях, с долгой краткосрочной памятью для повышения точности прогнозов добычи в системах CCUS-EOR .

Конечной целью прогнозирования является не только технологическая, но и экономическая оценка эффективности. Современные подходы предполагают интеграцию скрининга МУН, прогнозирования добычи с использованием аналитических моделей и

экономического анализа с применением методов Монте-Карло и стохастической оптимизации для учета неопределенностей и выбора оптимального сценария разработки .

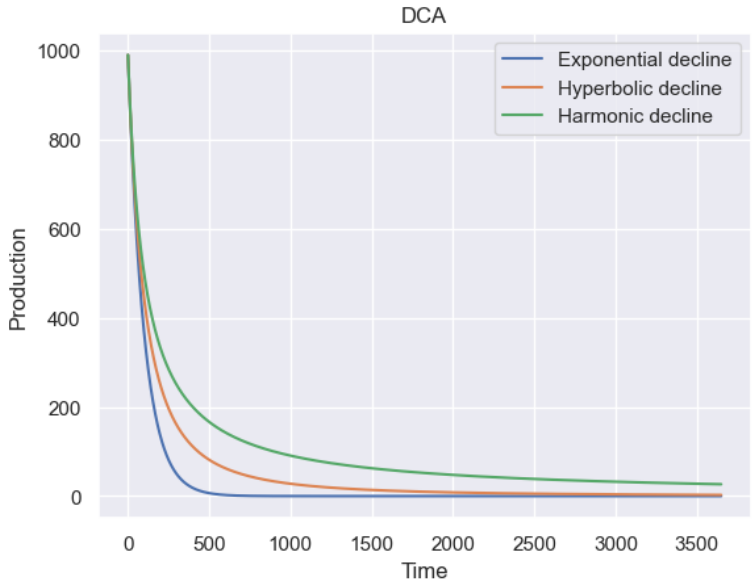


Рисунок 1. Кривая падения добычи нефти.

Разнообразие методов прогнозирования эффективности МУН отражает сложность задачи и необходимость дифференцированного подхода в зависимости от стадии проекта и доступной информации. Комбинация детального моделирования для ключевых участков, экспресс-методов для массовой оценки и нейросетевых технологий для выявления скрытых закономерностей позволяет нефтяным компаниям принимать обоснованные решения при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Список использованной литературы

1. Методы повышения нефтеотдачи: исследование новых технологий для увеличения извлечения углеводородов из зрелых месторождений / [Авторы: сотрудники АГТУ]. — Текст: электронный // Вестник Астраханского государственного технического университета. — 2025. — 18 декабря. — С. 70–74.

2. Заливин, В. Г. Инициирование нефтеотдачи пластов: учебник / В. Г. Заливин. — Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2025. — 656 с.

3. Фундаментальные и прикладные аспекты физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, созданных в ИХН СО РАН. Композиции на основе ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / [Авторы: сотрудники ИХН СО РАН]. — Текст : электронный // Химия в интересах устойчивого развития. — 2025. — Т. 33, № 1. — С. 99–129.

4. Заливин, В. Г. Инициирование нефтеотдачи пластов: учебник / В. Г. Заливин. — Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2025. — 656 с.

5. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : выставочные материалы / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк; Ухтинский государственный технический университет. — Ухта: УГТУ, 2014. — 126 с.

6. Аржиловский, А. В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи / А. В. Аржиловский, Д. Г. Афонин, А. А. Ручкин [и др.]. — Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 9. — С. 63–67. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-63-67 .

7. Вашуркин, А. И. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самотлорском месторождении / А. И. Вашуркин [и др.]. — Москва: ВНИИОЭНГ, 1989. — 38 с.

УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Мансур Хайтам Рамадан Седдик
Абдельрахим Абделлах Эльсаед Эльараби
Нур Хасан Хилал Фалхи
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. МГР-24-11, 12)

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири. Приводятся реальные примеры их применения и эффективности. Также прогнозируется применение различных перспективных технологий.

Ключевые слова: КИН, запасы нефти, стадия разработки.

UDC 622.276

MODERN METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY AT WESTERN SIBERIAN FIELDS

Mansur Xaytam Ramadan Seddik
Abdeljraxim Abdellax Eljsaed Eljarabi
Nur Xasan Xilal Falxi
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, students gr. MGR-24-11, 12)

Annotation. This article analyzes enhanced oil recovery methods at Western Siberian fields. It provides real-world examples of their application and effectiveness. It also forecasts the application of various promising technologies.

Keywords: Recovery factor, oil reserves, stage of development.

Большинство нефтяных месторождений Западной Сибири разрабатываются с 1970-х годов и в настоящее время находятся на заключительной стадии эксплуатации. Для этого периода характерны высокая обводненность добывающего фонда скважин и значительная выработка запасов. В этих условиях ключевой задачей становится применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН), позволяющих вовлечь в разработку остаточные запасы и трудноизвлекаемые ресурсы [1-3].

Рассмотрим основные методы увеличения нефтеотадчи, применяемые на различных месторождениях Западной Сибири.

- Гидродинамические методы

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи рассматриваются как одни из наиболее перспективных для зрелых месторождений Западной Сибири. Это связано с тем, что они позволяют минимизировать экономические и технологические затраты при одновременном повышении эффективности извлечения нефти.

Наибольшее распространение получило «нестационарное (циклическое) заводнение». Технология заключается в периодическом изменении режимов закачки и отбора жидкости. Как показали исследования на месторождениях Сургутского свода, регулирование режимов нагнетания за счет периодического переноса фронта закачки с одного ряда нагнетательных скважин на другой позволяет вовлечь в разработку ранее не дренируемые зоны [4].

На Лас-Еганском месторождении применение гидродинамических методов продемонстрировало свою технологическую эффективность.

- Газовые методы и водогазовое воздействие

Особую актуальность газовые методы приобретают при разработке низкопроницаемых коллекторов юрских отложений, где стандартное заводнение малоэффективно из-за низких темпов закачки воды. Высокая подвижность газа позволяет обеспечить необходимые темпы закачки, однако создает риск преждевременных прорывов к добывающим скважинам.

Водогазовое воздействие (ВГВ) в режиме смешивающегося вытеснения рассматривается как технология, позволяющая существенно снизить вероятность прорыва газа и повысить коэффициент охвата пласта. Лабораторные исследования и численное моделирование для условий юрских отложений Западной Сибири продемонстрировали впечатляющие результаты [6].

Применение жирного газа (газа низкого давления системы подготовки) в экспериментах на тонкой трубке показало коэффициент вытеснения 0,94 д.ед., а на керне — 0,695 д.ед. Однако численные расчеты выявили, что из-за высокой подвижности газа непрерывная закачка не позволяет достичь высоких значений коэффициента охвата. Водогазовое воздействие решает эту проблему: проницаемость по воде и газу в циклах ВГВ снижается в 5 и 30 раз соответственно. В результате средний коэффициент извлечения нефти (КИН) для варианта ВГВ составил 0,48 д.ед. против 0,21 д.ед. при базовом заводнении [7].

- Перспективные направления

Развитие методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири идет по пути комбинирования различных технологий. Как показано в исследованиях, наиболее эффективной является реализация двух геолого-технических мероприятий по схеме одновременного воздействия: например, физико-химических методов на границах участка и гидродинамических методов внутри участка .

Перспективным направлением становится применение нанотехнологий. Наночастицы могут использоваться для создания новых химических реагентов, увеличивающих проницаемость пород, а наноэмульсии и наногели способствуют снижению вязкости нефти. Наносенсоры позволяют осуществлять мониторинг состояния скважин и пластов в реальном времени, а нанопокрытия повышают износостойкость бурового оборудования.

Для баженовской свиты разрабатываются комплексные термогазовые методы, включающие закачку углеводородных растворителей в сочетании с термическим воздействием. Гидродинамическое моделирование таких процессов позволяет прогнозировать эффективность извлечения нефти из нетрадиционных коллекторов.

Западная Сибирь как крупнейший нефтедобывающий регион России нуждается в системном применении современных методов увеличения нефтеотдачи. Опыт показывает, что наибольшая эффективность достигается при комплексировании различных технологий — гидродинамических, химических, газовых и термических — с учетом конкретных геолого-физических условий каждого объекта разработки.

Список использованной литературы

1. Мандрик, И. Э. Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов / И. Э. Мандрик, Г. М. Панахов, А. Х. Шахвердиев ; под научной редакцией А. Х. Шахвердиева. — Москва : Нефтяное хозяйство, 2010. — 288 с.

2. Бабак, С. В. Эффективность технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов / С. В. Бабак. — 2-е издание. — Москва : Геоинформмарк, 2024. — 110 с.

3. Земцов, Ю. В. Физико-химические и малообъемные химические методы увеличения нефтеотдачи : учебное пособие / Ю. В. Земцов, М. И. Забоева ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. — Тюмень: ТИУ, 2022. — 78 с.

4. Заливин, В. Г. Инициирование нефтеотдачи пластов : учебник / В. Г. Заливин. — Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2025. — 656 с.

5. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : выставочные материалы / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк ; Ухтинский государственный технический университет. — Ухта : УГТУ, 2014. — 126 с.

6. Аржиловский, А. В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи / А. В. Аржиловский,

Д. Г. Афонин, А. А. Ручкин [и др.]. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 9. — С. 63–67. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-63-67 .

7. Вашуркин, А. И. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самотлорском месторождении / А. И. Вашуркин [и др.]. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1989. — 38 с.

УДК 620.197.3

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Д. Б. Мигранов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-14)

Аннотация. Статья посвящена проблеме углекислотной коррозии при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Обоснована экономическая целесообразность применения ингибиторов коррозии. Описаны требования к организации ингибиторной защиты, включая выбор способа дозирования. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний ингибитора ИНКОРГАЗ-112.

Ключевые слова: Углекислотная коррозия, диоксид углерода (CO_2), локальная коррозия, ингибитор коррозии, дозирование ингибитора, насосно-компрессорные трубы (НКТ).

UDC 620.197.3

THE USE OF INHIBITORS TO PREVENT CARBON DIOXIDE CORROSION

D. B. Migranov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-14)

Abstract. The article is devoted to the problem of carbon dioxide corrosion during the operation of gas and gas condensate fields. The economic feasibility of using corrosion inhibitors has been substantiated. The requirements for the organization of inhibitor protection, including the choice of dosing method, are described. The results of pilot-scale tests of the INCORGAZ-112 inhibitor are presented.

Keywords: Carbon dioxide corrosion, carbon dioxide, local corrosion, corrosion inhibitor, dosage of the inhibitor, pump-compressor pipe.

В настоящее время предприятия при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений сталкиваются с серьёзными проблемами, связанными с углекислотной коррозией из-за высокого содержания диоксида углерода. В основе механизма коррозии лежит химический процесс, который протекает самопроизвольно, изменяя при этом химические и механические свойства металла.

В скважине газовая фаза непрерывно движется в центре, тогда как жидкость образует плёнку на стенках трубы и состоит из мельчайших капель, которые перемещаются со скоростью газового потока. При давлении, превышающем критическое для CO_2, только температура определяет его фазовое состояние − жидкое или сверхкритическое. В процессе добычи объём CO_2, растворенного в воде, растёт с понижением температуры, при этом другая часть диоксида углерода находится в сверхкритическом состоянии и затем переходит в жидкую фазу с меньшей плотностью, чем у воды [2].

Основным фактором коррозии в углекислотной среде является свободная вода. По газосборному коллектору флюид из скважины транспортируется в виде смеси, состоящей из 86-92% газа, 8-14% углеводородного конденсата и менее 1% воды [2]. При снижении температуры в процессе разработки доля жидкой фазы увеличивается [7]. В газопроводах-шлейфах парциальное давление CO_2 падает, но присутствие воды в отдельной фазе усиливает коррозию на нижней поверхности трубы [7,1]. На рисунке 1 представлен график зависимости

скорости коррозии углеродистой стали в водном растворе от температуры в присутствии диоксида углерода при различных парциальных давлениях CO_2 [5].

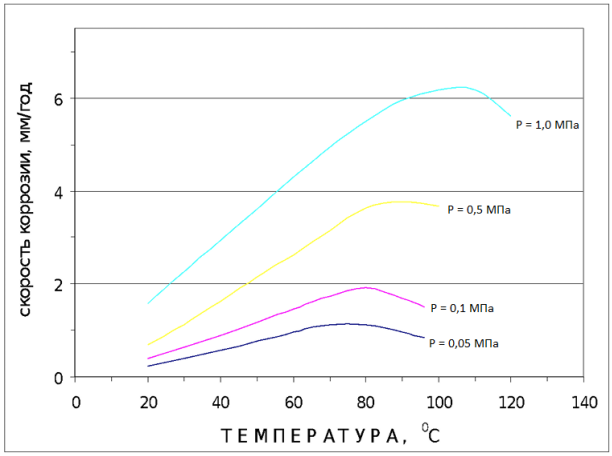


Рисунок 1 – Зависимость скорости коррозии углеродистой стали в водном растворе от температуры в присутствии диоксида углерода при различных парциальных давлениях CO_2.

Углекислотная коррозия может проявляться как сплошная, затрагивающая всю поверхность металла, или как локальная, поражающая отдельные участки, и имеющая возможность протекать значительно быстрее, чем средняя скорость потери массы металла, достигая до 10 мм/год [2]. Согласно стандарту СТО Газпром 9.3-011-2011, в проекте должны учитываться материалы и коррозионные допуски, обеспечивающие безопасную эксплуатацию оборудования на протяжении всего срока действия проекта при средней скорости общей коррозии не более 0,1 мм/год.

Скорость коррозии $V_к$ можно вычислить по формуле 1 [4]:

$$V_к = \frac{(m_1 - m_2)}{S \cdot \tau \cdot p_m}, \text{ мм/год,} \qquad (1)$$

где m_1, m_2 – массы образца до и после испытания, кг; S – площадь поверхности образца, мм^2; τ – время испытания, год; p_m – плотность металла образца, кг/м^3.

Локальная коррозия скважинного оборудования может быть представлена различными видами:

1. Точечная коррозия – образование язв малого поперечного размера (< 1 мм) и большой глубины;

2. Коррозия пятнами – образование на поверхности металла отдельных пятен, площадь которых превышает глубину проникновения коррозии;

3. Коррозия в виде канавок – это появление на поверхности металла неглубоких бороздок, ориентированных вдоль;

4. Мейза-коррозия – характеризуется тем, что коррозия распространяется как вглубь, так и по поверхности металла. Часто наблюдается развитие одной язвы в другой [6]. Скорость распространения может достигать 45 мм/год [2].

Основным видом коррозионных повреждений оборудования внутри скважин при углекислотной коррозии является локальная коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ). Она также может поражать обсадные колонны, запорную и регулирующую арматуру, трубопроводы обвязки скважин, газосборные коллекторы и контрольно-измерительное оборудование. Сквозные коррозионные повреждения нарушают герметичность лифта, а интенсивная мейза-коррозия может приводить к обрывам НКТ. Резьбовые соединения особенно уязвимы для локальной коррозии. Наиболее вероятное время эксплуатации насосно-компрессорных труб в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений 382 суток. Коррозию НКТ инициируют повышенные механические напряжения растяжения из-за веса колонны. Под воздействием значительных деформаций происходит деградация структуры стали, что усиливает порообразование,

диффузию углерода к поверхности и развитие углекислотной коррозии как на поверхности, так и в глубине металла. Поэтому максимальная коррозия в виде сквозных отверстий чаще всего наблюдается в верхней части колонны НКТ [2].

В качестве методов борьбы с углекислотной коррозией могут применяться трубы в коррозионно-стойком исполнении и внутренние защитные покрытия. В большинстве случаев эти методы позволяют снизить риск аварий, однако требуют значительных затрат и имеют низкую ремонтопригодность в полевых условиях [3].

Одним из самых доступных и экономически выгодных методов является использование ингибиторов коррозии, которые уже доказали свою результативность. Их применение оправдано с точки зрения экономии, и поэтому месторождения с агрессивными компонентами не разрабатываются без ингибиторной защиты. Достоинством этого метода является возможность использования как на новых, так и на эксплуатируемых скважинах, что позволяет в процессе освоения легко заменять применяемый ингибитор на другой, не нарушая при этом технологию добычи на промыслах. В России при разработке нефтяных и газовых месторождений ингибиторы коррозии применяются согласно предписаниям Госгортехнадзора.

Часто ингибиторы коррозии изготавливаются на основе азотсодержащих веществ, таких как амины, имидазолины, пиридины и четвертичные основания, в функциональной группе которых присутствует атом азота [8]. В некоторых случаях применяются ингибиторы другого типа, например, фосфатные, для систем с углекислотной коррозией. Эффективность ингибиторов от различных производителей варьируется от 90 до 92 %.

Перед применением ингибиторной защиты необходимо проанализировать статистики отказов, технологические характеристики трубопроводной системы, выявить механизм коррозии, провести лабораторные и опытно-промышленные испытания ингибиторов [3].

Прежде чем внедрять ингибиторную защиту необходимо определить количество, размещение точек ввода ингибитора и способы его подачи в систему. Размещение точек ввода должно обеспечить доступ ингибитора ко всей поверхности металла защищаемых трубопроводов, учитывая в системе критические участки, таких как зоны с повышенной скоростью коррозии и экологически значимые места [3].

Подача ингибиторов в трубопроводные системы может осуществляться с использованием двух способов: постоянного дозирования ингибитора в поток и периодической обработки [9].

При постоянном дозировании формирование и поддержание защитного слоя осуществляется за счет диффузии активного компонента ингибитора из объема жидкости на поверхность металла. Эффективность защиты трубопроводов с помощью ингибиторов коррозии зависит от химического состава, адсорбционной способности и количества вводимого ингибитора [9].

При периодическом дозировании организуют контакт поверхности металла трубопровода с товарной формой ингибитора или ее концентрированным раствором. Они должны обладать эффектом последействия, то есть образующийся при их применении защитный слой должен сохранять свою целостность в течение долгого времени [9]. Интервал времени между периодическими обработками не должен превышать времени последействия применяемого ингибитора, которое определяется в процессе опытно-промышленных испытаний и уточняется мониторингами коррозии в процессе применения [3].

На текущий момент существует множество видов ингибиторов коррозии от различных производителей: Додикор В 4712, КОРРТРИТ 12842, EVP 7120, К-2617 W, ИНКОРГАЗ-112. Для последнего были проведены опытно-промышленные испытания на Уренгойском НГКМ. Результаты приведены в таблице 1 [5]. ИНКОРГАЗ-112 представляет собой раствор азотсодержащих соединений в смеси спиртового и углеводородного растворителей, является углеводородорастворимым, в воде самодиспергируемый, сохраняет заявленные значения защитного действия при температуре 120°С, а защитное действие в условиях углекислотной коррозии при концентрации 30 мг/дм^3 составляет не менее 90%.

Таблица 1 – Результаты применения ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-112» на Уренгойском НГКМ

Номер этапа	Длительность этапа, кол-во дней	Дозировка ингибитора коррозии	Средняя скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
Предварительный	30	нет	0,5456	-
1	30	РИК10	0	100
2	29	РИК7,5	0,0038	99
3	32	РИК5	0,0135	97,53
4	29	нет	0,2038	-

Таблица 2 – Результаты применения ингибитора коррозии «ИНКОРГАЗ-116».

Номер этапа	Сроки проведения	Дозировка ингибитора коррозии, кг/тыс.м^3	Очаги локальной коррозии	Средняя скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
1	14.12.2021-13.01.2022	0,0120	нет	0,03163	86,4
2	26.01.2022-28.02.2022	0,0104	нет	0,0024	98,9

Список использованных источников:

1. Юсупов А.Д. Проблема углекислотной коррозии, возникшая при разработке второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Юсупов А.Д. // II Международная научно-техническая конференция «Коррозия в нефтяной и газовой промышленности» – 2017.

2. Шептухин А.В. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / Шептухин А.В., Жарикова Н.Х, Савенок О.В. // Булатовские чтения – 2023: сборник статей в 2-х т. – Т. 1. – С. 308-312.

3. Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов // Методический документ ОАО "Газпром нефть" – 2009 – Москва – С. 6-10.

4. Ившин Я.В. Защита оборудования ингибиторами коррозии в нефтяной отрасли: учебное пособие / Я. В. Ившин, А. Е. Лестев; под ред. А. Ф. Дресвянникова; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2021. – С. 56-57.

5. Чирков Ю.А. Опыт применения ингибиторов коррозии для защиты от сероводородной и углекислотной коррозии при добыче природного газа / Чирков Ю.А., Наумкин П.В. // Шестая научно-техническая конференция «Коррозия в нефтяной и газовой промышленности» – 2012.

6. Л.Г. Петрова Основы электрохимической коррозии металлов и сплавов: учеб. пособие / Л.Г. Петрова, Г.Ю. Тимофеева, П.Е. Демин, А.В. Косаче // под общ. ред. Г.Ю. Тимофеевой. – М.: МАДИ, 2016. – С. 6-12.

7. А.Ю. Корякин Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.

8. А. Е. Лестев Ингибиторы коррозии / А. Е. Лестев, Я. В. Ившин, А. Ф. Дресвянников, Ж. В. Межевич // Учебное пособие – Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2023. – С. 11-14.

9. Чудакова М.В. Ингибиторы углекислотной коррозии: современное состояние исследований и разработок / Чудакова М.В., Овчинников К.А., Ульянов Д.Н. // Записки Горного института – 2025. – Т. 271. – С. 3-21.

УДК 622.276.66

МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ НЕШТАТНОЙ РАБОТЕ ОБОРУДОВАНИЯ МГРП ПОСЛЕ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ТРИЗ

Ш.Г.Мингулов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьско, профессор)
М.А. Огородников
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-24-11

Аннотация. В данной научной статье рассмотрены вопросы минимизации потерь нефти при нештатной работе оборудования МГРП после бурения в условиях ТРИЗ. Основными геолого-техническими мероприятиями для поддержания профиля добычи нефти и газоконденсата компаний Западной Сибири являются ввод новых скважин и проведение забурки боковых стволов. В рамках работы будут рассмотрены скважины ГТМ ВНС, но представленные данные об осложнениях и их решениях справедливы и могут применяться для реконструкции скважин.

Ключевые слова: нефть, скважина, гидравлический разрыв пласта, геолого-технические мероприятия, ввод новых скважин.

UDC 622.276.66

MINIMIZING OIL LOSSES DURING ABNORMAL OPERATION OF MULTI-STAGE HYDRAULIC FLOW RECORDING EQUIPMENT AFTER DRILLING IN HARD-OF-RESISTANT CONDITIONS

Sh G. Mingulov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, professor)
M.A. Ogorodnikov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv24-11)

Abstract. This scientific article examines the issues of minimizing oil losses during abnormal operation of MSHF equipment after drilling in conditions of hard-to-recover reserves. The main geological and technical measures to maintain the profile of oil and gas condensate production of Western Siberia companies are the introduction of new wells and the drilling of sidetracks. Within the framework of the work, wells of the VNS GTM will be considered, but the presented data on complications and their solutions are fair and can be used for well reconstruction.

Keywords: oil, well, hydraulic fracturing, geological and technical measures, commissioning of new wells.

Introduction (Введение).

Доля горизонтальных скважин (ГС) из числа ВНС с каждым годом увеличивается. На территории Западной Сибири основным способом разработки и интенсификации является проведение гидроразрыва пласта (ГРП) в наклонно направленных скважинах (ННС) и многостадийного ГРП в ГС. С ростом количества ГС с МГРП растёт и количество осложнений, возникающих в процессе проведения МГРП. Осложнения могут быть различными – это и СТОПы при ГРП, недоосвоение/отсутствие освоения ГС гибкими насосно-компрессорными трубами (ГНКТ), прорывы трещины ГРП в водонасыщенные пласты или в фронт нагнетания воды и неактивация портом ГРП в шаровых компоновках МГРП. Если риски многих осложнений можно сократить, а освоение/доосвоение ГНКТ провести спустя какое-то время, то неактивация портов приводит к пропуску порта МГРП безвозвратно [1].

Materials and methods (Материалы и методы).

По статистике, на 29 % ГС с МГРП возникают осложнения при активации портов МГРП. Это происходит по многим причинам, так как в процессе спуска хвостовика на компоновку МГРП влияют многие факторы, такие как давление, геометрия скважины, агрессивные условия буровых растворов и шлама в скважине и др. Активация портов МГРП

происходит путем спуска активационной насадки на ГНКТ с проведением гидровоздействия на муфту ГРП. При отсутствии активации насадкой проводят соляно-кислотное воздействие на порт МГРП и повторное гидровоздействие насадкой на муфту МГРП. В 81 % случаев подобные работы приводят к положительному результату, муфта ГРП раскрывается, а в дальнейшем штатно проводится ГРП. На оставшихся 19 % скважин пропускаются порты МГРП с переходом и проведением ГРП на следующем порту МГРП. Пропуск портов МГРП приводит к безвозвратной потере добычи нефти, которая в среднем составляет 16,9 тонны за расчетный период в 20 лет [2].

Confirmations (Подтверждения).

Для оценки потерь нефти по фактическим скважинам с пропущенными портами МГРП были отобраны скважины, у которых отсутствуют другие причины для сокращения дебита на запуске, кроме пропущенного порта МГРП. По результату пересчета запускных параметров получен итог, что 20,6 % пропущенных портов МГРП приводят к потере 19,2 % запускного дебита (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение работы скважин при пропуске порта МГРП

Месторож-дение	Скважина	ГРП			Qн, т/сут		
		До	После	Δ	До	После	Δ
XX	1Г	8	5	-3	202,6	152,1	50,5
X	2Г	5	4	-1	116,8	96,44	20,36
X	3Г	5	4	-1	98,16	79,3	18,86
M	4Г	8	7	-1	282,2	255,9	26,3
Y	5Г	8	7	-1	151,3	117,4	33,9
XX	6Г	8	6	-2	125,6	97,5	28,1
XX	7Г	10	9	-1	177,3	170,8	6,5
XX	8Г	10	8	-2	132,5	112,9	19,6
XX	9Г	10	9	-1	126,7	111,1	15,6
XX	10Г	10	8	-2	130,1	86,7	43,4
XX	11Г	8	6	-2	16,2	14,6	1,6
O	12Г	6	5	-1	68,5	55	13,5
XX	13Г	10	7	-3	152,7	83,3	69,4
X	14Г	5	4	-1	75,6	58	17,6
Z	15Г	8	7	-1	73,7	67,2	6,5
X	16Г	10	9	-1	184,8	150,84	33,96
Сумма		129	105	-24	2114,76	1709,08	-405,68
Процент		-20.6%			-19,2%		

Подобная картина подтверждается при рассмотрении модели Joshi для расчета притока к горизонтальной скважине (рисунок 1). Пропуск порта МГРП приводит к:

– сокращению эффективной длины ГС;
– сокращению радиуса охвата;
– искажению профиля притока к скважине;
– образуются 2 радиальных потока для притока к скважине;
– ухудшению гидродинамической связи между портами ГРП;
– снижению продуктивности скважины.

Пропуск портов МГРП одинаково пагубно влияет на весь фонд ВНС, пробуренный в новых зонах (рисунок 2А) и на скважинах уплотнения (рисунок 2Б). При рассмотрении скважин, работающих в новой зоне, видно, что при равных параметрах (таблица 2) пропуск порта влияет на запускные параметры и на дальнейшую накопленную добычу. Та же картина наблюдается на скважинах уплотняющего бурения (таблица 2). Рассмотренные скважины запущены с минимальной разницей во времени и с максимально близкой геологией. При

текущих технологиях нет возможности активации портов в процессе разработки скважины [3].

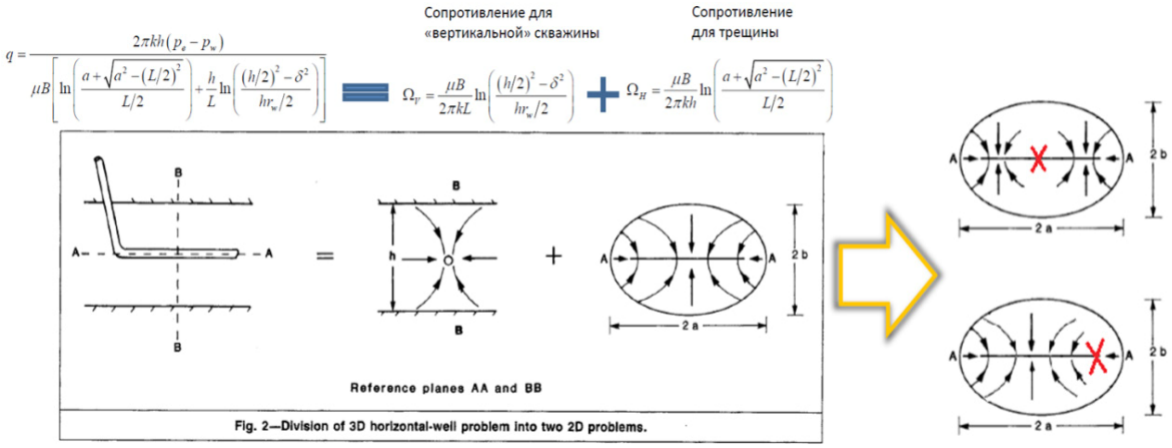


Рисунок 1 – Модель Joshi для горизонтальной скважины и результат от пропуска порта



Рисунок 2 – Сравнение работы скважин со скважинами окружения в новой зоне бурения (А) и уплотняющего бурения (Б)

Таблица 2 – Сравнение работы скважин при пропуске порта с окружением

Месторождение	Скважина	Пласт	Длинна ГС	Кол-во ГРП	Qн, т/сут
Новая зона	11Г	БС4-5	1008	8	145,4
Новая зона	12Г	БС4-5	1097	8	154,8
Новая зона	13Г	БС4-5	998	8	150,6
Новая зона	14Г	БС4-5	958	7	117,4
Уплотняющее бурение	21Г	АС11-0	610	5	128,2
Уплотняющее бурение	22Г	АС11-0	676	5	120,5
Уплотняющее бурение	23Г	АС11-0	691	5	110,4
Уплотняющее бурение	24Г	АС11-0	767	4	79,3

Решением проблемы является проведение гидропескоструйной перфорации (ГПП) на ГНКТ хвостовика шаровой компоновки МГРП в районе неактивируемого порта ГРП (рисунок 3). При проведении ГПП создаются отверстия в трубе, аналогичные неактивируемой муфте ГРП, что позволяет получить необходимую приемистость для дальнейшего проведения ГРП. Далее производится спуск изолирующего шара, чтобы провести ГРП именно в участке перфорации. Интервал для перфорации подбирается наилучший по геологии. Диаметр муфт ГРП на скважинах ВНС и ЗБГС идентичный, поэтому применение ГПП на ГНКТ возможно для скважин ЗБГС без дополнительных ограничений по прохождению перфоратора в хвостовике [4].

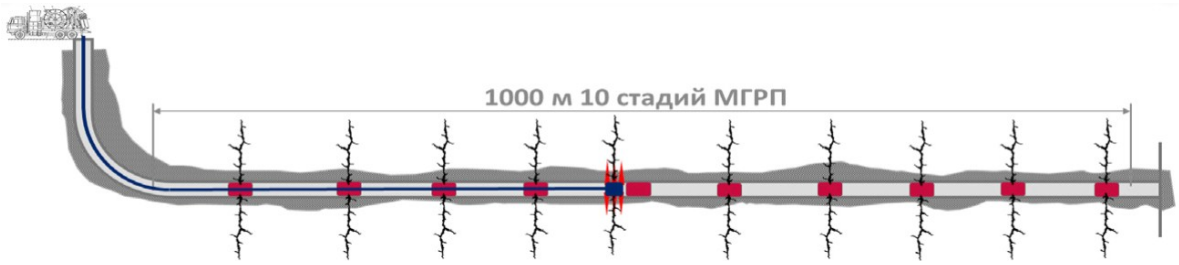


Рисунок 3 – Схема проведения ГПП на ГНКТ

Conclusions (Выводы).

Ограничением могут быть несколько факторов. Первый – длина горизонтального участка скважины, этот момент зависит от технических возможностей ГНКТ. Второй – количество стадий МГРП, так как чем больше количество стадий, тем меньше диаметр муфт ГРП. По статистике, до 10 стадий включительно перфоратор диаметром 43–44 мм проходит до первого (самого узкого) порта МГРП. Риски по спуску изолирующего шара или по проведению ГРП отсутствуют, так как в самой технологии изменений нет.

Предложенное решение позволяет без привлечения нового оборудования вовлечь в разработку участок скважины, который ранее приходилось пропускать из-за существенных технических ограничений.

Список использованных источников

1. Баловацкая Анастасия Александровна Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник науки и образования. 2019. №8-1 (62). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/gidrorazryv-plasta-v-gorizontalnyh-skvazhinah-1 (дата обращения: 26.10.2019).
2. Паникаровский Е. В. Влияние жидкости разрыва на проницаемость близкорасположенных к трещине разрыва горных пород // Техника и технология бурения. - № 11. – 2012. – С. 33 -35.
3. П.М. Усачев, «Гидравлический разрыв пласта» Москва, «Недра», 1986 г., 165с.
4. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко М. «Недра» 1999.

УДК 622.276.66

ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ПРОВЕДЕНИЕМ МНОГОСТУПЕНЧАТЫХ ГРП В УСЛОВИЯХ ТРИЗ

Ш.Г.Мингулов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьско)

М.А. Огородников

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12дв-24-11)

Аннотация. По состоянию на 2026 год значительная часть разработки традиционно извлекаемых запасов углеводородного сырья по многим нефтяным месторождениям существенно снижается. Данная тенденция влечете за собой начало разработки так называемых ТРИЗ (трудно извлекаемые запасов). Разработка ТРИЗ производится с технологий строительства горизонтальных скважин с применением при освоении (заканчивании) скважин многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). К сожалению, тренд на ухудшение коллекторских свойств сохраняется: перспективы разработки затрагивают краевые зоны и зоны, средняя проницаемость которых снижается. Поэтому остается актуальным вопрос повышения продуктивности пластов в условиях ТРИЗ. Одним из методов решений данной проблемы можно рассмотреть проведение многоступенчатых ГРП в горизонтальных скважинах. В данной научной статье мы рассмотрим поиск оптимальной

системы заканчивания горизонтальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, нефть, скважина, заканчивание скважины, горизонтальная скважина, разработка.

UDC 622.276.66

RESEARCH AND IMPROVEMENT OF THE METHODOLOGY OF OIL DEPOSIT DEVELOPMENT OPTIMIZATION BY HYDRAULIC FRACTURING

Sh G. Mingulov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, Professor)
M.A. Ogorodnikov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv24-11)

Abstract. As of 2026, a significant part of the development of traditionally recoverable hydrocarbon reserves in many oil fields is significantly reduced. This trend leads to the beginning of the development of so-called TRIZ (hard-to-recover reserves). TRIZ is developed using horizontal well construction technologies with the use of multi-stage hydraulic fracturing (MGRF) during the development (completion) of wells. Unfortunately, the trend towards deterioration of reservoir properties persists: the prospects for development affect marginal zones and zones with a decreasing average permeability. Therefore, the issue of increasing reservoir productivity in the context of TTR remains relevant. One of the methods for solving this problem is to consider multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells. In this scientific article, we will explore the search for an optimal completion system for horizontal wells in the fields of the West Siberian region.

Keywords: hydraulic fracturing, oil, well, well completion, horizontal well, development.

Introduction (Введение).

В современных условиях система заканчивания находится на пересечении геологии, бурения и методов повышения нефтеотдачи. Этот аспект нефтяной промышленности нуждается в комплексном подходе, который обеспечит экономически эффективную и технически обоснованную добычу.

Materials and methods (Материалы и методы).

При нынешних скоростях снижения добычи из свежепробуренных и освоенных стволов критически важно при строительстве скважины предусматривать в конструкции заканчивания возможность последующей обработки пласта. В настоящей работе проанализировано существующее заканчивание объекта ЮК2-9 (Тюменская свита), выявлены его минусы, а также рассмотрены альтернативные типы заканчивания горизонтальных скважин, которые позволяют выполнять повторный гидроразрыв.

На сегодняшний день в упомянутой нефтегазовой компании пробурено более двухсот горизонтальных скважин на тюменскую свиту. Применяемая система заканчивания — многостадийный гидроразрыв с портами, активируемыми растворимым шаром (рисунок 1). Данная технология имеет серьезные недостатки при проведении вторичного ГРП и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), поскольку хвостовик является неравнопроходным [1].

Ключевой технологический недостаток в том, что повсеместно применяемая стандартная конструкция скважин не рассчитана на повторные воздействия на пласт, из-за чего возникают следующие сложности:

− необходимо готовить ствол перед вторичным гидроразрывом, что увеличивает затраты и чревато техническими рисками;

− порты нельзя контролировать;

− без использования дополнительных методов нельзя выборочно обрабатывать нужный интервал;

− в компоновке хвостовика имеются участки с уменьшенным диаметром.

По долгосрочному плану предстоит пробурить ещё более 450 горизонтальных скважин на объект ЮК. Принимать решение об улучшении этой части строительства скважины нужно уже сейчас [2].

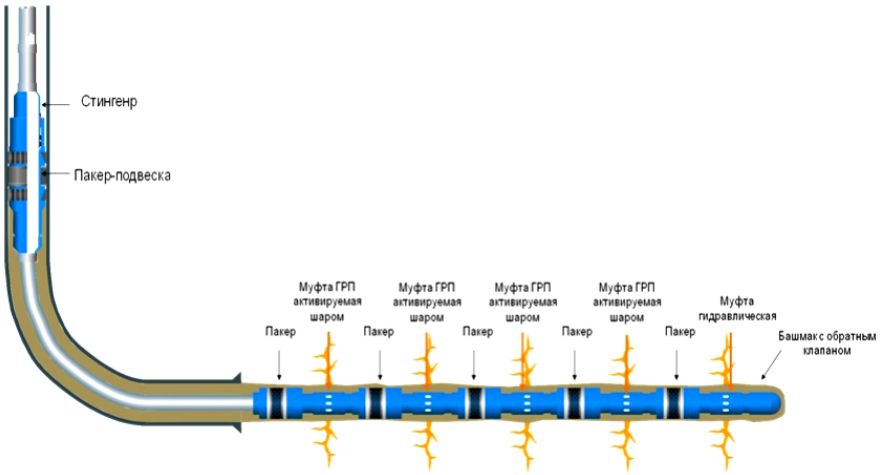


Рисунок 1 - Система МГРП с муфтами ГРП, активируемыми шаром

Confirmations (Подтверждения).

Современный рынок предлагает множество вариантов заканчивания, которые отчасти решают описанную задачу.

1. Система МГРП с двухчашечным пакером.

Суть технологии с селективными пакерами – наличие заранее созданных отверстий в зонах планируемого ГРП; она применяется в предварительно перфорированном зацементированном хвостовике. Для выполнения гидроразрыва на колонне НКТ к забою спускается оснастка, показанная на рисунке 2.



Рисунок 2 – Система МГРП с помощью двухчашечного пакера

Этот метод широко применяют в пластах викуловской свиты.

Плюсы такого подхода:

− устройство можно задействовать многократно;

− после каждого этапа ГРП не требуется проводить спуско-подъемные операции (СПО);

− экономически более выгодно;

− пакеры выпускаются с внешним диаметром от 42,9 до 178 мм — большой выбор.

Минусы подхода:

− много движущихся деталей, из-за чего надёжность низкая;

− нужно закачивать жидкость, чтобы шары растворились;

− конструкция сложная.

2. Муфты, которые активируются металлическими шарами

Смысл использования этой системы в следующем: спускают нецементируемый хвостовик, на котором установлены гидромеханические пакеры и порты в строго

определённых интервалах; благодаря этому после срабатывания соответствующих механизмов создаются управляемые изолированные зоны для обработки пласта.

Чтобы упростить технологию МГРП с такими муфтами, предложили применять шары из специальных материалов. Например, из фенола – он растворяется спецсоставом, который подают с поверхности; из магниевого сплава – он разрушается под действием кислот, например лимонной; из нефтерастворимого материала – он исчезает после того, как вызывают приток. Проходимость муфт восстанавливается через 8–20 часов, а полное растворение шаров может длиться до 14 суток.

После успеха с растворимыми шарами по аналогии придумали технологию с растворимыми сёдлами. В таком случае муфта МГРП оснащается седлом, которое разрушается под воздействием минерализованной жидкости. Когда седло растворяется, муфта получает равнопроходное сечение, и внутрь можно беспрепятственно спускать оборудование. Плюсы такого решения: не нужно разбуривать сёдла после завершения ГРП, меньше работ по приведению хвостовика в нормальное состояние. Однако такие муфты стоят намного дороже обычных, а также обладают меньшей прочностью. Кроме того, они растворяются полностью очень долго – более 20 суток [3].

Плюсы данного метода:

- муфты можно активировать в любой последовательности;
- с помощью специального ключа муфты можно закрыть и затем открыть снова;
- первые операции ГРП обходятся относительно недорого;
- количество муфт в компоновке теоретически ничем не ограничено.

Минусы метода:

- повторные ГРП обходятся очень дорого;
- операции по открытию и закрытию муфт технически сложны;
- нет универсального ключа для управления разными муфтами – у каждого производителя он свой;
- проведение МГРП занимает много времени, требуется большое количество СПО.

3. Технология «Plug and Perf»

Применение технологии «Plug & Perf» служит альтернативой стандартным компоновкам.

Её суть: цементированный хвостовик перфорируют, устанавливают растворимую пробку (рисунок 5) и делают ГРП (рисунок 4).

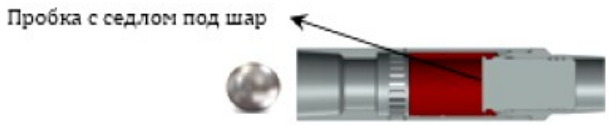


Рисунок 3 – Раздвижная муфта

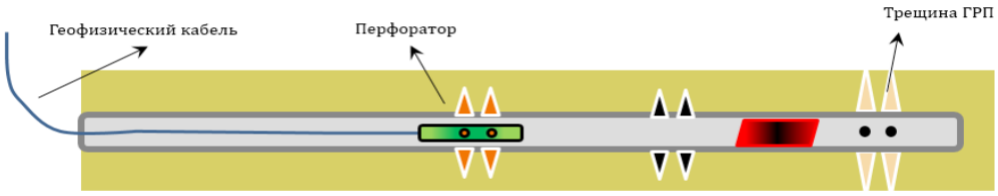


Рисунок 4 – Технология «Plug and Perf»

Среди достоинств этого способа выделяют:

− операция ГРП занимает сравнительно мало времени;

− трещина формируется в строго нужном направлении благодаря привязке и ориентации перфоратора внутри обсадной трубы;

− конструкция имеет равнопроходное сечение.

Минусы способа:

− к состоянию обсадной колонны предъявляются повышенные требования;

− проведение работ стоит дорого;

− возможны проблемы из-за потери герметичности пакером.

МГРП с гидропескоструйной перфорацией

Методика проведения многостадийного гидроразрыва с гидропескоструйным перфоратором (ГПП) совмещает в одном процессе перфорацию колонны и разрыв пласта. При этом гидроразрыв выполняют сразу же после завершения перфорации.

В рамках данной методики допустимы разные компоновки. К примеру, с отсекающими пакерами или без них — в последнем случае предыдущий обработанный интервал изолируют иными способами [4].



Рисунок 5 – Растворимая пробка

Порядок действий при гидроразрыве с отсекающими пакерами таков. Компоновку, состоящую из ГПП и пакеров-отсекателей, спускают на забой. В нужном интервале воздействия активируют пакер-отсекатель и опрессовывают собранную конструкцию. Далее в колонну ГНКТ подают жидкость с абразивом, чтобы сделать перфорацию. После того как перфорация завершена и за колонной создана каверна, с помощью той же компоновки проводят гидроразрыв. По окончании процесса пакер-отсекатель отключают, компоновку перемещают в следующий вышележащий интервал, где повторяют описанные действия.

Схематичное изображение технологии проведения МГРП при помощи гидропескоструйной перфорации представлено на рисунке 6.

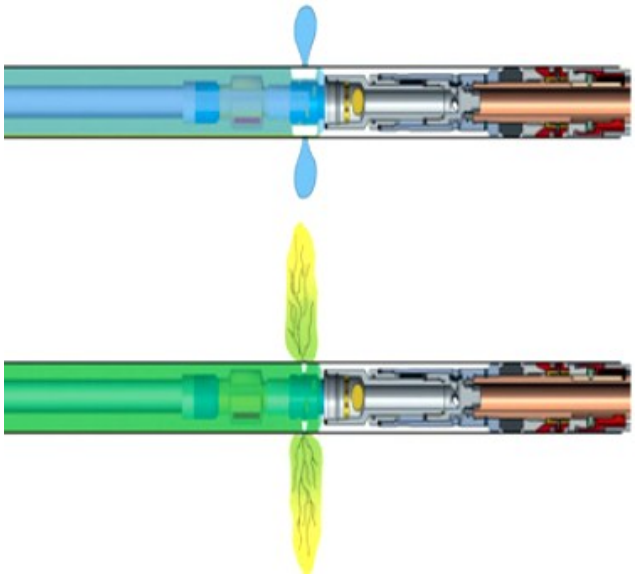


Рисунок 6 – Принципиальная схемам ГПП с ГРП

К плюсам этой методики относят:

− сравнительно небольшую длительность операций ГРП;

− трещина формируется в точно заданном направлении из-за привязки и ориентирования перфоратора в обсадке;

− низкий риск осложнений благодаря возможности запустить циркуляцию;

− внутри скважины не остаётся металла от разбуривания посадочных сёдел и шаров;

− стоимость проведения ГРП относительно невысока.

Минусы методики:

− возможны только малообъёмные гидроразрывы, поэтому метод не годится для очень низкопроницаемых коллекторов;

− к состоянию обсадной колонны предъявляются повышенные жёсткие требования;

− возможны неполадки, связанные с негерметичностью пакера.

Conclusions (Выводы).

Из таблицы 1 видно, что раздвижные муфты обладают множеством преимуществ перед другими рассмотренными типами заканчивания. Следовательно, эту технологию можно рекомендовать при условии, что повторный ГРР будет выполняться с двухчашечным пакером.

Расчёт удельных стоимостей выполнен для типичной горизонтальной скважины длиной 800 м с 6 стадиями ГРП на объекте ЮК. Из расчёта видно, что удорожание по сравнению с текущей удельной стоимостью составляет всего лишь 1 %.

Затраты на повторный гидроразрыв оказались ниже на 4,8 миллиона рублей.

Критерий	Компоновки заканчивания				
	Текущая (шары-порты)	Разрывные муфты	Раздвижные муфты	Plug and perf	ГПП и ГРП (mongoose)
Равнопроходное исполнение	Нет	Да	Да	Да	Да
Возможность повторного ГРП	Технологические риски	Да	Да	Да	Да
Ограничение по тоннажу	Нет	600тн без ревизии	Нет	Нет	Да
Стоимость	Невысокая	Невысокая	Невысокая	Высокая	Высокая
Возможность управления компоновкой	Нет	Нет	Да	Нет	Нет
Ранжирование	●	●	●	●	●

Соответствует критерию / слабо соответствует / не соответствует критерию

Рисунок 7 – Оценка компоновок согласно критериям

Расчет удельной стоимости

Строительство скважины				
Наименование	Вариант 0 Текущая удельная стоимость (муфты активируемые шаром)	Вариант 1 Сдвижные муфты	Вариант 2 Plug and perf	Вариант 3 ГПП+ГРП
Бурение	94.99	96.1	102.22	94.99
Освоение+ГРП	55.52	55.52	64.96	114.07
ГИС	0.62	0.62	33.67	0.62
Итого	**151.14**	**152.24**	**200.85**	**209.69**

Рисунок 8 – Расчет удельной стоимости

Список использованных источников

1. Баловацкая Анастасия Александровна Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник науки и образования. 2019. №8-1 (62). URL:

https://cyberleninka.ru/article/n/gidrorazryv-plasta-v-gorizontalnyh-skvazhinah-1 (дата обращения: 26.10.2019).
2. Паникаровский Е. В. Влияние жидкости разрыва на проницаемость близкорасположенных к трещине разрыва горных пород // Техника и технология бурения. - № 11. – 2012. – С. 33 -35.
3. П.М. Усачев, «Гидравлический разрыв пласта» Москва, «Недра», 1986 г., 165с.
4. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко М. «Недра» 1999.

УДК 622.279.4

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА АЛЕКСЕЕВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Р. Миниахметов

(ИНГ УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-14)

Аннотация. В статье отображены методы, оборудование и фактические результаты эксплуатации скважин с боковым стволом, предназначенных для повышения рентабельности фонда добывающих скважин месторождения в поздней стадии его разработки. Автор статьи считает использование технологии строительства боковых ствол наиболее эффективным методом МУН позволяющим и дальше эффективно эксплуатировать находящееся на последней стадии разработки Алексеевское месторождение.

Ключевые слова: боковой ствол, повышение рентабельности, скважина, повышение эффективности разработки.

UDC 622.279.4

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF LATERAL TRUNK CONSTRUCTION TECHNOLOGY AT THE ALEKSEEVSKY OIL FIELD

I.I. Miniahmetov

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ 20-14)

Abstract. The article describes the methods, equipment, and actual results of operating side-hole wells, which are designed to increase the profitability of the field's production wells in the late stages of its development. The author believes that the use of side-hole construction technology is the most effective method of IMT, which allows for the continued efficient operation of the Alekseevskoye field, which is in the final stages of development.

Keywords: side trunk, increased profitability, well, increased development efficiency.

Введение

В настоящее время большинство разрабатываемых нефтяных месторождений относятся к категории участков комплексной разработки. Особенности и основные трудности разработки таких месторождений определяются условиями их совместного залегания в продуктивном горизонте, которые сильно различаются по компонентному составу и физическим свойствам, а также наличием подстилающих пластовых вод.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений траектория и конструкция горизонтального фонтана являются важными элементами. Важно учитывать задачи для конкретных разработки с использованием современных методологических подходов к вычислительной технике. Добыча нефти с трудноизвлекаемыми запасами характеризуется рядом технических, технологических и экономических ограничений, которые создают препятствия для разработки таких объектов и ставят под сомнение эффективность продолжения разработки эксплуатация технологических комплексов. Поэтому общая схема разработки труднодоступных месторождений рассматривается как сочетание детального структурирования месторождений, геологической и технологической систематизации запасов и целенаправленного отбора технологий для их разновидностей.

Материалы и методы

Для формирования конечного мнения автора использовались закрытые, обезличенные данные результатов нефтегазодобывающих малых нефтяных компаний Татарстана. За основу взят метод сравнения результатов различных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Результаты

Сравнительный анализ фондов скважин приуроченных к одной единой нефтегазоносной области и коллекторам позволил получить данные о том, что применение боковых стволов, там где это уместно с геологической точки зрения, на 34% более эффективно в денежном эквиваленте в сравнении с традиционными методами МУН, а также в сравнении с бурением новой горизонтальной скважины с низким процентов успешности.

Алексеевское месторождение находится на территории Республики Татарстан, в юго-восточной его части. Месторождение характеризуется интенсивным проявлением блочной тектоники, которая привела к образованию четыре основных тектонических блока - центральный, западный, восточный и северный, которые, в свою очередь, осложнены небольшими разломами. Все обнаруженные нарушения считаются гидродинамическими барьерами. Доказанный потенциал добычи нефти и газа на месторождении в первую очередь связан с залежами продуктивного горизонта, где сосредоточена основная часть запасов нефти.

Использование скважин с горизонтальной траекторией вдоль продуктивного нефтенасыщенного пласта позволяет увеличить площадь дренажной зоны в вертикальном направлении. В результате зависимость их производительности от вертикальной проницаемости больше.

Для оценки их эксплуатационных характеристик предлагаются различные стационарные и нестационарные модели притока в горизонтальные скважины в закрытом виде. Стационарный модели притока жидкости обычно указываются для резервуаров эллиптической или прямоугольной формы.

Известны модели горизонтального притока скважина в однородном коллекторе: модель С.Д. Джоши, представленная в 1988 г. [3], и модель Экономидеса, М. Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор. [3] и модель Экономидеса, М.Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор.

Формула С. Д. Джоши [5] для эллиптического слоя с пределом применимости L > h и L < 1,8 Rk выглядит следующим образом:

$$Q = \frac{2\pi kh\ \Delta p}{\mu\left(\frac{ln\left(a+\sqrt{a2-(0{,}5L)^2}\right)}{0{,}5L}\right)+\frac{h}{L}\,ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right)},$$

где Q - объем, м3/с; k - проницаемость выбранного слоя, м2; h - сила слоя, м; Δp - разность давлений в питающем контуре и на стенке скважины, Па; μ – показатель динамической вязкости, Па · с; L - длина открытого ствола, м; rc - радиус отверстия, м.

На рисунке 2 показана зависимость коэффициента продуктивности от горизонтальных и вертикальных скважин при изменении анизотропии (кв вертикальной проницаемости). При вертикальной проницаемости, соответствующей долям МД видно существенное увеличение дебита нефти.

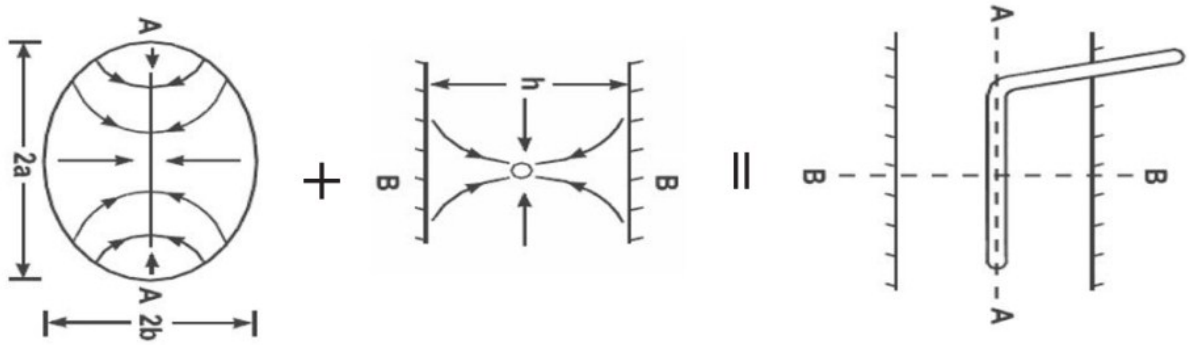


Рисунок 1 – Принципиальная схема нефтеотдачи основанная на притоке в горизонтальном и вертикальном положениях.

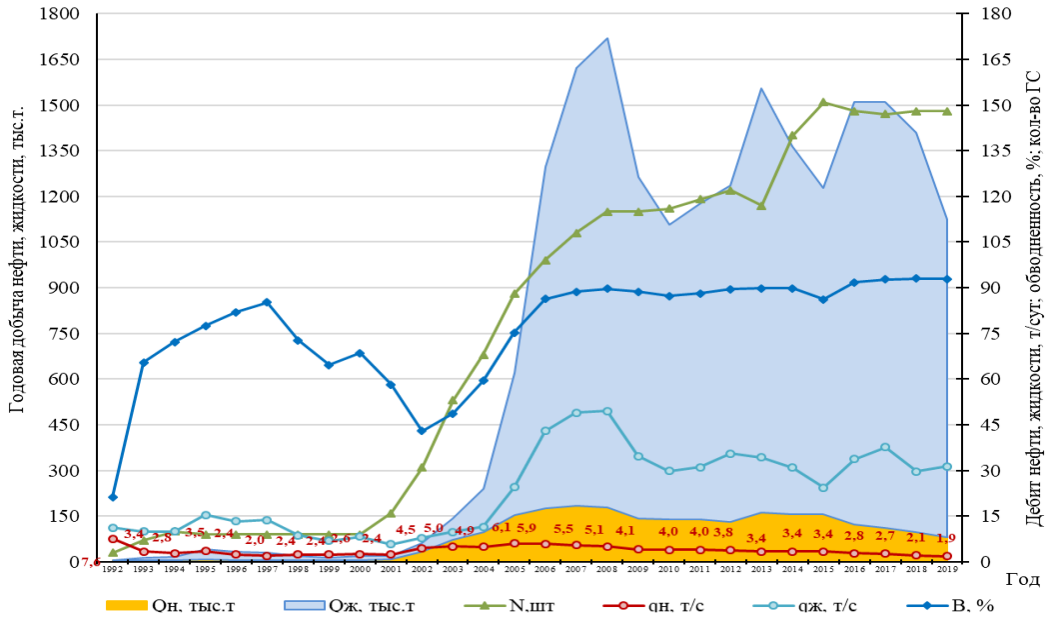


Рисунок 2 – Динамика добычи нефти по выбранной площади с использованием технологии

Выводы

Подводя итог всей приведенной выше информации, касательно скважин с горизонтальным концом ствола для разработки Алексеевского нефтяного месторождения. Низкая вертикальная проницаемость значительно снижает скорость резания фаз нефть-газ и нефть-вода.

Подтверждение

Следует также отметить, что эффективность применения горизонтальных скважин на Алексеевском нефтяном месторождении, теоретически и аналитически подтверждены внутренними, корпоративными документами ЗАО «Алойл».

Список использованных источников

1. Геологическое строение и нефтегазоносность Республики Татарстан: книга / В. К. Баранов [и др]. – 1-е изд., перераб. и доп., – Казань: Геологическое строение, 1997. – 127 с.

2. Селезнев В. А. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Алексеевского месторождения Республики Татарстан»: монография / В. А. Селезнев. – Москва: ЗАО «Петролеум Технолоджис», 2014. –82 с.

3. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской Области: пособие в 4-х т./ под общ. ред. В.С. Коврижкин. – Оренбургская область: – М.: Недра, 1978. – 56 с.

4. Хайрединов Н. Ш. Классификация карбонатных коллекторов Татарии / Н. Ш. Хайрединов // Геология, разработка нефтяных месторождений, гидродинамика и физика пласта. – Казань: ТатНИПИнефть., 1973. – 77 с.

5. Муслимов Р. Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов: учебник / Р. Х. Муслимов. – Казань: КГУ, 1999. – 104 с.Технологическая схема разработки Алексеевского нефтяного месторождения (редакция от 2023 года).

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОДБОРА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ФАКТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНАЯ КУРНА-2

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

М.А.К. Аль-Амари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация: Практика промысловой эксплуатации показывает, что при усложнении геолого-технических условий (изменение обводнённости, рост газосодержания, колебания пластового давления, наличие механических примесей, температурные факторы) возрастает чувствительность системы «пласт – скважина – насосная установка» к ошибкам подбора и настройкам режима работы [1]. Неправильный выбор типоразмера насоса, электродвигателя и вспомогательного оборудования приводит к работе установки вне оптимальной области характеристик, снижению КПД, росту энергопотребления, ускоренному износу и сокращению межремонтного периода, что в конечном итоге увеличивает себестоимость добычи и снижает надёжность фонда скважин [2].

Ключевые слова: Западная Курна-2, установки электроцентробежных насосов, эффективность, оптимизация, напорные характеристики, насосное оборудование.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF RATIONAL SELECTION OF PUMPING EQUIPMENT BASED ON ACTUAL OPERATING CONDITIONS AT THE WESTERN QURNA-2 FIELD

R.Z. Minnigalimov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)

M.A.K. Al-Amari

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group MGR12-24-11)

Abstract: Field experience shows that as geological and technical conditions become more complex (changes in water cut, increased gas content, fluctuations in reservoir pressure, the presence of mechanical impurities, and temperature factors), the sensitivity of the reservoir-wellbore-pumping unit system to errors in selection and operating mode settings increases [1]. Incorrect selection of the pump size, electric motor, and auxiliary equipment leads to unit operation outside the optimal performance range, reduced efficiency, increased energy consumption, accelerated wear, and a shorter interval between repairs, which ultimately increases production costs and reduces the reliability of the well stock [2].

Key words: West Qurna-2, electric centrifugal pump installations, efficiency, optimization, pressure characteristics, pumping equipment.

Месторождение Западная Курна-2, расположенное на юге Ирака, в 65 км северо-западнее крупного портового города Басра, является одним из крупнейших в мире месторождений. Месторождение Западная Курна-2 характеризуется высокими темпами

разработки и значительной долей скважин, эксплуатируемых механизированным способом. В этих условиях одним из ключевых факторов устойчивой добычи становится повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) [3]. Причины отказов УЭЦН за 2022 год для более наглядного представления изображены на рисунке 1.

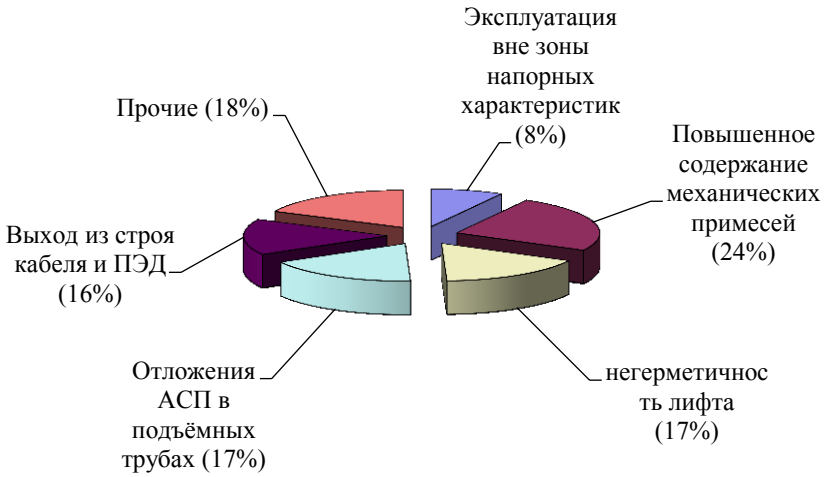


Рисунок 1 – Причины отказов УЭЦН на месторождении за 2022 год

Для повышения эффективности работы установок, увеличения МРП необходимо уделить внимание к следующим вопросам [4]:

- обоснованный подбор насосного оборудования с использованием программного комплекса;
- эксплуатация оборудования в оптимальном режиме работы скважин (уровни, замеры и т.д.);
- минимизация влияния факторов, осложняющих добычу путем своевременных профилактических обработок скважин ингибиторами парафиноотложений и солеотложений;
- поставка установок, предназначенных для работы в осложненных условиях (коррозионно и износостойкие);
- оснащение центраторами компоновки ЭЦН в искривленных скважинах уменьшения вибрации и повышения устойчивости работы насоса;
- строгое исполнение техники и технологии ремонта, инструкций, регламентов по проведению работ исполнителем.

Эффективность эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в значительной степени определяется тем, насколько фактический режим работы насоса соответствует его рабочей характеристике. Если насос работает вне рекомендуемой зоны подач, это, как правило, сопровождается снижением КПД, ростом энергозатрат и ухудшением надежности работы установки [5]. В связи с этим для скважин, в которых УЭЦН эксплуатируется вне зоны напорных характеристик, целесообразно рассматривать два направления дальнейших решений. Первое связано с экономической или технологической оптимизацией режима работы за счет подбора более подходящего насосного оборудования. Второе направление заключается в переводе части скважин на периодическую эксплуатацию, если непрерывный режим работы не обеспечивает требуемой эффективности [6].

По данным месторождения Западная Курна-2 на 01.01.2022 г. вне границ рабочей области подач находились 10 установок УЭЦН (таблица 1). Из них. Это указывает на необходимость пересмотра параметров подбора насосного оборудования по фактическим условиям эксплуатации скважин.

Для обоснования выбора нового насосного оборудования использован расчетный подход, включающий определение дебита скважины, глубины спуска насоса, требуемого

напора и проверку соответствия мощности электродвигателя условиям работы. Вначале дебит жидкости определяется по уравнению притока. После этого рассчитывается глубина спуска насоса из условия обеспечения необходимого давления на его приеме [7].

Далее определяется потребный напор, который должен обеспечивать подъем продукции на поверхность с учетом геометрической высоты и гидравлических потерь в колонне НКТ. Завершающим этапом является проверка мощности электродвигателя с учетом коэффициента полезного действия насоса.

Таблица 1 –УЭЦН вне зоны напорных характеристик

Номер скважины	Текущие параметры		
	дебит жидкости	забойное давление	текущий насос
	м³/сут	МПа	
323	205	6,7	ЭЦН5А-320
728	88	6,1	ЭЦН5-125
542	97	12,0	ЭЦН5А -200
712	78	7,4	ЭЦН5-160
724	102	8,3	ЭЦН5-160
315	104	9,5	ЭЦН5-80
731	163	11,5	ЭЦН5А -160
797	165	9,3	ЭЦН5А -160
765	69	9,8	ЭЦН5-80
5101	29	11,6	ЭЦН5-40

Дебит скважины определяется по уравнению притока при n = 1 по формуле:

$$Q = K \times (P_{пл} - P_{заб})^n \quad (1)$$

где $Q_ж$ – дебит жидкости скважины, м³/сут; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Глубина спуска насоса определяется из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_Н = H - \frac{(P_{заб} - P_{опт}) \times 10^6}{\rho_{см} \times g} \quad (2)$$

где $H_{сп}$ – глубина спуска насоса, м; $P_{пр}$ – давление на приеме насоса, МПа; $\rho_{см}$ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³.

При выборе рационального режима работы необходимо учитывать ограничения по забойному давлению. В работе указано, что содержание свободного газа на приеме насоса не должно превышать 25 %. Кроме того, снижение забойного давления ниже 20–25 % от давления насыщения считается нежелательным, поскольку может вызвать ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны и снижение продуктивности скважины. Поэтому подбор УЭЦН должен обеспечивать не только требуемую подачу, но и допустимые условия работы пласта.

Проведенные расчеты показали, что для рассматриваемых 10 скважин возможны два варианта оптимизации. В первой группе скважин целесообразно применять экономическую оптимизацию. Ее суть заключается в том, что при сохранении фактического дебита жидкости подбирается насос, более соответствующий текущим условиям эксплуатации и позволяющий снизить потребление электроэнергии. Во второй группе скважин обоснована технологическая оптимизация, направленная на снижение забойного давления и увеличение отбора жидкости, что обеспечивает дополнительный прирост дебита нефти.

В таблицах 2 – 3 представлены мероприятия по оптимизации работающего насосного оборудования.

По результатам расчета к экономической оптимизации отнесены 5 скважин. Для них предложена замена действующего насосного оборудования на более рациональные типоразмеры. Такое решение позволяет уменьшить энергопотребление без ухудшения

текущих показателей добычи. Суммарный эффект по этой группе составил 10227,1 кВт по показателю экономии электроэнергии в год. Таким образом, для части фонда основной резерв повышения эффективности связан именно со снижением эксплуатационных энергозатрат.

Таблица 2 – Результаты расчета оптимизации работающего насосного оборудования путем экономической оптимизации

Номер скважины	Текущие параметры			Расчетные параметры							
	дебит жидкости	забойное давление	текущий насос	дебит жидкости	забойное давление	Новый насос	подача проектного насоса (50 Гц)	глубина спуска	Электроэнергия, кВт		
									До	После	Экономия
	$м^3$/сут	МПа		$м^3$/сут	МПа		$м^3$/сут	м			
323	205	6,7	ЭЦН5А-320	205	6,7	ЭЦН5А-220	250	2410	4898	2571	2326
728	88	6,1	ЭЦН5-125	88	6,1	ЭЦН5-100	100	1990	4044	2246	1798
542	97	12,0	ЭЦН5А -200	97	12,0	ЭЦН5А -120	100	2340	4756	2641	2115
712	78	7,4	ЭЦН5-160	78	7,4	ЭЦН5-80	80	2010	4085	2268	1816
724	102	8,3	ЭЦН5-160	102	8,3	ЭЦН5-120	100	2400	4878	2708	2169

К технологической оптимизации также отнесены 5 скважин. В этом случае подбор нового насоса выполнялся исходя из необходимости более активного снижения забойного давления и интенсификации притока. По расчетам суммарный прирост дебита нефти по данной группе составил 2,2 т/сут. Следовательно, для этих скважин применение более производительного насосного оборудования является оправданным с точки зрения увеличения добычи.

Таблица 3 – Результаты расчета оптимизации работающего насосного оборудования путем технологической оптимизации

Номер скважины	Фактический режим			текущий насос	Расчетный режим						
	дебит жидкости	дебит нефти	забойное давление		Новый насос	подача проектного насоса (50 Гц)	дебит жидкости	дебит нефти	забойное давление	глубина спуска	Прирост дебита нефти
	$м^3$/сут	т/сут	МПа			$м^3$/сут	$м^3$/сут	т/сут	МПа	м	т/сут
315	104	3,7	9,5	ЭЦН5-80	ЭЦН5-120	120	114	4,0	8,1	2300	0,3
731	163	14,3	11,5	ЭЦН5А -160	ЭЦН5А -180	200	174	15,3	10,7	1910	1
797	165	5,8	9,3	ЭЦН5А -160	ЭЦН5А -220	240	183	6,4	7,8	2150	0,4
765	69	2,4	9,8	ЭЦН5-80	ЭЦН5-120	150	81	2,8	7,8	2270	0,4
510	29	0,3	11,6	ЭЦН5-40	ЭЦН5-50	60	42	0,4	7,8	2380	0,1

Таким образом, анализ показал, что все 10 скважин, работающих вне зоны напорных характеристик, требуют корректировки режима эксплуатации, однако характер мероприятий для них различен. Для 5 скважин рациональным решением является экономическая оптимизация, а для остальных 5 – технологическая.

Список использованных источников:

1. Абдуллаев Г.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов / Абдуллаев Г.А. // Академический журнал Западной Сибири.–2016.–№5.–С.4–5.
2. Захаров О. В. УЭЦН: современные разработки и перспективы / О. В. Захаров // Инновации в нефтегазовой промышленности. – 2021. – № 4. – С. 39–46.
3. Александров И. М. Технологические аспекты выбора режимов работы УЭЦН / И. М. Александров, К. В. Дмитриев // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 12–20.
4. Воронов А. Е. Влияние обводненности пластов на работу УЭЦН / А. Е. Воронов, Н. Ю. Максимов // Научный вестник нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 55–63.
5. Андреев Е. К. Анализ эффективности УЭЦН на сложных месторождениях / Е. К. Андреев // Инженерные системы в нефтегазе. – 2020. – № 3. – С. 14–22.
6. Иванов А. Н. Подбор параметров УЭЦН для повышения эффективности добычи нефти / А. Н. Иванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2020. – № 4. – С. 45–52.
7. Ковалев В. П. Обоснование режима работы УЭЦН на основе анализа гидродинамических данных / В. П. Ковалев // Вестник нефтегазовой науки. – 2020. – № 5. – С. 35–43.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИЗАПАДНАЯ КУРНА-2

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

М.А.К. Аль-Амари

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация: Снижение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, на поздних стадиях разработки месторождений связано не только с несоответствием насосного оборудования фактическим условиям работы, но и с ограничениями непрерывного режима откачки при недостаточном притоке жидкости. Для части малодебитного фонда эксплуатация УЭЦН в постоянном режиме сопровождается повышенными энергозатратами, нестабильной работой установки и ускоренным износом оборудования. В таких условиях повышение технологической и экономической эффективности может быть достигнуто за счет выбора рационального режима работы скважины, включая применение периодической эксплуатации, обеспечивающей более полное согласование параметров насоса с текущими возможностями пласта [1].

Ключевые слова: малодебитные скважины, периодический режим, циклическая откачка, коэффициент продуктивности, пластовое давление, межремонтный период.

UDC 622.276

INCREASING THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF WELLS EQUIPPED WITH CENTRIFUGAL ELECTRIC PUMPS AT THE WEST QURNA-2 FIELD

R.Z. Minnigalimov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)

M.A.K. Al-Amari

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student, group MGR12-24-11)

Abstract: The reduced operating efficiency of wells equipped with electric submersible pumps (ESPs) in the later stages of field development is due not only to the inadequacy of the pumping equipment for actual operating conditions but also to the limitations of continuous pumping under insufficient fluid inflow. For some low-flow wells, continuous operation of ESPs results in increased energy consumption, unstable operation, and accelerated equipment wear. Under these conditions, improved process and economic efficiency can be achieved by selecting a rational well operating mode, including the use of intermittent operation, which ensures a more complete match between pump parameters and the current reservoir capabilities [1].

Key words: low-yield wells, periodic mode, cyclic pumping, productivity factor, reservoir pressure, turnaround time.

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, не может ограничиваться исключительно расчетным подбором типоразмера насосного оборудования. На последующем этапе необходим комплексный анализ применяемых серий ЭЦН с учетом их конструктивных характеристик, диапазона рабочих подач, устойчивости к воздействию осложняющих факторов и энергетической эффективности [2]. Такой подход позволяет перейти от расчетного обоснования к выбору конкретных технических решений, наиболее полно соответствующих фактическим условиям эксплуатации скважин месторождения Западная Курна-2.

Вместе с тем результаты проведенного анализа показывают, что замена насосного оборудования не во всех случаях обеспечивает требуемый технологический и экономический эффект. Для части скважин, характеризующихся низкой продуктивностью, высокой обводненностью и осложненными условиями эксплуатации, даже после корректировки параметров УЭЦН непрерывный режим работы остается недостаточно эффективным. В связи с этим наряду с подбором более рационального насосного оборудования целесообразно рассматривать возможность перевода таких скважин на периодическую эксплуатацию [3].

На основании анализа эксплуатации фонда скважин установлено, что снижение притока в большинстве скважин, переведённых на периодический режим работы, сформировалось в процессе длительной разработки и обусловлено прежде всего снижением пластового давления. Доля таких скважин составляет 89 %. В остальных случаях причиной низкой эффективности непрерывной эксплуатации являются неудовлетворительные фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, что приводит к низким значениям коэффициента продуктивности.

Приоритетным направлением для скважин, работающих в периодическом режиме, следует считать возможность их перевода на постоянную эксплуатацию. В первую очередь в качестве кандидатов необходимо рассматривать рентабельные скважины, для которых возможно проведение мероприятий по поддержанию или повышению пластового давления. Реализация таких мероприятий позволяет восстановить приток и обеспечить условия для устойчивой непрерывной работы УЭЦН. Если проведение указанных мероприятий не обеспечивает экономической целесообразности, следует рассматривать перевод таких скважин в иные категории фонда, в том числе в систему поддержания пластового давления или в пьезометрический фонд [4].

Вместе с тем увеличение дебита скважины до минимально необходимого уровня, обеспечивающего стабильную непрерывную эксплуатацию ЭЦН, возможно не во всех случаях. В таких условиях технологически обоснованной альтернативой является эксплуатация скважины в режиме повторно-кратковременного включения насоса. Данный подход целесообразен для малодебитных скважин, в которых непрерывная работа установки сопровождается выходом насоса за пределы рационального рабочего диапазона, ростом удельных энергозатрат и снижением надёжности оборудования.

Преимущество повторно-кратковременного режима заключается в том, что в течение фактического времени работы насос эксплуатируется в пределах допустимой рабочей зоны.

Это повышает устойчивость его характеристик и снижает вероятность отказов, связанных с работой на нерасчётных подачах. Дополнительным достоинством является уменьшение интенсивности негативного воздействия механических примесей и солеотложений, поскольку сокращение продолжительности непрерывной работы снижает вероятность перегрева оборудования и уменьшает время контакта проточной части с осложняющими факторами. При использовании частотно-регулируемого привода и станций плавного пуска также уменьшается риск повреждения изоляции и ударных пусковых перегрузок, что положительно сказывается на ресурсе установки [5].

Периодическая эксплуатация УЭЦН имеет и технологические преимущества по сравнению с альтернативными способами механизированной добычи, в частности со штанговыми глубинными насосами. В условиях значительных глубин спуска оборудования применение УЭЦН в кратковременно-периодическом режиме позволяет сохранить преимущества погружной насосной установки и одновременно снизить энергопотребление. В результате обеспечивается более рациональный режим отбора жидкости при сохранении возможности дальнейшей эксплуатации малодебитного фонда.

Эффективность периодической откачки в наибольшей степени определяется сочетанием пластового давления, дебита и коэффициента продуктивности скважины. Чем выше пластовое давление при малом дебите, тем более оправдано применение периодического режима, поскольку в этом случае скважина способна накапливать объём жидкости, достаточный для последующей эффективной откачки. Аналогично, чем ниже коэффициент продуктивности, тем выше технологическая целесообразность перевода скважины на периодическую эксплуатацию, так как при непрерывной работе такие скважины, как правило, не обеспечивают стабильного притока на уровне, необходимом для устойчивой работы ЭЦН [6].

Вместе с тем перевод на периодическую эксплуатацию не является универсальным решением. Для малодебитных скважин со сравнительно высоким коэффициентом продуктивности, но низким пластовым давлением, такой перевод может привести к дополнительным потерям нефти. Это связано с тем, что в подобных условиях остановки скважины не обеспечивают существенного накопления жидкости, а увеличение времени простоя сопровождается уменьшением суммарного отбора. Следовательно, для данной категории скважин периодическая эксплуатация является нецелесообразной.

Следует также учитывать особенности различных периодических режимов работы. Применение режима автоматического повторного включения может сопровождаться значительной амплитудой колебаний забойного давления. Это приводит к увеличению среднего динамического уровня жидкости над приёмом насоса, уменьшению депрессии на пласт и, как следствие, к снижению притока пластовой жидкости в скважину. В результате объёмы добычи по сравнению с непрерывной эксплуатацией могут уменьшаться [7].

Более предпочтительным является кратковременный периодический режим, при котором за счёт обоснованного подбора продолжительности циклов работы и накопления удаётся ограничить снижение динамического уровня и сохранить относительно стабильный отбор жидкости. При кратковременно-периодической эксплуатации короткие циклы откачки продолжительностью 5–20 минут чередуются с более продолжительными циклами накопления жидкости в скважине длительностью 40–120 минут.

Существенным преимуществом кратковременно-периодической эксплуатации является увеличение межремонтного периода, поскольку оборудование работает и, соответственно, изнашивается только в течение части общего времени эксплуатации. Дополнительный положительный эффект связан с тем, что в период накопления скважина частично выполняет функции гравитационного сепаратора. Благодаря этому в начале цикла откачки к приёму насоса поступает преимущественно пластовая вода с невысоким содержанием нефти, а затем – менее обводнённая нефть, что благоприятно сказывается на гидродинамических условиях работы установки (рисунок 1).

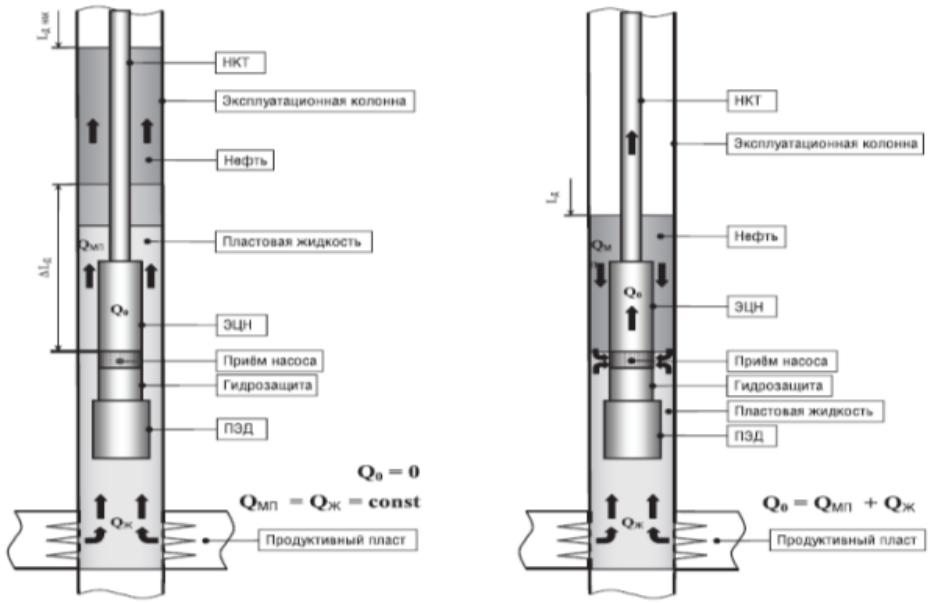


Рисунок 1 – Накопление и откачка жидкости при кратковременной - периодической эксплуатации

Таким образом, перевод скважин на периодическую эксплуатацию следует рассматривать как обоснованное технологическое решение для части малодебитного фонда, прежде всего для скважин с низким коэффициентом продуктивности, сравнительно высоким статическим уровнем и отсутствием осложнений, связанных с интенсивным выносом песка. Именно для таких объектов периодическая откачка позволяет обеспечить работу насоса в более благоприятной зоне характеристики, снизить удельные энергозатраты, увеличить межремонтный период и сохранить рентабельность эксплуатации.

Для части фонда месторождения Западная Курна-2, по которой замена типоразмера насоса не обеспечивает устойчивой непрерывной работы УЭЦН, рациональным решением является перевод скважин на периодическую или циклическую эксплуатацию. Такой подход целесообразен прежде всего для малодебитных скважин с низким коэффициентом продуктивности, сниженным пластовым давлением и недостаточным притоком для стабильной работы насоса в непрерывном режиме. Анализ показал, что именно для таких скважин дальнейшая эксплуатация в постоянном режиме сопровождается работой УЭЦН вне рациональной области подачи, ростом удельного энергопотребления и снижением ресурса оборудования. В рассматриваемом фонде к таким объектам относятся скважины № 2533, 4880, 8937, 9107 и 1228, для которых фактический дебит жидкости составляет 9,0–23,3 $м^3$/сут, а коэффициент продуктивности изменяется в пределах 0,10–0,35 $м^3$/сут·атм. Для указанных скважин характерны ограниченные возможности по обеспечению устойчивого притока в непрерывном режиме, что и определяет целесообразность их перевода на периодическую эксплуатацию.

Обоснование перевода указанных скважин на периодическую эксплуатацию выполнено на основе расчета продолжительности цикла работы установки, включающего время откачки и время накопления жидкости в стволе скважины [8].

Продолжительность одного цикла определяется по формуле

$$T_ц = t_{раб} + t_{нак}, \quad (1)$$

где $T_ц$ – полная продолжительность цикла, ч;

$t_{раб}$ – время работы УЭЦН в цикле, ч;

$t_{нак}$ – время накопления жидкости в скважине, ч.

Количество циклов в сутки рассчитывается по формуле

$$n_ц = T_ц/24 = (t_{раб} + t_{нак})/24, \quad (2)$$

где $n_ц$ – число циклов работы скважины в сутки.

В таблице 1 приведены показатели и результаты расчета работы скважин в режиме периодической и циклической эксплуатации.

Таблица 1 – Показатели работы скважин в режиме периодической и циклической эксплуатации

№ скв.	Марка насоса	Глубина насоса, м	$P_{заб.}$ вд., атм	$P_{пл.}$ вд., атм	$K_{прод.}$, $м^3$/сут* атм	$Q_{ж.ф.}$, $м^3$/сут	Обв., %	Qн.ф,. т/сут	Период. режим (цикл)		Циклов в сутки
									час раб.	час накоп.	
2533	ЭЦНА5-60-1700	1810	89,0	181,2	0,10	9,0	78,4	1,7	0,08	0,33	58
4880	ЭЦНА5-80-1700	1820	83,7	175,4	0,25	23,3	96,0	0,8	0,08	0,50	41
8937	ЭЦНА5-60-2200	2316	120,2	182,8	0,27	16,8	79,9	2,8	0,10	0,20	80
9107	ЭЦНА5-60-2300	2550	106,4	169,0	0,35	21,6	38,2	11,1	0,10	0,20	80
1228	ЭЦНА5-60-1750	1920	50,9	139,7	0,14	14,0	85,3	1,8	0,12	0,25	65

Расчет по приведенным формулам показывает, что частота включений определяется выбранным соотношением времени откачки и времени накопления, а, следовательно, может быть адаптирована к фактическому притоку конкретной скважины. Так, для скважины № 2533 при времени работы 0,08 ч и времени накопления 0,33 ч продолжительность одного цикла составляет 0,41 ч, что соответствует примерно 58 циклам в сутки. Для скважины № 4880 при времени работы 0,08 ч и времени накопления 0,50 ч продолжительность цикла составляет 0,58 ч, а число циклов – около 41 в сутки.

Для скважин № 8937 и 9107 при соотношении времени работы и накопления 0,10/0,20 ч расчетное количество циклов составляет 80 в сутки. Для скважины № 1228 при времени работы 0,12 ч и времени накопления 0,25 ч число циклов составляет около 65 в сутки.

Выбор именно периодической и циклической эксплуатации для указанных скважин обусловлен тем, что данный режим позволяет согласовать фактическую производительность насоса с реальным притоком жидкости из пласта.

Таким образом, расчеты показали, что для скважин № 2533, 4880, 8937, 9107 и 1228 перевод на периодическую и циклическую эксплуатацию является обоснованным решением, поскольку позволяет согласовать режим работы УЭЦН с фактическим притоком жидкости, снизить неэффективную продолжительность непрерывной работы насоса и обеспечить более устойчивую эксплуатацию малодебитного фонда. Применение данного подхода способствует повышению надежности оборудования, снижению удельных энергозатрат и сохранению технологически допустимого уровня отбора продукции в осложненных условиях эксплуатации.

Список использованных источников:

1. Николаев В. С. Подбор оптимального УЭЦН для условий малодебитных месторождений / В. С. Николаев // Нефтяная промышленность. – 2022. – № 10. – С. 48–56.

2. Петров И. В. Обоснование оптимальных режимов работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации / И. В. Петров, Н. А. Смирнов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 33–40.

3. Смирнов К. С. Современные подходы к выбору УЭЦН для малодебитных скважин / К. С. Смирнов, Д. В. Козлов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6. – С. 18–25.

4. Шевцов А. Г. Современные методы повышения эффективности УЭЦН / А. Г. Шевцов, О. Л. Тихонов // Нефтяное оборудование. – 2022. – № 1. – С. 11–19.

5. Абдуллаев Г.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов / Абдуллаев Г.А. // Академический журнал Западной Сибири. –2016.–№5.–С.4–5.

6. Кузьмичев Н. П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6

7. Сипайлов В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти / Сипайлов В.А. // Автореф. дис... канд. техн. наук. – Томск, 2009.– 19 с.

8. Ивановский В.Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 23–29.

УДК 622.276

БУРЕНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)

Р.Р. Ахмадиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГРз-20-11)

Аннотация. В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с использованием ГС и БГС в ранее пробуренных эксплуатационных скважинах. В данной статье представлено обоснование бурения бокового ствола как метод увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта.

Ключевые слова: добыча, нефть, боковой ствол, горизонтальный ствол, нефтеотдача, пласт.

UDC 622.276

INCREASING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING IN DEPOSITS WITH HARD-TO-RECREATE RESERVES

R.Z. Minnigalimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Professor)

R.R. Akhmadiev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group GRz-20-11)

Abstract. Currently, one of the promising methods for enhancing oil production and maximizing its recovery is the development of fields using horizontal wellbores and sidetracking in previously drilled production wells. This article presents the rationale for sidetracking as a method for increasing reservoir recovery.

Keywords: production, oil, sidetrack, horizontal wellbore, oil recovery, reservoir.

Технология зарезки боковых стволов (см. рисунок 1) является одним из эффективных методов увеличения объемов добычи нефти на зрелых месторождениях, а также повышения коэффициента нефтеотдачи пластов. С помощью данного подхода удаётся вернуть в эксплуатацию скважины, не поддававшиеся восстановлению другими способами. Бурение БС (боковых стволов) позволяет задействовать пласты, находящиеся вне зоны текущего дренажа, и способствует вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, доступ к которым прежними методами был невозможен [1].

Зарезка БС применяется для восстановления работоспособности скважин, выведенных из эксплуатации по различным геологическим или техническим причинам. Эта технология обеспечивает добычу углеводородов из зон пласта с объективно ограниченным доступом к ресурсам. На практике метод часто рассматривается как средство оперативного реагирования и предполагает бурение дополнительных каналов внутри скважины. Затраты на проведение подобных операций обычно окупаются за короткий срок и значительно ниже расходов на сооружение новых нефтяных скважин.

Процедуры бурения БС мало отличаются при различных направлениях – вертикальном, горизонтальном или наклонном. Основное отличие заключается в обязательном фрезеровании участков старой обсадной колонны для выхода в породу коллектора. Выполнение работ внутри существующей ЭК приводит к значительному уменьшению диаметра применяемого оборудования и самого вторичного канала [2].

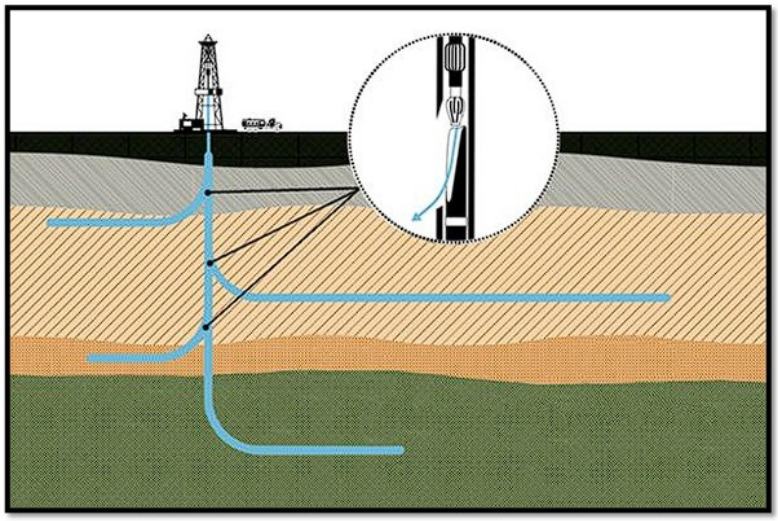


Рисунок 1.1 – Зарезка боковых стволов

Внедрение горизонтальных и многоствольных горизонтальных скважин демонстрирует более высокую эффективность, по сравнению с традиционными вертикальными решениями. Уже с начала 1970 гг. указанные технологии активно развиваются как отечественными предприятиями, так и зарубежными компаниями. В настоящее время этим направлением занимаются свыше 60 организаций по всему миру.

При наличии незначительных запасов нефти (объёмом менее 100 тыс. тонн), расположенных в уже разведанных пластах, разработка таких залежей классическими методами часто оказывается экономически нецелесообразной. Для повышения эффективности освоения подобных МР и увеличения рентабельности добычи широко применяется технология бурения БС от действующих или заброшенных скважин, находящихся вблизи перспективных нефтеносных горизонтов. Этот способ отличается инвестиционной привлекательностью и позволяет существенно увеличить темпы извлечения углеводородного сырья из продуктивных пластов.

Внедрение соответствующих технических решений предполагает использование методов, направленных на сокращение затрат как на строительство новых скважин, так и на доработку существующей инфраструктуры. Если поблизости имеются потенциальные скважины-кандидаты, в т.ч. ранее законсервированные или выведенные из эксплуатации, их можно использовать для бурения боковых стволов с целью расширенного поиска продуктивных участков и дальнейшей доразведки МР.

В ряде случаев традиционные способы освоения оказываются неэффективными или экономически необоснованными из-за особенностей геологического строения участка, а также из-за малых масштабов залежей. При наличии достоверной геологической информации о целесообразности вскрытия коллектора наклонным или горизонтальным стволом представляется рациональным применять действующие старые скважины для проведения работ по бурению БС. Такой подход позволяет снизить капитальные затраты, по сравнению с возведением полностью новых эксплуатационных объектов.

Для достижения максимальной отдачи при внедрении технологии БС необходимо обеспечить рациональное расходование ресурсов в ходе модернизации и сохранить первоначальные фильтрационные характеристики продуктивного пласта. Для того, чтобы решить этот вопрос достаточно правильно и грамотно подобрать оборудование, а именно:

- рассчитать устьевое давление;
- подобрать отвечающую требованиям конструкцию колонн и труб;
- выбрать методику зарезки бокового ствола;
- также важно с умом подойти к выбору промывочной жидкости, которая будет использована в процессе осуществления данного мероприятия.

В процессе данного мероприятия важно учитывать возможные осложнения, особенно при бурении на «взрослых» месторождениях. Осложнения могут быть двух видов: геологического характера и стратиграфического. Своего рода это то, что было накоплено за предыдущий опыт разработки месторождения, т.е. это какого-либо рода воздействия или же просто выбранный режим разработки объекта. Все эти нюансы крайне важно учитывать, чтобы не создать дополнительных трудностей, требующих затрат.

Именно поэтому очень важно отдавать предпочтение современным технологиям. Но также важен персонал и его квалификация. Только в таком тандеме возможен максимальный эффект при минимальных затратах [3].

Данное геолого-техническое мероприятие является одним из эффективнейших направлений в наших реалиях. Этот метод сохраняет высокий потенциал применения ввиду роста доли трудноизвлекаемых запасов на стареющих месторождениях [4].

Подытожив многолетний опыт внедрения данной технологии, можем выделить основные преимущества данного подхода [5]:
- рост коэффициента нефтеизвлечения благодаря увеличения зоны притока флюида;
- высокая площадь фильтрации, что влечёт за собой рост дебитов;
- продление срока жизни скважины без внедрения дополнительных дорогостоящих технологий;
- возможность повлиять на продуктивность скважины и всего месторождения в целом;
- сокращение затрат, так как строительство новой скважины повлечёт за собой немалые финансы, а бурение второго ствола – представляет собой более бюджетный, но не менее эффективный вариант.

Список использованных источников:

1 Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела / В. И. Кудинов. – Москва-Ижевск, 2004 г. – 720 с.

2 Синцов И. А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода» / И. А. Синцов, А. А. Александров, И. А. Ковалёв. – URL: https://elibrary.ru/saljpl//.

3 Кудинов В. И. Методы повышения производительности скважин / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара: [б. и.], 1996 г. – 414 с.

4 Салихов М. М. Выбор добывающих скважин для зарезки боковых горизонтальных стволов / М. М. Салихов, Р. Б. Рафиков, И. Г. Газизов // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 12. – с. 77-87.

5 Булатов А. И. Бурение горизонтальных скважин / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Кубань, 2008. – 424 с.

УДК 622.276.66

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП В ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ

К.В. Прокудина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы МГР12дв-24-11)

Р.З. Миннигалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, профессор, доктор техн. наук)

Аннотация. Освоение залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов осложняется низкой фильтрационно-емкостной характеристикой пород и ярко выраженной макро- и микронеоднородностью геологического разреза. В связи с этим технология гидравлического разрыва пласта выступает в качестве метода интенсификации притока, а

также увеличения охвата дренированием, что позволяет вовлекать в разработку слабопроницаемые зоны и повышать рентабельность извлечения сырья. В статье рассматриваются современные методы повышения успешности проведения ГРП при освоении залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРиЗ), гидравлический разрыв пласта (ГРП), низкопроницаемые коллекторы, интенсификация, флюид, коллектор.

UDC 622.276.66

IMPROVING EFFICIENCY HYDRAULIC FRACTURING IN COMPLEX RESERVOIRS

K.V. Prokudina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv-24-11)
R.Z. Minnigalimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, professor)

Abstract. The development of deposits with hard-to-recover hydrocarbon reserves is complicated by the low filtration and capacity characteristics of the rocks and the pronounced macro- and micro-heterogeneity of the geological section. In this regard, hydraulic fracturing technology is used as a method of intensifying inflow and increasing the area of drainage, which allows for the development of low-permeability zones and increases the profitability of resource extraction. This article discusses modern methods for improving the success of hydraulic fracturing in the development of deposits with hard-to-recover reserves.

key words: hard-to-recover reserves, hydraulic fracturing, low-permeability reservoirs, intensification, fluid, reservoir.

Применение гидроразрыва пласта (ГРП) в условиях трудноизвлекаемых запасов нефти обусловлено прежде всего низкими фильтрационно-емкостными свойствами и заметно выраженной неоднородностью продуктивных отложений. Необходимость использования данной технологии заключается в интенсификации притоков за счет формирования в породе дополнительных каналов проводимости, что позволяет существенно расширить площадь дренирования скважины. Вовлечение в разработку новых зон способствует росту дебитов и увеличению коэффициента конечной нефтеотдачи.

Около 70% отечественных запасов углеводородов представлены трудноизвлекаемыми (ТРИЗ). Экономически эффективным решением для их добычи является применение гидроразрыва пласта (ГРП). Успешность ГРП на сложных геологических объектах остается невысокой. Главной причиной является несовершенство существующих подходов к выбору скважин-кандидатов и анализу накопленных промысловых данных. В связи с этим, настоящее исследование направлено на создание новых методик, позволяющих повысить эффективность освоения запасов ТРИЗ.

Для интенсификации притока в горизонтальных стволах наиболее эффективно применение многостадийного ГРП. В процессе работы в скважину внедряется компоновка, оснащенная серией фрак-портов (типовое количество — 4-5 единиц). При этом передовой международный опыт подтверждает возможность монтажа систем (рис. 1).

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) представляет собой современную модификацию метода ГРП, демонстрирующую наибольшую результативность при освоении горизонтальных скважин и разработке залежей с низкой проницаемостью (рис. 1). Процесс реализации МГРП в горизонтальном стволе подразумевает последовательное создание трещин, инициируемое от самой удаленной точки скважины (забоя). После завершения очередного этапа гидроразрыва в скважину запускается шар-активатор, который перекрывает уже обработанную зону и одновременно активирует порт для проведения ГРП в следующем интервале.

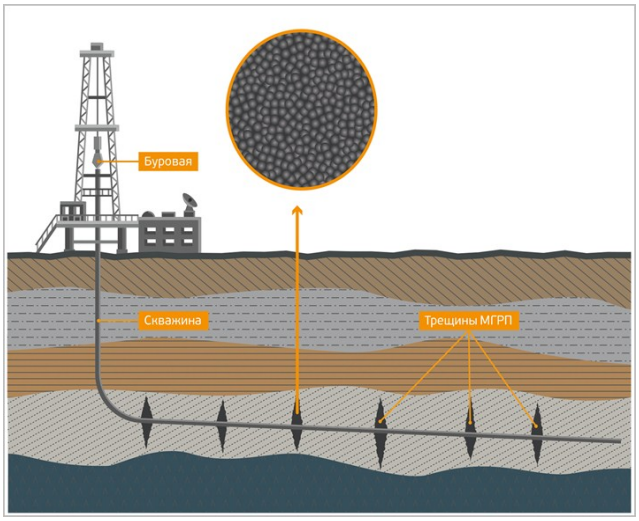


Рисунок 1 Схема многостадийного гидроразрыва пласта

Многостадийный гидроразрыв пласта происходит благодаря спуску в скважину устройства с определенной насадкой, которое при движении в горизонтальной плоскости пласта за счет закачки пропанта создает трещины большой протяженности в продуктивном пласте. Также для этого могут быть использованы пакерные установки. В горизонтальной части ствола размещена хвостовая колонна, оснащенная системой осевых пакеров для разобщения пласта. Между ними встроены муфты с подвижными окнами, позволяющие управлять циркуляцией. Герметичность каждого участка исключает неконтролируемые перетоки между трубой и затрубным пространством. Во время проведения гидроразрыва пласта в колонну опускаются шары калиброванного размера, начиная с наименьшего диаметра. Во время промывки они садятся в седла, расположенные в муфтах, и открывают их, обеспечивая сообщение с резервуаром для дальнейшего гидроразрыва пласта. Использование систем доводки пакера при гидроразрыве пласта снижает технологические риски, так как сокращается количество подъемных операций для создания и устранения перемычковых заторов и повышается эффективность операций гидроразрыва пласта за счет учета параметров отдельных зон. Для определения сетки скважин, длины горизонтального участка и расстояния между трещинами, образующимися при гидроразрыве пласта, выполняется технико-экономический расчет на основе расчетных данных, полученных в гидродинамическом симуляторе. Конструкция высокотехнологичной скважины, в дополнение к скорости потока, должна обеспечивать быстрое проведение повторного МГРП без предварительных дорогостоящих работ. Процентное содержание проппанта также влияет на качество МГРП.

Использование МГРП обеспечивает экономическую эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов. Это дает возможность вовлечь в разработку значительно больший объем залежи в пределах горизонтальной скважины.

Повышение эффективности проведения гидроразрыва также достигается использованием в качестве жидкости для разрыва пласта полиакриламида. Полиакриламид (ПАА) и его производные являются ключевыми компонентами современных жидкостей для гидравлического разрыва пласта (ГРП), постепенно вытесняя традиционную гуаровую камедь. Полиакриламид добывают прямой полимеризацией мономера акриламида. Так как Акриламид , и его полимеры растворимы в воде, его практично использовать метод полимеризации в растворе, используя в качестве инициатора Персульфат калия или Персульфат аммония , также можно применять окислительно-восстановительные инициаторы. Это обусловлено способностью эффективно снижать трение и удерживать проппант при меньших дозировках.

Одним из преимуществ сополимера акриламида является его многофункциональность. При малых концентрациях (до 0,1%) он действует как агент снижения гидравлического сопротивления: трение в насосно-компрессорных трубах уменьшается на 50–70% по сравнению с водой, что позволяет увеличить темп закачки жидкости разрыва. При повышении концентрации до 0,3–0,4% его функция меняется, это происходит потому, что он становится жидкостью-носителем, способной транспортировать и удерживать во взвешенном состоянии высокие концентрации проппанта.

В промысловых условиях полиакриламид (ПАА) применяется в форме суспензий, эмульсий или сухих порошков. В подобной коллоидной системе (гель, раствор или эмульсия) одновременно присутствуют два свойства: вязкость за счет внутреннего трения и упругость при деформации частиц под нагрузкой. Установлено, что у растворов ПАА преобладают упругие свойства. Именно благодаря этому жидкости разрыва на основе ПАА, обладая значительно меньшей вязкостью, способны удерживать и переносить проппант так же эффективно, как и высоковязкие сшитые гуаровые гели.

Преимущества использования полиакриламида:

- Превосходит суспендированный гуар по несущей способности.
- Реагент MEX-FRAC практически не оставляет нерастворимого осадка и легко разрушается окислительными деструкторами, что исключает кольматацию пласта и проппантной пачки.
- MEX-FRAC одновременно обеспечивает вязкость для транспортировки проппанта и эффективно снижает трение даже при малых дозировках.
- Сохраняет стабильность в широком диапазоне pH, температур и минерализации, что делает его эффективным в сложных геологических условиях (трещиноватые и карбонатные пласты).

К недостатками данного метода относят:

- При температурах выше 100°C или в агрессивной среде (соли, кислород) ПАА подвержен деструкции, что ведет к потере до 20% полезных свойств.
- Адсорбция остатков полимера на стенках пор может спровоцировать «скин-эффект».
- Наличие токсичных мономеров акриламида требует строгого контроля безопасности и утилизации.
- Ограниченная совместимость с рядом добавок (например, сульфатами) усложняет подготовку раствора.
- Необходимость детальных лабораторных и полевых тестов увеличивает общую стоимость проекта на 5–10%.

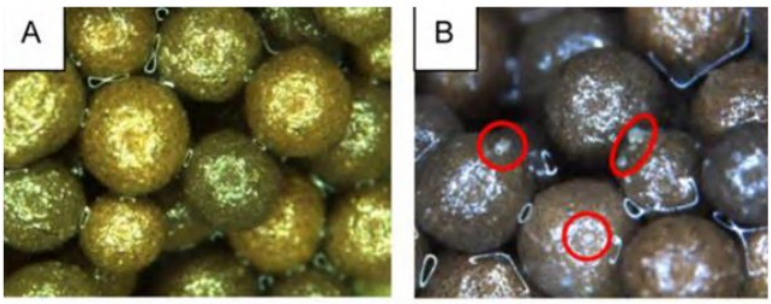


Рисунок 2 Упаковка: а- полиакриламида, б- гуаровой камеди

Переход на новые технологические жидкости стал производственной задачей по удлинению создаваемой трещины ГРП. Снижение вязкости и концентрации реагентов позволило добиться более чистой упаковки проппанта (рис.2). В отдельных случаях интенсивность закачки повышали до 819 м³/мин. При освоении низкопроницаемых пластов с применением высокоскоростного ГРП наиболее часто используются растворы на основе синтетических полимеров — полиакриламида (известного также как HPAM или HVFR).

Также можно использовать для жидкостей разрыва полимер Givpan. Буровой реагент Гивпан представляет собой однородную вязкую массу от светло-желтого до серого цвета без механических примесей. Водородный показатель вещества (pH) расположен в диапазоне от 12 до 14 пунктов. Его получают гидролизом полиакрилонитрильных соединений, смешивающих его (на более поздних стадиях) с различными щелочами. Перед тем, как использовать раствор, щелочь растворяют в воде при температуре от 80 °C. В последствии, температуру можно повысить до 100 °C. Гивпан относится к реагентам газового и нефтяного производства. Благодаря качественному процессу гидролиза, структурные и фильтрационные свойства реагента значительно возрастают.

Реагент, будучи полимером акриламида, существенно отличается от остальных известных полимеров. Он гораздо дешевле и доступнее, потому что производится из доступных отходов готовых тканей, образующихся на разного рода текстильных заводах и фабриках. Отходы содержат важнейшие стабилизаторы старения, а также различные красители, что обуславливает достаточно высокую температуру гидролиза.

Технология обработки данным составом заключается в последовательном чередовании (циклическом) закачивании в нагнетательную скважину через НКТ (колонну насосно-компрессорных труб) порции раствора хлорида кальция, пресной воды (в объеме НКТ), объема приготовленного раствора полимера требуемой концентрации (0,4-3,0%), второго объема пресной воды и второй порции раствора хлорида кальция. Композиция реагента вытесняется в резервуар с использованием технической воды в объеме 27 м3. После чего скважину закрывают на 1-2 дня для проведения реакции осаждения. Повторение циклов закачки для каждой скважины осуществляется в соответствии с планом работ. В случае циклического впрыска приготовление раствора полимера требуемого объема и концентрации осуществляется в автоцистернах или специализированных цистернах.

Эффективное освоение залежей с трудноизвлекаемыми запасами напрямую зависит от качества проведения гидравлического разрыва пласта. Анализ современных технологий показал, что применение многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах позволяет значительно увеличить охват дренированием и вовлечь в разработку низкопроницаемые зоны. Совершенствование рецептуры жидкостей разрыва также играет важную роль в повышении эффективности ГРП на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Использование полиакриламида (ПАА) в качестве основного компонента является перспективным направлением повышения эффективности ГРП. Несмотря на наличие технологических ограничений, таких как термохимическая нестабильность и риск кольматации порового пространства, синтетические полимеры демонстрируют ряд преимуществ перед традиционными гелями. Ключевыми достоинствами ПАА являются высокая несущая способность при низкой вязкости, значительное снижение гидравлического трения и минимальное загрязнение проппантной пачки, что в совокупности способствует созданию более протяженных и чистых трещин.

Список использованных источников

1) Баловацкая А.А. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник науки и образования. 2019. №8-1 (62). URL: https://cyberleninka.ru/ (дата обращения: 05.05.2021).

2) Васильев В.А., Верисокин А.Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №6. URL: https://cyberleninka.ru/ (дата обращения: 05.05.2021).

3) Байков Н.М. Полимеры в нефтедобыче. М.: Нефть и газ, 2010.

4) Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» // Научнотехнический вестник, 2014. № 2.

УДК 622.276.66

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Р.З. Миннигалимов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)
К.В. Прокудина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы МГР12дв-24-11)

Аннотация. В данной статье представлены способы повышения эффективности процесса гидроразрыва пласта трудноизвлекаемых запасов. Рассматриваются различные методы и технологии – от выбора оптимальных рабочих жидкостей и коагулянтов до применения новейших инновационных разработок. Также представлены конкретные примеры использования данных технологий и методов в условиях реальных залежей.

Ключевые слова: добыча, нефть, гидроразрыв пласта, месторождение, дебит, нефтеотдача, эффективность.

UDC 622.276.66

INCREASING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING IN DEPOSITS WITH HARD-TO-RECREATE RESERVES

R.Z. Minnigalimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)
K.V. Prokudina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group MGR12dv-24-11)

Abstract. This article presents ways to improve the efficiency of hydraulic fracturing for hard-to-recover reserves. Various methods and technologies are discussed, from selecting optimal working fluids and coagulants to applying the latest innovative developments. Specific examples of the application of these technologies and methods in real-world reservoir conditions are also presented.

Keywords: custom, oil, hydraulic fracturing, field, flow rate, oil recovery, efficiency.

В научно-литературных источниках последних лет вопрос применения ГРП (гидроразрыва пласта) для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти рассматривается с различных технических позиций. Специалисты уделяют значительное внимание анализу эффективности данного метода как ключевого способа увеличения коэффициента извлечения углеводородов и прироста дебита скважин.

Разработка геолого-технических мероприятий, включая ГРП, строится с учётом стратегических целей нефтяных компаний. Оптимизация комплекса таких мероприятий направлена на достижение плановых показателей добычи углеводородного сырья при соблюдении критериев управляемого риска, технологической осуществимости и экономической оправданности в условиях ограниченных инвестиций. Существенную роль в успешном внедрении ГРП играют корректный выбор объектов для проведения операций, грамотный отбор скважин-кандидатов, а также применение передовых технологических решений.

На данном этапе планирование операций гидроразрыва и оценка их ожидаемого эффекта осуществляются согласно корпоративным регламентирующим документам: стандартам компаний, отраслевым рекомендациям, внутренним инструкциям. Предварительный отбор скважин для включения в программы работ ГРП проводится на основе комплексного анализа геологической информации, истории разработки участка

МР и накопленного опыта аналогичных операций с использованием унифицированных критериев выбора.

В ходе исследования была предложена структурированная схема организации этапов подготовки ГРП (рисунок 1).

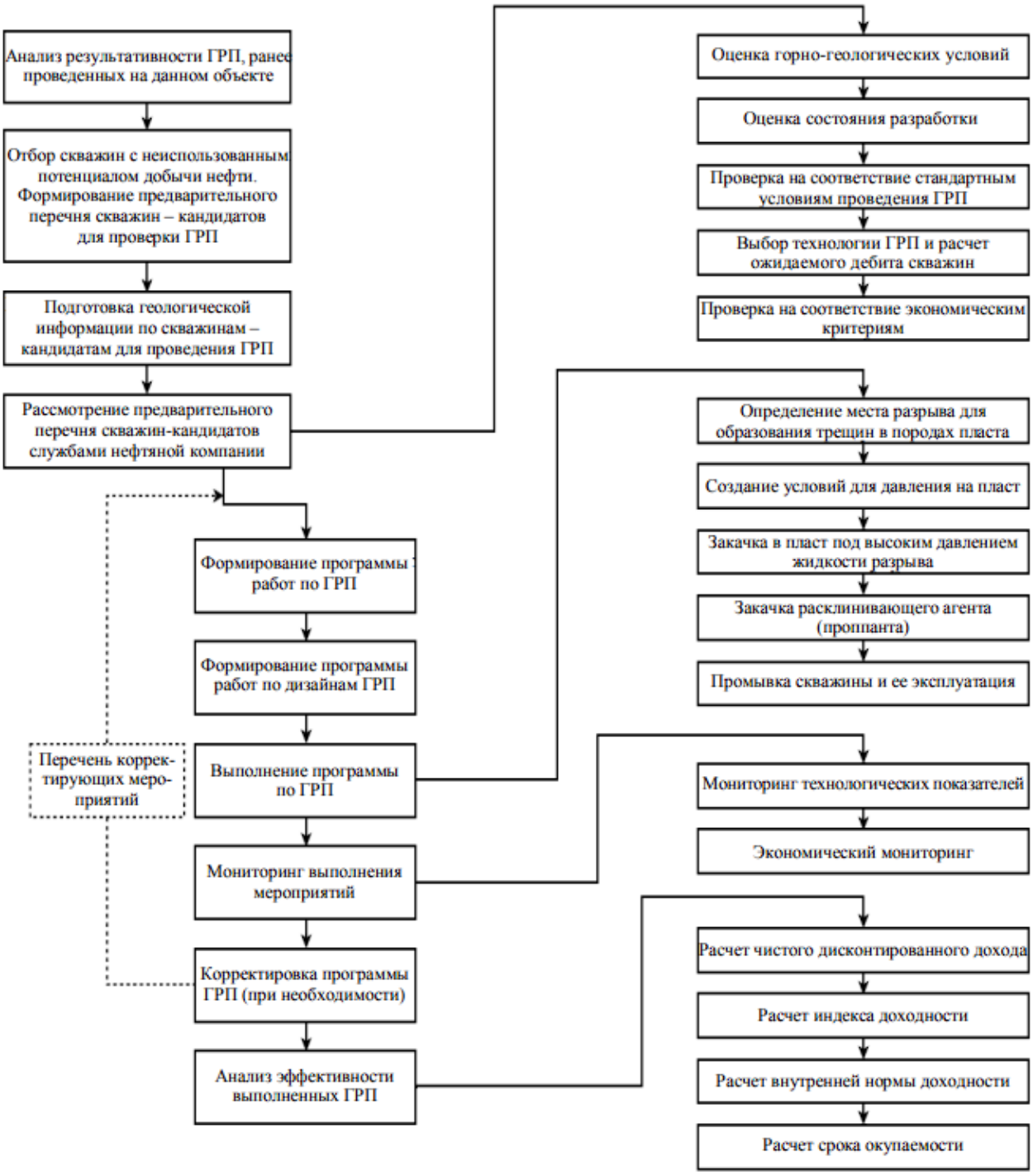


Рисунок 1 – Алгоритм процесса планирования и выполнения ГРП

Учитывая высокую степень воздействия технологии на продуктивные горизонты, необходимо осознавать риск возникновения негативных последствий при недостаточной обоснованности проектных решений. Это может не только привести к дополнительным производственным издержкам или убыткам вследствие невыполнения запланированных объёмов добычи и прибыли, но также стать источником потенциальных геологических или экологических осложнений [1-2].Высокая потенциальная эффективность рассматриваемой

технологии для увеличения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, наряду со значительными затратами и технологической сложностью внедрения, подчёркивает важность оптимизации параметров данного процесса на всех его этапах.

Технологическая оптимизация требует учёта как геологических, так и технических ограничений. Необходимо подобрать массу проппанта, объём разрывной жидкости и скорость её нагнетания с целью формирования трещины заданных характеристик и минимизации скин-эффекта. Указанный процесс осуществляется с учётом множества факторов: проницаемости породы, глубинного положения коллектора, мощности продуктивного горизонта, пластового давления и т.д. (рисунок 2).



Рисунок 2 – Принципиальная схема оптимизации ГРП

Экономическая оптимизация базируется на технологических решениях с обязательным учётом стратегических задач нефтяной компании и доступных финансовых ресурсов. Такой комплексный подход позволяет разработать наиболее выгодную схему ГРП в условиях действующих геолого-технических ограничений.

К ключевым направлениям развития процесса планирования работ по гидроразрыву относятся: точное определение сроков возврата инвестиций с акцентом на специфику технологических мероприятий, совершенствование системы калькуляции затрат при реализации данной методики, повышение обоснованности выбора скважин для включения в программу проведения ГРП [3].

На практике нефтяные компании стремятся интегрировать методы расчёта эффективности мероприятий в существующую систему отчётности и учёта затрат. Для упрощения обоснования эффективности ГРП при планировании часто используются усреднённые показатели по группам скважин или МР. Однако подобный подход не отражает индивидуальные затраты различных технологий на отдельных объектах добычи (и даже в пределах одного предприятия) [4].

Современный этап развития нефтяной отрасли РФ характеризуется тем, что большая часть наиболее продуктивных МР достигла зрелой стадии эксплуатации. Этот процесс сопровождается постепенным снижением объёмов добычи, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, ростом обводнённости продукции скважин и расширением числа малых нерентабельных объектов. В таких условиях особенно актуальными становятся задачи повышения коэффициента извлечения нефти из пластов и оптимального использования существующего фонда скважин нефтедобывающих предприятий.

Стабилизация уровня добычи сырья, замедление её снижения, а также продление сроков эксплуатации скважин с низкой продуктивностью напрямую зависят от внедрения комплекса геолого-технических мероприятий. Однако данные мероприятия требуют значительных финансовых вложений и связаны с определёнными геологическими и экономическими рисками.

Выбор скважин-кандидатов для ГРП без детального экономического анализа или при его некорректном выполнении (например, когда расчёты проводятся усреднённо по всему

массиву или используются типовые значения затрат, без учёта особенностей каждой отдельной скважины) приводит к включению в программы значительного числа заведомо нерентабельных операций. Как показал проведённый анализ, около 18% таких мероприятий оказываются экономически нецелесообразными на этапе планирования. Это ведёт к неэффективному использованию инвестиций и недовыполнению производственных задач.

Введение в корпоративные нормативные документы новых принципов обоснования программ ГРП позволит компаниям более осознанно формировать планы работ на основе стратегических установок предприятия. Такой подход способствует рациональному расходованию средств при реализации геолого-технических мероприятий, повышает успешность их применения и сокращает инвестиционные риски как финансового, так и геологического характера. В результате эффективность деятельности нефтяных компаний будет расти за счёт комплексного совершенствования методологии проектирования технологических мероприятий.

Список использованных источников:

1. Соловьева И. А. Экономико-правовые проблемы недропользования и пути их решения / И. А. Соловьева, Л. А. Авдеева, Е. С. Дьяконова // Евразийский юридический журнал. – 2017. – № 11 (114). – С. 415-417.

2. Авдеева Л. А. Совершенствование методов планирования применения гидроразрыва пласта на нефтяных скважинах / Л. А. Авдеева, И. А. Соловьева, А. И. Гильмутдинов // Евразийский юридический журнал. – 2018. – № 6 (128). – С. 411-414.

3. Кудряшов С. И. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С. И. Кудряшов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 80-83.

4. Гильмутдинов А. И. Совершенствование методов планирования геолого-технических мероприятий с учетом минимального рентабельного дебита скважин / А. И. Гильмутдинов, Л. А. Авдеева // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: материалы VI Международной научно-практической конференции. – Уфа: УГНТУ. – 2016. – С. 103-105.

УДК 622.276

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ УЭЦН, НА БЕЛЕБЕЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Г. Миннулин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.В. Яковлев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз 20-11)

Аннотация. Современное состояние нефтегазодобывающей отрасли характеризуется ухудшением технических показателей, которые можно описать различными проблемами, такими как снижение проницаемости призабойной зоны скважины, высокая обводненность продукции, различные осложнения, влияющие на работу промыслового оборудования. Все это влияет на эффективность разработки месторождения, в т.ч. и Белебеевского месторождения нефти.

Ключевые слова: УЭЦН, оптимизация, режим, пласт, нефтедобыча, оборудование, подбор, штуцер.

UDC 622.276

OPTIMIZATION OF THE WELL OPERATION MODE, EQUIPPED WITH INSTALLATIONS OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS OF THE UESN, AT THE BELEBEYEVSKOYE FIELD

A.G. Minnulin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, Associate Professor)
D.V. Yakovlev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz 20-11)

Abstract. The current state of the oil and gas production industry is characterized by a deterioration in technical indicators, which can be described by various problems, such as a decrease in the permeability of the wellbore zone, high water cut, and various complications affecting the operation of field equipment. All of this affects the efficiency of field development, including the development of the Belebeyevskoye oil field.

Keywords: UECN, optimization, mode, reservoir, oil production, equipment, selection, fitting.

Белебеевское нефтяное месторождение открыто в 1956 г., введено в эксплуатацию в 1958 г. На Белебеевском месторождении глубоким бурением вскрыты пермские, каменноугольные, девонские и вендские (бавлинские) отложения.

Нефти пластов основных эксплуатационных горизонтов Белебеевского месторождения не различаются. Плотность нефтей составляет 870кг/м^3. Нефти сернистые, парафинистые, смолистые. Плотность нефти по залежам закономерно изменяется. Так, если в сводной части месторождения плотность нефти составляет 860кг/м^3, то к периферии она постепенно увеличивается до 870 кг/м^3. При этом растет и содержание серы (от 1,4 до 2,6 %). Среднее содержание легких углеводородов составляет 18,5 %.

В составе газов больше метана и меньше этана. Характерно отсутствие сероводорода и значительно, до 14% содержание азота.

Воды пресные, высокопродуктивные, преимущественно сульфатнатриевого типа, слабоминерализованные, с малым содержанием хлоридов. В составе солей преобладают бикарбонаты кальция и магния. Воды жесткие (по Пальмеру А2, S1, S2).

Действующий фонд скважин на 01.01.2022 г. 192 скв., в т.ч. УЭЦН – 140 скв., ШСНУ – 41 скв., УЭДН – 10 скв.

Состояние Белебеевского месторождения нефти на современном этапе требует значительных изменений в подходах к эксплуатации скважин. В условиях ухудшающихся эксплуатационных характеристик и необходимости повышения эффективности добычи, особое внимание уделяется внедрению инновационных методов, одним из которых является использование установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН).

На Белебеевском месторождении для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН и их производительности используют такие варианты оптимизации режимов работы УЭЦН, которые поддерживают эффективность работы насосов в осложненных условиях, в т.ч.:

1. Установка штуцера (рисунок 1).

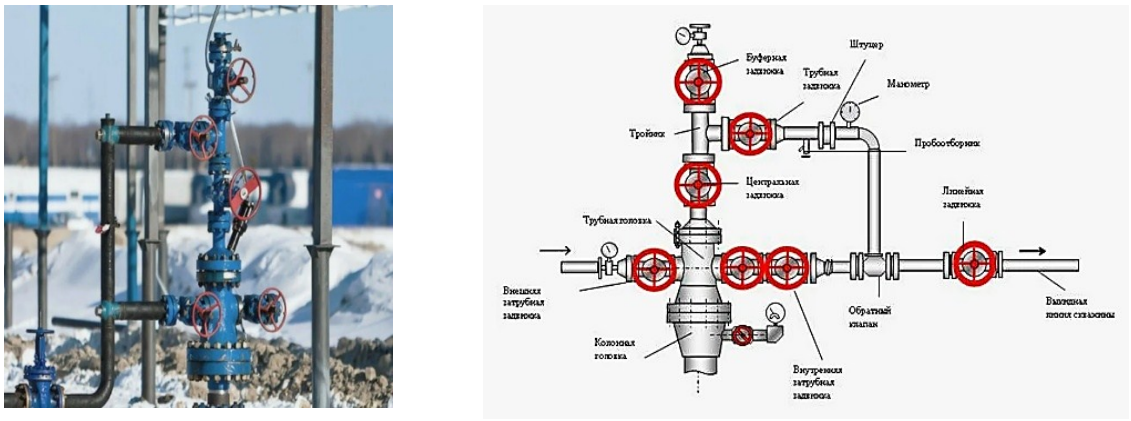


Рисунок 1 – Схема установки штуцера в устьевую обвязку скважины

Штуцер создаёт дополнительное гидравлическое сопротивление на устье скважины, что снижает отбор продукции. Это позволяет регулировать объём отбираемой жидкости и поддерживать стабильную работу скважины.

2. Частотное регулирование (рисунок 2).

Частотное регулирование работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) — это метод оптимизации эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, путём изменения частоты питающего напряжения на станции управления. Это позволяет: гибко регулировать производительность и напор насоса, особенно в условиях изменения параметров пласта (дебит, давление, обводнённость), плавно запускать двигатель, что снижает механические нагрузки на оборудование, уменьшать потребляемую мощность двигателя при выводе УЭЦН на режим на частотах менее 50 Гц, что снижает вероятность его перегрева при отсутствии или недостаточном притоке из пласта.

Для частотного регулирования используют частотный преобразователь — устройство, которое позволяет регулировать частоту электрического тока, подаваемого на электродвигатель.

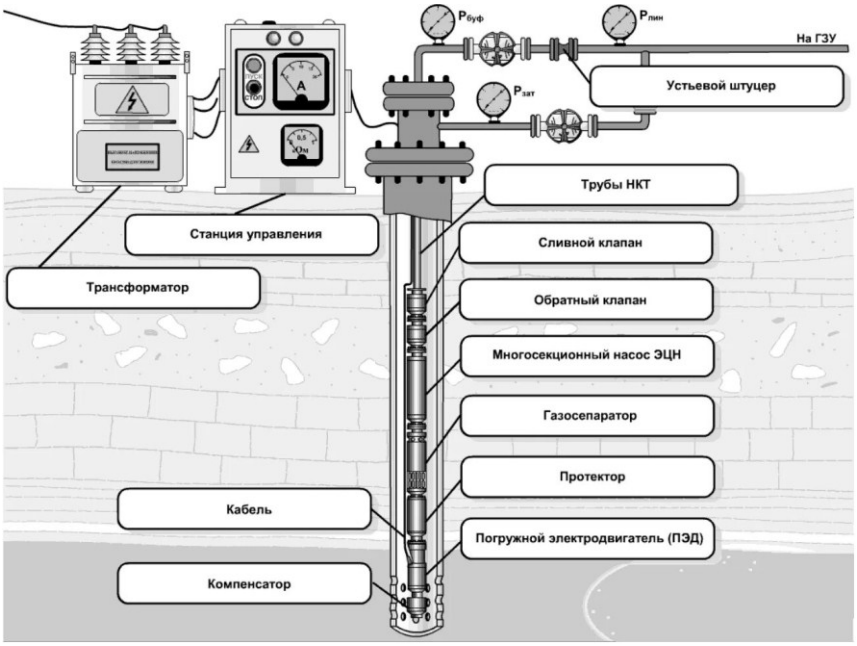


Рисунок 2 – Схема частотного регулирования

Современное оборудование для управления УЭЦН позволяет автоматически подстраивать режим работы насосов под изменяющиеся параметры добычи скважины. Например, изменение частоты питающего напряжения позволяет изменять число оборотов вала насоса, что влияет на его производительность и напор [3].

3. Использование более мощного глубинно-насосного оборудования. Выбор более мощных и эффективных УЭЦН позволяет поддерживать требуемый режим работы скважины на протяжении долгого времени, несмотря на постепенное возрастание нагрузок на оборудование, что позволяет поддерживать требуемый режим работы скважины на протяжении долгого времени, несмотря на постепенное возрастание нагрузок на оборудование [1].

Таким образом, показатели наработки на отказ и межремонтный период не ухудшаются. Следовательно, более мощное оборудование обеспечивает более высокий уровень напора и производительности для скважины, что позволяет:

- поддерживать заданный режим отбора жидкости в условиях постепенного роста нагрузок, например, из-за запарафинирования каналов для поднимаемой жидкости;

- гибко регулировать работу насоса в зависимости от конкретных условий работы. Например, если ни один из методов регулирования не даёт необходимого результата, может быть принято решение о замене насоса на более мощный;

- повышать эффективность системы «пласт — скважина — насос», что позволяет увеличить долговечность и производительность скважин при минимальных затратах на обслуживание.

4. Снижение давления в затрубном пространств с помощью применения устьевого струйного устройства (УСУ) для снижения давления попутного нефтяного газа в затрубном пространстве. Это повышает динамический уровень и снижает количество газа на приёме УЭЦН, что повышает эксплуатационные характеристики насоса и увеличивает дебит скважины.

Коллектив авторов Малыхин, И.А., Сизов Л.А в своей статье пишут, что: «на работу установки ЭЦН влияет достаточно большое количество факторов как технологического, так и геологического характера. Если рассматривать по степени влияния, то можно отметить, что электроцентробежные насосы наиболее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. На практике при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, величина давления на приеме погружного насоса всегда меньше величины давления насыщения, что заранее предопределяет работу погружного насоса с определенным количеством свободного попутного нефтяного газа. Скопление ПНГ в затрубном пространстве и повышение его давления влияет на уменьшение притока и снижение динамического уровня жидкости, образование газогидратов, рост газосодержания на приеме насоса, что в свою очередь отрицательно сказывается на работе ЭЦН. Понижение давления в затрубном пространстве скважины ниже значения линейного давления в нефтесборном коллекторе положительно влияет на оптимизацию режима работы насоса, стабилизацию работы ЭЦН и увеличение дебита нефти и газа» [2].

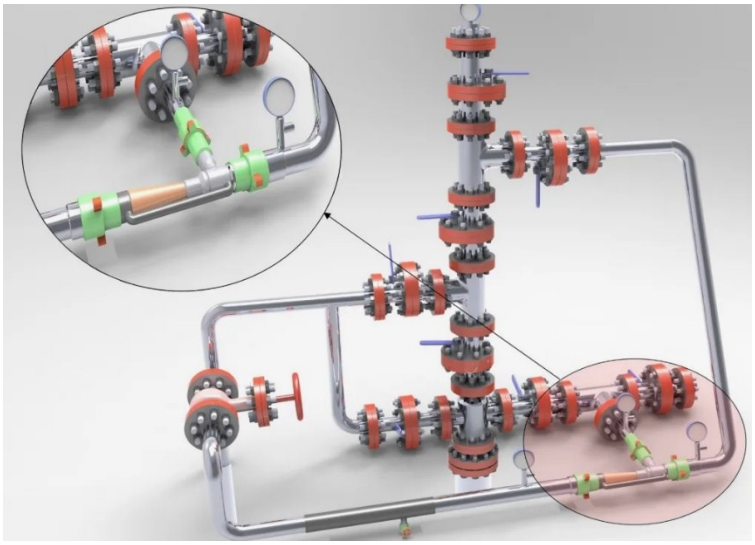


Рисунок 3 - Устьевое струйное устройство в обвязке скважины

Применение УСУ (рисунок 3) позволяет:

- увеличивать дополнительный объем добычи углеводородов без проведения затратных ГТМ и ОТМ на скважинах, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением;

- обеспечение стабильной работы скважин, где наблюдается осложнения нестабильной работой УЭЦН, высокими затрубными и линейными давлениями, частыми остановками по ЗСП, с периодическим стравливанием ПНГ в атмосферу или с постоянно открытыми затрубными задвижками;

- вывод скважин на постоянный режим работы, что актуально для скважин Белебеевского месторождения с высоким затрубным давлением и низким динамическим

уровнем, работающие в периодическом режиме, в т.ч. улучшение экологической обстановки на месторождении, т.к. отсутствует необходимость в стравливании ПНГ в атмосферу [2].

Таким образом, оптимизация режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов УЭЦН, на Белебеевском месторождении с помощью вышеуказанных методов позволяет гибко регулировать работу насоса, повышая эффективность добычи нефти и снижая вероятность возникновения внештатных ситуаций.

Список использованных источников:

1 Борисов, А. В. Оптимизация режимов работы УЭЦН для повышения их надежности / А. В. Борисов, Е. С. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 6. — С. 45–50.

2 Малыхин, И.А., Сизов, Л.А. Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. ООО НПФ «Модуль»/ https://digital.runeft.ru/5_2022/modullen. Дата обращения 20.03.26 г.

3 Ермаков, С. П. Повышение производительности скважин с УЭЦН с помощью частотного регулирования / С. П. Ермаков, Н. В. Павлова // Научный вестник Уфимского государственного нефтяного технического университета. — 2021. — Т. 45, № 1. — С. 19–27.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П. Г. Митичкина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студента гр.ГР-22-11)

Аннотация. В данной статье будут рассмотрены теоретические основы полимерного заводнения, накопленный опыт реализации технологии в неоднородных коллекторах. Авторами анализируется технологии повышения нефтеотдачи на примере заводнения с использованием полимерных композиций. В результате исследования рассмотрены основные направления в развитии технологии полимерного месторождения. Представлен анализ текущей разработки модели месторождения. Анализ этих показателей позволяет оценить эффективность представленной технологии и выявить оптимальные пути развития в дальнейшем. Данные отражают ключевые метрики, используемые для оценки прогресса и результативности в процессе разработки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи; полимерное заводнение; нефть; полимер; обводненность; добываемая продукция.

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF RESERVOIR FLOODING BASED ON POLYMER DEPOSIT SYSTEMS

P. G. Mitichkina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-22-11)

Abstract. This article will consider the theoretical foundations of polymer flooding and the accumulated experience in implementing the technology in heterogeneous reservoirs. The authors analyze oil recovery enhancement technologies using the example of flooding using polymer compositions. As a result of the research, the main directions in the development of polymer deposit technology are considered. An analysis of the current development of the field model is presented. The analysis of these indicators makes it possible to evaluate the effectiveness of the presented technology and identify optimal ways of further development. The data reflects key metrics used to assess progress and effectiveness during the development process.

Keywords: methods of increasing oil recovery; polymer flooding; oil; polymer; waterlogging; produced products.

В настоящее время нефтегазовая отрасль сталкивается со значительными изменениями. Объемы легко извлекаемой нефти уменьшаются, а структура разрабатываемых запасов становится более сложной. Новые открываемые месторождения чаще всего имеют трудные геологические условия и специфические физико-химические характеристики пластовых флюидов. Разработка таких запасов требует значительных финансовых вложений, а также разработки новых технологий и совершенствования существующих. В условиях текущей ситуации нефтяные компании акцентируют внимание на достижении проектных показателей коэффициента извлечения нефти и на эффективной эксплуатации остаточных запасов месторождений. Активно используются третичные методы нефтеотдачи, среди которых особое место занимают химические методы. Одним из таких методов, который получил широкое распространение на глобальном уровне, является добавление полимеров и различных присадок в воду. Такой способ комплексно воздействует на свойства закачиваемого агента, флюида, и даже породы коллектора [1-4].

С технологической точки зрения метод полимерного заводнения отличается простотой, оставаясь при этом высокоэффективным. Сущность метода заключается во введение в воду определённых пропорций полимера, способного растворяться в ней. В результате чего образуется высоковязкий раствор. Такой подход оказывается более результативным по сравнению с классическим способом закачки технической воды. Включение водорастворимых полимеров повышает вязкость жидкости, следовательно, способствует лучшему контролю за движением флюида, а также снижает относительную проницаемость воды по отношению к нефти. Водорастворимые полимеры условно разделяют на два типа — синтетические и природные (биологического происхождения). Наиболее распространённым видом синтетических полимеров выступает гидролизованный полиакриламид. Его зачастую применяют в реальных условиях и лабораторных исследованиях [5].

Эффективность полимерного заводнения определяется в первую очередь характеристиками, которые демонстрирует полимер во время закачки. Цикл экспериментов показал, что раствор с заданной концентрацией полимера по реологическим параметрам относится к неньютоновским жидкостям. Основные ограничения для использования полимеров - это высокие температуры пласта и сильная минерализация. Неоднородность является неотъемлемой характеристикой нефтяных коллекторов, которая особенно выражена в осадочных коллекторах. Эффективность заводнения зависит от объема вытесняемой жидкости и эффективности вытеснения нефти. Только при достижении определенного объема вытесняемой жидкости повышение эффективности вытеснения нефти может значительно увеличить нефтеотдачу [6-9].

На рисунке 1 представлен сравнительный анализ фронта вытеснения при использовании стандартных и полимерных методов заводнения. Наблюдается, что при показателе подвижности M>1 на границе раздела фаз формируются неустойчивости, приводящие к образованию зон вытяжки. В то же время, при применении полимерного заводнения данный эффект подавляется благодаря уменьшению подвижности нагнетаемой жидкости.



Рисунок 1. Сравнительный анализ фронта вытеснения при использовании стандартных и полимерных методов заводнения

Два технических подхода к повышению давления нагнетания заключаются в увеличении скорости нагнетания и снижении проницаемости пласта. Однако при реальной эксплуатации нефтяных месторождений увеличение скорости закачки ограничено возможностями оборудования для закачки, поэтому существенно увеличить скорость закачки сложно. Кроме того, поскольку высокопроницаемые пласты имеют более низкое сопротивление фильтрации, большая часть закачиваемой жидкости при увеличении скорости закачки попала бы в слои с высокой проницаемостью. Это привело бы к усилению эрозионного и разрушительного воздействия закачиваемой воды на высокопроницаемые пласты, дальнейшему увеличению приемистости жидкости в высокопроницаемых пластах и ухудшению неоднородности коллектора. Полимер обладает удерживающим эффектом в пористых средах и может достигать цели повышения сопротивления просачиванию из высокопроницаемых пластов. Ключом к повышению нефтеотдачи пластов с помощью химического заводнения является расширение охватываемого объема. Этого можно достичь за счет увеличения разницы давлений поглощения в слоях со средней и низкой проницаемостью или в порах малого и среднего размера. Полимеры могут избирательно блокировать слои с высокой проницаемостью, а после закачки они могут снижать фильтрационную способность области с высокой проницаемостью, тем самым увеличивая давление закачки и поглощение жидкости областями со средней и низкой проницаемостью [10-12].

В соответствии с данными модели месторождения, представленными в Таблице 1, внедрение полимерных технологий привело к увеличению общего объема извлеченной нефти почти на 100 000 тонн. Одновременно с этим, наблюдалось существенное сокращение объема накопленной добычи пластовой воды, которое превысило 1,6 раза. Прирост коэффициента нефтеотдачи (КИН) к моменту полного обводнения продукции, при использовании стандартных методов разработки, составил приблизительно 0,1.

Таблица 1. Сводная информация по результатам проектирования тестовой зоны.

Показатели	Традиционный подход	Полимерное заводнение
Накопленная добыча нефти, т	325 574	423 955
Накопленная добыча воды, т	14 345 675	8 932 171
Объем закаченного полимера	--	594
Обводненность, %	98	87

Анализ значения КИН в различных моделях на заданную дату (рисунок 2) демонстрирует, что включение неньютоновских свойств жидкости приводит к увеличению КИН на 0,1. Такое изменение обусловлено расширением зоны вовлечения пласта в разработку.

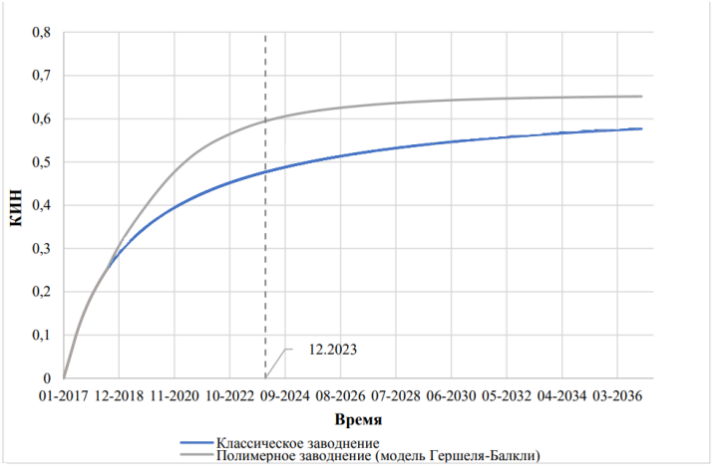


Рисунок 2. Коэффициент извлечения нефти (КИН) при традиционном и полимерном заводнениях

Таким образом, проведенный анализ убедительно демонстрирует: полимерные системы заводнения – это мощный инструмент для повышения эффективности разработки месторождений. Они позволяют не только увеличить охват пласта заводнением и снизить прорыв воды, но и оптимизировать процесс добычи в целом, обеспечивая более полное и рациональное использование углеводородных запасов. Это инвестиция в будущее, которая окупается увеличением добычи и продлением срока службы месторождений.

Список использованных источников

1. The current state of the issue of corrosion protection of oil and gas facilities / L. Zainagalina, P. Mitichkina, R. Suleimanov, R. Stepanova // E3S Web of Conferences : VII International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VII-2024), Uzbekistan, 22 января 2024 года. Vol. 524. – Франция: EDP SCIENCES S A, 2024. – P. 03030. – DOI 10.1051/e3sconf/202452403030. – EDN MJEDQH.
2. Хуснутдинова, Р. Р. Применение программных комплексов для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений / Р. Р. Хуснутдинова, П. Г. Митичкина, С. А. Жариков // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2025 : Сборник трудов V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 07 ноября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 762-766. – EDN KFOTKJ.
3. Анализ причин обводнения и обоснование технологии ограничения водопритока на скважинах карбонатной залежи / В. А. Шайдуллин, Д. С. Михайлов, Т. Э. Нигматуллин [и др.] // Георесурсы. – 2025. – Т. 27, № 4. – С. 254-262. – DOI 10.18599/grs.2025.4.25. – EDN OUUTAM.
4. Малов, А. Г. Влияние особенностей строения ПЗП скважин на процесс проведения ско на турнейском ярусе месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А. Г. Малов, Л. С. Кулешова, Р. Ф. Якупов // Карбонатные отложения 2024 : Сборник тезисов Международной научно-практической конференции, Казань, 14–15 августа 2024 года. – Новокузнецк: Издательство "Знание-М", 2024. – С. 247-251. – EDN VKXFPO.
5. Алгоритм определения признаков активации трещин на нагнетательных скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы / А. Г. Малов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Р. Халитов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 6. – С. 26-36. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-6-26-36. – EDN AKCTGW.
6. Якупов, Р. Ф. Обоснование обработки призабойной зоны скважин кислотной эмульсией на Повховском месторождении / Р. Ф. Якупов, О. Г. Юдаев // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2023 : сборник трудов региональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 395-399. – EDN SWAFQB.
7. Якупов, Р. Ф. Гидропескоструйная Межпортовая перфорация скважин с селективным гидравлическим разрывом пласта на горизонтальных скважинах / Р. Ф. Якупов, М. Р. Якупов, Э. А. Ибрагимов // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 487-490. – EDN SWZQYU.
8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025610267 Российская Федерация. Программа для оценки эффективности проведенных геолого-технических мероприятий : заявл. 16.12.2024 : опубл. 09.01.2025 / В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN EBXEJE.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №

2025619515 Российская Федерация. Программа для определения показателя эффективности соляно-кислотного воздействия на призабойную зону : заявл. 01.04.2025 : опубл. 16.04.2025 / Р. А. Гилязетдинов, В. Ш. Мухаметшин ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN EXMKRT.

10. Гилязетдинов, Р. А. Разработка алгоритма комплексного моделирования реального коэффициента продуктивности с учетом проведения солянокислотных обработок / Р. А. Гилязетдинов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2025. – № 1. – С. 78-89. – DOI 10.21440/0536-1028-2025-1-78-89. – EDN TLMWMK.

11. Комплексная оценка результативности закачки нефтекислотных эмульсий в условиях сложнопостроенных залежей нефти черепетского и кизеловского горизонтов Южно-Татарского свода / В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2025. – Т. 64, № 2. – С. 72-79. – DOI 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-2-72-79. – EDN PVOVJP.

12. Перспективы применения комплексных геолого-физических факторов для моделирования коэффициента продуктивности / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин, А. М. Маляренко // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 1. – С. 8-17. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-1-8-17. – EDN IGIBQR.

УДК

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

В.Э Михайлов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр.ГРЗ-20-11)

О.А. Грезина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Нефтедобывающая отрасль на сегодняшний день сталкивается с насущными проблемами, касающиеся роста производительности, уменьшения расходов и гарантирования устойчивой работы техники. В работе рассматриваются аспекты повышения эффективности работы скважин, оснащенных центробежными электронасосами, с помощью оптимизации настроек защиты от срыва подачи в условиях периодического фонда скважин. Использование потенциала скважин, функционирующих в режиме кратковременной периодической эксплуатации, поможет снизить потребление электроэнергии на добычу нефти, при этом увеличивая объем её производства.

Ключевые слова: затраты, малодебитные скважины, электроцентробежный насос, нефть, монтаж, скважина.

UDC

IMPROVEMENT OF WELL OPERATION WITH CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATIONS

V.E. Mikhailov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group GRZ-20-11)

O.A. Grezina

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Associate Professor)

Abstract. The oil industry is currently facing pressing challenges related to productivity growth, cost reduction, and ensuring the sustainable operation of machinery. The paper considers aspects of improving the efficiency of wells equipped with centrifugal electric pumps by optimizing the settings for flow failure protection in conditions of periodic well stock. Using the potential of wells operating in a short-term periodic operation mode will help reduce electricity consumption for

oil production, while increasing its production volume.

Keywords: costs, low-yield wells, electric centrifugal pump, oil, installation, well.

Увеличение фонда неизбежно приводит к росту скважин, работающих в периодическом режиме, так как ввиду снижения в процессе эксплуатации приточных характеристик скважины или изначально низких коллекторских свойств продуктивного пласта величина дебита скважины не обеспечивает возможность эксплуатации установки электроцентробежного насоса в постоянном режиме. Эксплуатация установок ЭЦН всегда сопровождается с осложняющими факторами, такими как выпадение АСПО, коррозия, солеотложения, действие свободного газа.

Далее рассмотрим наиболее подробно методом оптимизации настройки защиты от срыва подачи на периодическом фонде скважин.

Фонд скважин УЭЦН достаточно часто переводится в периодический режим работы по различным причинам, например, снижение компенсации, пластового давления или коэффициента продуктивности. Каждая скважина, которая начинает эксплуатацию в периодическом режиме требует постоянного контроля электрических параметров агрегата, а также корректировки основных защит в зависимости от изменения динамических параметров скважины. Из-за стремительного темпа роста периодического фонда скважин, в том числе выводимых на режим по программе, увеличивается и количество остановок фонда по защитам насоса. Самой распространённой причиной является остановка по защите от срыва подачи. Нередко остановки электроцентробежного насоса по защите от срыва подачи связаны с настроенной уставкой как 10 % от рабочей загрузки на момент запуска согласно технологической инструкции, однако данный метод настройки не учитывает снижение динамического уровня в период вывода на режим, либо же изменение приточных характеристик в ходе эксплуатации скважины, характерных для периодического фонда, что является значительным минусом. При устойчивой тенденции роста периодического фонда потребность в обеспечении единого порядка в настройке защиты от срыва подачи выражается всё более явно [2].

Таблица 1. Распределение смонтированных электропогружных установок по производительности

НГДУ	До 35 м³/сут	от 50 до 80 м³/сут	Более 80 м³/сут
Количество монтажей за 2025 год, %	60	33,3	6,7
Работа в постоянном режиме, %	67	64,5	98
Работа в периодическом режиме, %	33	35,5	2

По данным таблицы № 1 видно, что большая часть, а именно 60 % от всех смонтированных скважин, приходится на малодебитные установки, которые требуют проведения более точного и трудоёмкого вывода на установившийся режим, и в основном вывод на режим производится в периодическом режиме.

Таблица 2. Распределение смонтированных малодебитных электропогружных, работающие в периодическом режиме

	Производительность УЭЦН						
	УЭЦН 15	УЭЦН 20	УЭЦН 25	УЭЦН 30	УЭЦН 35	Итого	% УЭЦН, работающих в периодическом режиме, на 01.01.2022
ПАО, %	3,8	3,4	18,4	28,4	46	100	33

По данным монтажей малодебитных электропогружных установок за 2025 год по состоянию на 01.01.2026 – 33 % скважин работают в периодическом режиме.

Не всегда вывод периодической скважины на режим происходит благополучно, зачастую при упущении снижения загрузки погружного электродвигателя при выводе на режим установка начинает останавливаться по защите от срыва подачи без фактического срыва, и несёт за собой дополнительные простои скважин и потери добычи нефти (рисунок 1).

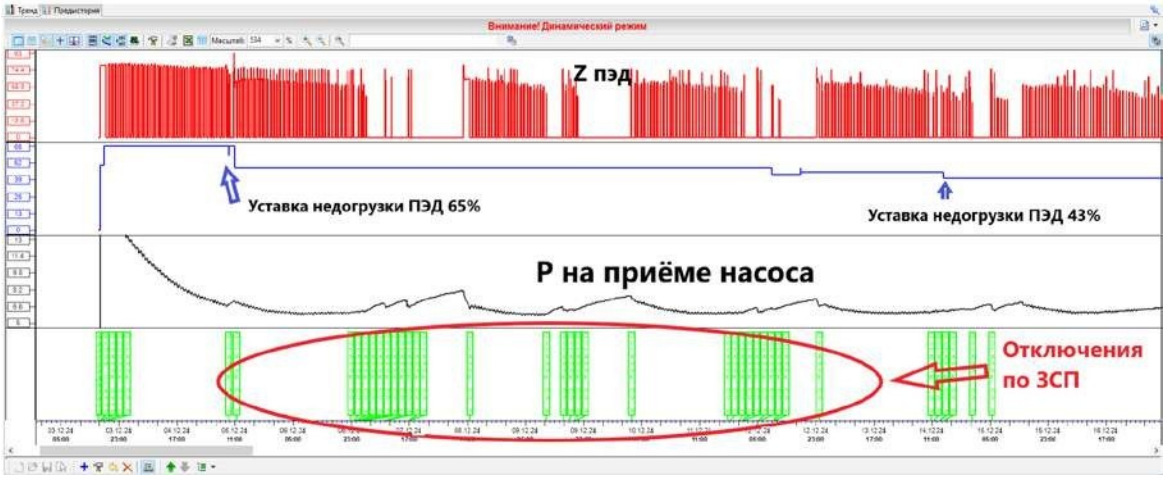


Рисунок 1. Режим периодической скважины с частыми остановками по защите от срыва подачи

В среднем за месяц по рассматриваемой компании в часто останавливающийся фонд по причине срабатывания защиты от срыва подачи попадают 19 скважин с наработкой до 10 суток, находящихся в процессе вывода на установившийся режим (рисунок 2).



Рисунок 2. Среднемесячное количество скважин с частыми остановками по причине срыва подачи во время вывода на режим

Данные скважины требуют проведения определённых мероприятий, связанных с выездом персонала центральной базы производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок и цеха добычи нефти и газа. При заблаговременной отстройке защиты от срыва подачи по методике настройки защиты от срыва подачи на периодическом фонде скважин исключается необходимость траты времени персонала для проведения повторных мероприятий по выводу установки на режим [3, 4].

Представленный метод настройки защиты срыва подачи периодических скважин до вывода на режим основывается на расчёте минимальной допустимой загрузки двигателя при эксплуатации в левой зоне напорно-расходных характеристик согласно карте комплектации.

Для этого необходимо определить расчётное значение потребляемой мощности ЭЦН на границе левой зоны напорно-расходной характеристики:

$$N_{л.з.} = \frac{Q_{л.з.} \times Н_{л.з.} \times \rho_{ж}}{ή_{л.з.} \times 86400 \times 102}, \quad (1)$$

где $Q_{л.з.}$ – производительность электроцентробежного насоса в левой зоне напорно-расходных характеристик согласно действующей карте комплектации электроцентробежного насоса [м3/сут.],

– напор электроцентробежного насоса в левой зоне напорно-расходных характеристик согласно действующей карте комплектации электроцентробежного насоса [м],

$\rho_{ж}$ – плотность добываемой жидкости [кг/м3],

$ή_{л.з.}$ – коэффициент полезного действия электроцентробежного насоса в левой зоне напорно-расходных характеристик согласно действующей карте комплектации [%].

Затем определяется расчётное значение минимальной загрузки двигателя при работе электроцентробежного насоса в левой зоне напорно-расходных характеристик:

$$z = \frac{N_{л.з.}}{P_{ном}} \times 100\%, \quad (2)$$

где $N_{л.з}$ – потребляемая мощность насоса при работе на границе левой зоны напорно-расходных характеристик [кВт],

$P_{ном}$ – номинальная мощность смонтированного погружного электродвигателя [кВт].

Расчеты минимальной допустимой загрузки приведены для всех применяемых типоразмеров установок электроцентробежных насосов и сведены в отдельное приложение так, чтобы персоналу не приходилось производить расчеты самостоятельно при каждом запуске.

После вывода на режим настройка защиты от срыва подачи производится как 95 % от минимальной загрузки двигателя в циклах работы за предыдущие сутки с обязательным выполнением условий:

- Корректность замера суточного дебита скважины;
- Суточный дебит больше минимального допустимого значения, автоматически рассчитанного в программном средстве для каждой периодической скважины в зависимости от программы и типоразмера насоса.

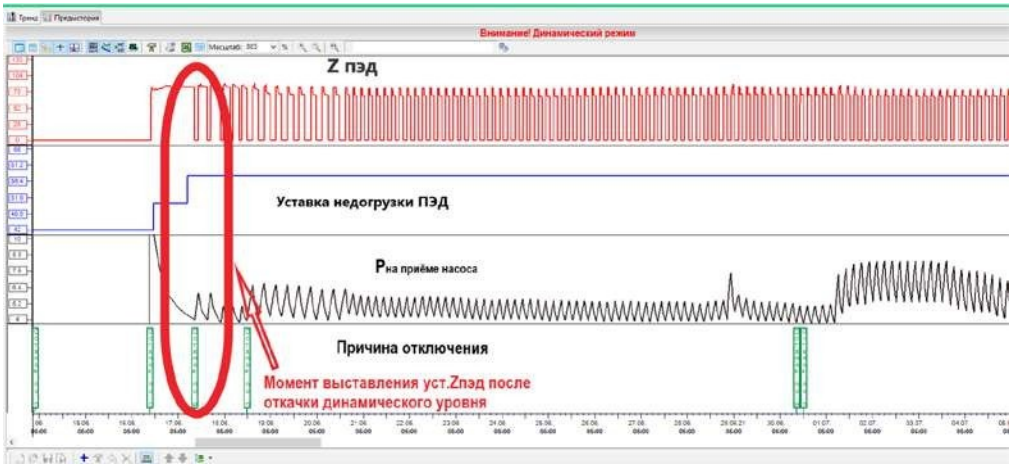


Рисунок 3. Пример вывода на режим периодической скважины с применением методики настройки защиты от срыва подачи

Применение методики настройки защиты от срыва подачи на периодическом фонде скважин, предложенной в данной работе, позволит оптимизировать процесс вывода периодической скважины на режим, не допуская её частых остановок по защите от срыва

подачи и необходимости выезда персонала на куст скважин, также со снижением внутрисменных потерь добычи нефти сократит простои оборудования.

Список использованных источников:

1. Взрыв нефтяной платформы Deepwater Horizon // Рувики Url: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Взрыв_нефтяной_платформы_Deepwater_Horizon Дата обращения: 27.02.2026

2. Уразов Р.Р., Чиглинцев И.А., Насыров А.А. Образование склеротических отложений гидрата в трубе для отбора газа из «купола-сепаратора» // Инженерно-физический журнал. – 2017. – Т. 90, №5. – С.1223-1231). (https://doi.org/10.1007/s10891-017-1670-2)

3. Чиглинцева А.С., Насыров А.А., Чиглинцев И.А., Лепихин С.А., Коледин В.В. Исследование процесса гидратообразования в откачивающем трубопроводе с теплоизоляционным покрытием при отборе газа из «купола-сепаратора» // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2020. – № 67. – С. 144-158. (DOI: 10.17223/19988621/67/13)

4. Насыров А.А., Чиглинцев И.А., Лепихин С.А. К вопросу разложения газогидрата в куполе-сепараторе, предназначенном для отбора выбросов углеводородов в шельфовой зоне // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 35-41.

5. Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Gimaltdinova A.A., Gizzatullina A.A., Galimzyanov M.N., Kochanova E.Yu. Focusing of a compression waves in a toroidal bubble cluster // Journal of Physics: Conference Series, 2022, 2388, 012113, pp. 1-11. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2388/1/012113 Дата обращения: 9.01.2026. (DOI: 10.1088/1742-6596/2388/1/012113)

6. Гималтдинов И.К., Коледин В.В., Насыров А.А., Чиглинцев И.А. ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ С ЗАРЯДОМ В ПЕРЕГРЕТОЙ ЖИДКОСТИ // Теплофизика высоких температур. 2025. Т. 63. № 2. С. 266-276.

7. Chiglintseva A.S., Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A. The description of the process of decomposition of hydrate in a steel dome-separator // AIP Conference Proceedings, 2022, 2467, 080023, pp. 1-7. URL: https://aip.scitation.org/doi/abs/10.1063/5.0092788 Дата обращения: 27.02.2026 (https://doi.org/10.1063/5.0092788)

8. Chiglintseva A.S., Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A. Warm insulation of exhaust pipe when taking gas from the "dome - separator" installation from large depths // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 860, The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation (AdvEnGen-2020) 12-14 February 2020, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia Federation, pp. 1-6. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/860/1/012033 Дата обращения: 16.01.2026. (DOI: 10.1088/1757-899X/860/1/012033).

9. Ilyas K. Gimaltdinov, Maxim V. Stolpovskij, Ekaterina Yu. Kochanova, Azat A. Nasyrov Numerical simulation of distribution of pollutant in channel // E3S Web of Conferences 486, 04024 (2024) pp. 1-6 Дата обращения: 27.02.2026 URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2024/16/e3sconf_agritech-ix2023_04024/e3sconf_agritech-ix2023_04024.html (https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448604024)

10. Igor Chiglintsev and Azat Nasyrov Some methods of greenhouse gas utilization in hydrate form // E3S Web of Conferences 613, 01002 (2025) pp. 1-11 Дата обращения: 7.09.2025 URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2025/13/e3sconf_agritech-xi2024_01002/e3sconf_agritech-xi2024_01002.html (https://doi.org/10.1051/e3sconf/202561301002)

УДК 622.324.5

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

А.К. Мурадян

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

Аннотация. В статье рассматриваются перспективные методы промышленного освоения газогидратных залежей как одного из наиболее значимых нетрадиционных источников углеводородного сырья. В связи с истощением традиционных месторождений и ростом мирового энергопотребления, актуальность разработки газогидратов возрастает. Основное внимание уделяется анализу современных технологий добычи метана, основанных на способе разработки за счет донорно-акцепторной теории образования гидратов. Вместо механического воздействия предлагается воздействовать на природу химической связи.

Ключевые слова: газовые гидраты, донорно-акцепторный механизм, разработка месторождений, метан, термобарические условия, ингибиторы гидратообразования.

UDC 622.324.5

PROMISING METHODS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE DEPOSITS

A.K. Muradyan

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, students of group GR 21-11)

Abstract. The article discusses promising methods of industrial development of gas hydrate deposits as one of the most significant unconventional sources of hydrocarbon raw materials. Due to the depletion of traditional deposits and the growth of global energy consumption, the urgency of developing gas hydrates is increasing. The main attention is paid to the analysis of modern methane extraction technologies based on the method of development due to the donor-acceptor theory of hydrate formation. Instead of mechanical action, it is proposed to influence the nature of the chemical bond.

key words: gas hydrates, donor-acceptor mechanism, mining, methane, thermobaric conditions, inhibitors of hydrate formation.

Гидраты углеводородных газов представляют собой кристаллические вещества со строго упорядоченной структурой. Их формирование происходит исключительно при контакте газа с жидкой водой в условиях определенных температур и давлений. По внешнему виду гидраты с плотностью менее единицы напоминают рыхлый снег, имеющий желтоватый оттенок. В современных научных представлениях они рассматриваются в нескольких аспектах: как перспективный источник нетрадиционных углеводородов, как потенциальный фактор эмиссии парниковых газов, как элемент, влияющий на стабильность континентальных склонов, а также как геологический фактор, способный осложнять хозяйственное освоение территорий.

В общем виде состав газовых гидратов описывается формулой

$$M \cdot n \cdot H_2O,$$

где n- число молекул воды, приходящихся на одну включенную молекулу газа *M*, при этом *n*-переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры.

Примеры:

для метана- $CH_4 \cdot 5{,}75H_2O,$

для этана- $C_2H_6 \cdot 8H_2O,$

для пропана- $C_3H_8 \cdot 17H_2O,$

Склонность воды к гидратообразованию обусловлена наличием в ней водородных связей. Именно водородные связи вынуждают молекулы воды организовываться в геометрически упорядоченные структуры. Когда в системе присутствуют определенные вещества, эта структура становится стабильной, в результате чего формируется твердый осадок — гидрат. В таких соединениях молекулы воды выполняют роль «хозяев», формирующих кристаллический каркас, а стабилизирующие его молекулы других веществ

являются «гостями». Последние также именуются гидратообразующими веществами. Кристаллические решетки гидратов представляют собой сложные трехмерные образования, в полостях которых размещаются молекулы-гости.

Гидраты классифицируют по типам в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II. Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов (рис. 1).

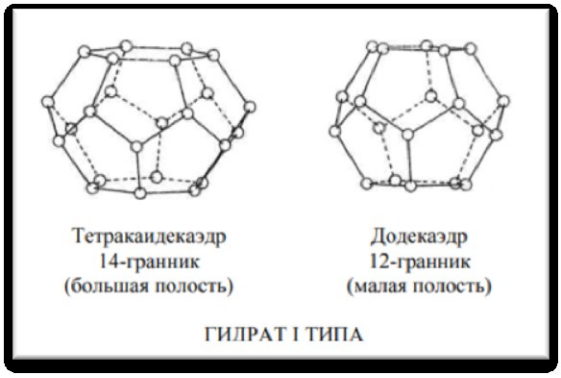


Рисунок 1 – Геометрическая структура гидратов 1 типа

Существование донорно-акцепторного механизма формирования газогидратов как на суше, так и в водной среде (моря и озера) дает основание предполагать формирование в толще воды взвешенных слоев, или суспензий, газогидратов. Такая гипотеза объясняется тем, что плотность ряда газогидратов сопоставима с плотностью воды, а непрерывная миграция природного газа из недр создает динамическое равновесие: приток газа способствует образованию взвеси, а его убыль происходит вследствие диссоциации гидратов.

Функциональные аминогруппы ($-NH_2, -NH-, -N<$) в составе молекул ингибиторов гидратообразования (КИГ) выступают сильными донорами электронной плотности, образуя водородные связи с молекулами воды. Это блокирует формирование клатратов, снижая активность воды и препятствуя росту кристаллов, что критически важно для защиты трубопроводов от гидратов.

Список использованных источников

1. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М.: Недра, 1976. 247 с.

2. Басниев К.С. Природные газогидраты: ресурсы, проблемы, перспективы. М.: Нефть и газ, 2003. 20 с. (Академические чтения; вып. 20).

3. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М.: Недра, 1980, 405 с.

4. Газогидраты // Наука и техника в газовой пром-сти. 2004. № 1–2. С. 2–95.

5. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.

6. К вопросу разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Э. А. Юсупов, О. А. Мелехова, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научнопрактической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 574-581.

7 Особенности развития процесса добычи нефти и газа / Р. А. Файзуллина, Т. Р. Теляев, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 614-618. –

УДК 622.276

ОБУСТРОЙСТВО ТРУДНОДОСТУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕРЕДВИЖНОГО КОМПЛЕКСА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИНЫ

Р.Р. Мухаметзянов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)
Р.Т. Каримов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)
Г.Р. Измайлова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. Освоение новых месторождений преимущественно связаны с северными регионами России, которые труднодоступны и расположены вдали от транспортных коммуникаций, трубопроводов. В этих условиях возникает необходимость применения специальных видов установок для качественного исследования и освоения добывающих скважин. Эти объекты требуют нестандартных решений, и здесь на первый план выходят передвижные комплексы для исследования и освоения скважин - инновационные мобильные платформы, способные работать в экстремальных условиях. Главное преимущество данных установок – применение его на ранних стадиях осваивающихся месторождениях, благодаря чему будет повышена экономическая эффективность проекта.

Ключевые слова: мобильная установка, исследование скважин, скважина, нефть, труднодоступное месторождение.

UDC 622.276

DEVELOPING REMOTE FIELDS WITH A MOBILE WELL TESTING AND COMMISSIONING UNIT

R.R. Mukhametzyanov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv-24-11)
R.T. Karimov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv-24-11)
G.R. Izmailova
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, Associate Professor)

Abstract. New field development is concentrated largely in the northern regions of Russia, which are difficult to reach and lie far from transport infrastructure and pipeline networks. In such settings, specialized equipment is required for reliable well testing and for bringing production wells into operation. These sites call for unconventional approaches, and mobile well testing and commissioning units become the preferred option—innovative mobile platforms designed to work in extreme environments. The key advantage of these units is that they can be deployed at the early stages of field development, thereby improving the project's economic efficiency.

Key words: mobile unit, well testing, production well, oil, remote field.

Варейское месторождение, расположенное в северной части Ямало-Ненецкого автономного округа, характеризуется рядом специфических условий, определяющих выбор технологических решений для системы сбора продукции нефтяных скважин:

- Климатические условия: средняя температура января составляет от -24°С до -28°С, продолжительность зимнего периода достигает 8-9 месяцев, глубина промерзания грунтов - до 2,5 м;
- Инфраструктурные ограничения: отсутствие круглогодичных автодорог, ограниченный период навигации, доступ к объекту по автозимникам.

В данных условиях применение передвижных комплексов по исследованию и

освоению скважин представляется наиболее рациональным решением, обеспечивающим:

- Мобильность и оперативность развёртывания оборудования;
- Минимизацию капитальных затрат на создание стационарной инфраструктуры;
- Снижение экологической нагрузки на уязвимые экосистемы тундры;

Капитальное строительство нефтяного оборудования и мобильные установки имеют свои преимущества и недостатки.

Таблица 1- Преимущества и недостатки капитального строительства и мобильной установки

Капитальное строительство	Мобильные установки
Преимущества	
Большой объем производственных мощностей	Более низкая стоимость в сравнении с капитальным строительством
Высокая производительность	Быстрое введение в эксплуатацию
Долгий срок эксплуатации	Легкость перевозки и мобильности
Обеспечение соответствия стандартам безопасности и надежность	Возможность более гибкого изменения масштабов производства
	Возможность использования в труднодоступных регионах с неразвитой инфраструктурой
Недостатки	
Высокая стоимость строительства	Ограниченная производительность в сравнении с капитальным строительством
Время, затраченное на строительство, может быть значительным	Более короткий срок эксплуатации
Сложность модификации и обновления оборудования	Ограниченная возможность модификации и обновления

Установка освоения нефтяных скважин типа ПКИОС предназначена для:

- приема газожидкостной смеси;
- предварительного разгазирования газожидкостной смеси;
- разгазирования водонефтяной эмульсии;
- подготовки нефти до остаточного содержания воды не более 1,0 % масс, хранения в буферных емкостях, для последующего вывоза автотранспортом;
- автоматизированное измерение количества нефти, отпускаемой в автоцистерны на автоматизированной системе налива;
- автоматизированное измерение объема пластовой воды и последующая утилизация на факельной установке;
- подготовка попутного нефтяного газа для частичного использования на собственные нужды (подогрев водонефтяной эмульсии) и утилизации на факельной установке;
- измерение в автоматизированном режиме объемного расхода и объема свободного нефтяного газа направляемого на блок подогревателя нефти ПП-1,6, а также для отображения (индикации), регистрации и архивирования результатов измерений;
- измерение в автоматизированном режиме объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, направляемого на факел высокого давления, а также для отображения (индикации), регистрации и архивирования результатов измерений;
- приема, хранения и дозированной подачи ингибитора гидратообразования и деэмульгатора на ПКИОС и куст скважин.

Конструкция ПКИОС позволяет компенсировать возможную несоосность трубопроводов и кабельных эстакад, возникающую в процессе эксплуатации при нарушении пространственного расположения модулей относительно друг друга, а также производить восстановление пространственного расположения модулей относительно друг друга. Конструкция ПКИОС (оборудование, технологические эстакады и т.д.) производит оперативную разборку, перебазировку на новое место.

Мобильные установки могут быть использованы на ранней стадии разработки месторождения для выполнения ряда задач, включая:

- Производство нефтяного и газового конденсата на месте. Они могут быть

размещены непосредственно на месте добывающих скважин и использованы для очистки нефти и газа от примесей и воды. Это позволяет снизить затраты на транспортировку нефти и газа и улучшить извлечение месторождения;

- Разработка каротажных данных. Мобильные установки могут быть использованы для проведения каротажных работ на месте. Это позволяет быстро получить данные о геологической структуре месторождения и провести оценку его ресурсного потенциала. Это существенно сокращает время разведки месторождения и позволяет быстрее принимать решения о его дальнейшей разработке;

- Обработка промышленных отходов. Мобильные установки могут быть использованы для обработки промышленных отходов на месте. Это позволяет значительно снизить затраты на транспортировку отходов и обеспечить их безопасную утилизацию;

- Мониторинг и контроль за извлечением месторождения. Мобильные установки могут быть использованы для мониторинга параметров извлечения месторождения, таких как дебит нефти и газа, давление в скважинах, состав выработанной воды и т.д. Это позволяет оперативно реагировать на изменения в условиях добычи и улучшать процесс извлечения месторождения.

Все эти факторы позволяют предполагать, что использование мобильной установки для сбора скважинной продукции будет широко распространяться в будущем и станет неотъемлемой частью в процессе добычи нефти и газа.

Описание предлагаемой технологической схемы с использованием ПКИОС

Продукция добывающих скважин - обводнённая нефть с содержащимся в ней газом под рабочим давлением до 4,0 МПа и температурой +5 ÷ +20 ^{o}C, от скважин подаётся на измерительную установку, где производится замер объема добываемой жидкости. Далее продукция скважины по нефтегазосборному трубопроводу с куста скважин по системе нефтегазосбора поступает на ПКИОС.

На площадке ПКИОС организована площадка под автоцистерну для закачки ингибитора гидратообразования в блок распределения по ингибиторопроводу. Закачка осуществляется передвижными средствами. Линия приёма оснащается быстроразъёмным соединением, запорной арматурой и обратным клапаном.

ПКИОС предназначена для подготовки нефти из скважин, отделения и использования попутного нефтяного газа на собственные нужды в качестве топлива в подогревателе, на дежурную горелку ГФУ, вывоза нефти автоцистернами с площадки налива нефти, отделение пластовой воды и ее утилизация на горизонтальной факельной установке ГФУ с помощью попутного нефтяного газа. На площадке ПКИОС нефть наливается в автоцистерны для последующей отправки на УПН.

Для постоянного электроснабжения кустовой площадки предусмотрена дизельная электростанция, расположенная на площадке ПКИОС и работающая на арктическом дизельном топливе.

Предусмотрена надземная емкость хранения дизельного топлива и аварийная емкость хранения дизельного топлива, расположенные на площадке ПКИОС.



Рис. 1- Установка ПКИОС

Заключение

Передвижные комплексы по исследованию и освоению скважин являются ключевым инструментом вовлечения в разработку труднодоступных месторождений углеводородов. Их применение обеспечивает:

- существенное сокращение сроков и стоимости работ;
- высокую мобильность и оперативность;
- минимизацию экологического воздействия;
- возможность работы в экстремальных условиях.

Дальнейшее развитие данного направления связано с цифровизацией, автоматизацией, роботизацией и повышением энергетической автономности комплексов. По мере истощения легкодоступных запасов и расширения географии добычи роль передвижных комплексов будет неуклонно возрастать, что делает инвестиции в их разработку и совершенствование стратегически оправданными.

Комплексный подход к проектированию мобильных систем, учитывающий специфику конкретных месторождений и интегрирующий лучшие мировые практики, позволит российской нефтегазовой отрасли эффективно осваивать ресурсный потенциал труднодоступных территорий, сохраняя конкурентоспособность на мировом рынке.

Список использованных источников:

1. Крюков В.А., Валиуллин Р. В., Муслимов М. М. Функциональные возможности передвижных комплексов для исследования и освоения нефтяных и газовых скважин.

2. Крутиков И.В., Кононов А.В., Частухин С.Н., Давыдов Ю.С. Использование мобильных комплексов для исследования и освоения скважин на примере Чаядинского НГКМ.

3. Трофимова Е. П. Технико-экономическое обоснование применения мобильных установок подготовки скважинной продукции на нефтяных месторождениях в период пробной эксплуатации / Е. П. Трофимова, С. Б. Лучинин, Е. М. Валеев, А. А Южанина. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транс- порта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – С. 39-49.

4. Федоренко В.Д., Власов А.И., Яковлев О.В., Кротов А.С.. Мобильные модульные комплексы по подготовке попутного нефтяного газа.

5. Изюмченко Д. В. Усовершенствование газодинамических методов исследования скважин на нефтегазоконденсатных месторождениях.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМЫ РАСТЕПЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Р.Р. Мухаметзянов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Р.Т. Каримов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

И.И. Литвинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. При строительстве и эксплуатации объектов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов могут возникнуть осложнения, вызываемые процессами протаивания и обратного промерзания пород, изначально находящихся в многолетнемерзлом состоянии. Прогнозу таких осложнений и борьбе с ними посвящено значительное количество как научно-исследовательских работ, так и нормативных документов. В то же время, мероприятия по предотвращению нештатных ситуаций, связанных с влиянием сооружений на многолетнемерзлые породы в криолитозоне, в каждом конкретном случае обусловливаются, в первую очередь, местными геокриологическими условиями. Они отличаются в зависимости от географических, климатических и геологических условий

объектов строительства. Для прогноза поведения многолетнемерзлых пород необходимо проводить теплотехническое моделирование.

Ключевые слова: вечная мерзлота, растепление, скважина, нефть, расчет.

UDC 622.276

CHALLENGES OF PRODUCTION WELL THAWING IN PERMAFROST ENVIRONMENTS

R.R. Mukhametzyanov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv-24-11)

R.T. Karimov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, student of group MGR12dv-24-11)

I.I. Litvinov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Ufa State Petroleum Technological University, Senior Lecturer)

Abstract. The construction and operation of infrastructure in permafrost regions can lead to operational challenges caused by the thawing and refreezing of perennially frozen ground. Considerable attention has been given to forecasting and mitigating these operational challenges, as evidenced by a substantial body of scientific literature and regulatory guidelines. However, the specific measures required to prevent incidents stemming from the interaction between infrastructure and permafrost are ultimately governed by the site-specific geocryological conditions. These conditions are highly variable and are influenced by the geography, climate, and geology of a given project location. Predicting the behavior of permafrost requires comprehensive thermal modeling.

Key words: permafrost, thawing, production well, oil, thermal modeling.

Introduction (Введение)

Вечная мерзлота - один важных факторов, который обязательно нужно учитывать при добыче нефти и газа в районах Крайнего Севера. Одной из наиболее серьёзных и специфических проблем эксплуатации нефтяных и газовых скважин в зоне распространения многолетнемёрзлых пород (ММП) является растепление - процесс оттаивания мёрзлых грунтов вокруг ствола скважины под воздействием теплового потока от добываемого флюида, бурового раствора и цементного камня в процессе гидратации. Этот процесс приводит к формированию зоны талого грунта, так называемого ореола оттаивания, который может вызывать целый каскад негативных последствий: от потери устойчивости обсадных колонн до катастрофических межколонных перетоков и грифонообразования. Как не допустить растепления многолетнемёрзлых грунтов?

Materials and methods (Материалы и методы)

Расчеты ореолов оттаивания в результате взаимодействия проектируемых сооружений с многолетнемерзлыми грунтами выполнены численным методом аналогично РСН 67-87 (в программном комплексе «Борей 3D».

Расчет распространения тепла основан на широко апробированном уравнении теплопроводности, в котором учтены фазовые превращения и перенос тепла за счет конвекции:

$$\left(C(T) + \rho_b L \frac{\partial w_w(T)}{\partial T}\right)\frac{\partial T}{\partial t} + \nabla(-\lambda(T)\nabla T) + C_w u \nabla T = 0;$$

Где Т- температура, С; С(Т) – зависимость объемной теплоемкости грунта от температуры, Дж/(м^3*°С); W_w(Т) – зависимость количества незамёрзшей воды в грунте от температуры, д.е.; ρ_b – плотность грунта, кг/м^3; L- удельная теплота фазового перехода, Дж/кг; t – время, с; λ(Т) –зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/(м*°С), C_w – объемная теплоемкость воды, Дж/(м3*°С); u – вектор скорости фильтрации грунтовых вод, м/с.

На основании значения объемной теплоемкости и теплопроводности грунтов для талого и мерзлого состояний программе вычисляется температурная зависимость объемной теплоемкости и теплопроводности в соответствии с выражениями:

$$C(T) = C_f(1 - w_w(T)/w_{tot}) + C_{th}(w_w(T)/w_{tot});$$
$$\lambda(t) = \lambda_f(1 - w_w(T)/w_{tot}) + \lambda_{th}(w_w(T)/w_{tot});$$

Где C(T) – зависимость объемной теплоемкости грунта от температуры, Дж/(м3*°C); λ(T) – зависимость теплопроводности грунта от температуры, Вт/(м*°C); W_{tot}- суммарная весовая влажность грунта, д.е.; $W_w(T)$ – зависимость количества незамерзшей воды в грунте от температуры, д.е.

Расчетная область моделирования является трёхмерным фрагментом, ограниченным сверху дневной поверхность, снизу – плоскостью, расположенной на достаточно большей глубине, чтобы не оказывать влияния на процессы в интересующей части области.

Для расчета были определены условия теплообмена рассматриваемого участка с внешней средой. На боковой границе расчетной области был задан тепловой поток, равный нулю (граничное условие второго рода). Это предполагает, что температура грунта на боковой границе расчетной области равна температуре на границе, и вследствие этого тепловой поток через боковую границу отсутствует.

На границе расчетной области с атмосферой были заданы граничные условия третьего рода. В качестве исходных данных были определены периодические зависимости температуры от времени, коэффициента теплообмена от времени и толщины снегового покрова от времени.

Распределение температур в грунте на рисунках показаны температурными изополями. Черной пунктирной линией обозначена граница фазового перехода (лёд/вод).

Результаты исследований

Расчеты предусматривают использование теплоизоляционных материалов, эксплуатация сооружений происходит при современных климатических и геокриологических условиях в течение 365 дней в году.

Для характеристики климата района использованы данные ближайшей метеостанции.

Таблица 1 - Климатическая характеристика района изысканий по ближайшей метеостанции

	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, ^{0} C	-26,2	-57,7	-20,2	-12,7	-4,2	6,9	14,3	11,0	4,6	-6,1	-18,4	-23,3
Высота снежного покрова, м	0,34	0,41	0,47	0,51	0,46	0	0	0	0	0,08	0,18	0,30
Скорость ветра, м/с	5,5	5,3	5,5	5,8	5,6	5,1	4,8	4,6	4,8	5,3	5,4	5,8

Параметры грунтов для каждого инженерно-геологического элемента заданы в соответствии с таблицей 2.

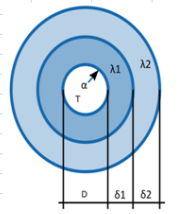
Таблица 2 – Физические и теплофизические параметры мерзлых грунтов

№ ИГЭ	Описание грунтов	Теплопроводность, Вт/(м*^{0} C)		Теплоемкость объемная, МДж/(м^3*^{0} C)		Температура фазового перехода, ^{0} C	Плотность сухого грунта, кг/м^3	W_{tot}
		$\lambda_{тал.}$	$\lambda_{мерз.}$	$C_{тал.}$	$C_{мерз.}$			
32912	Супесь	1,74	1,98	3,02	2,14	-0,15	1,37	0,322
22911	Суглинок	1,51	1,75	3,06	2,13	-0,20	1,48	0,279

Коэффициент теплопередачи конструкции, добывающей/нагнетательной скважин

принят равным 0,117 Вт/(м^2*К).

1		Расчет цилиндрического коэффициента теплопередачи отнесенного к наружней поверности							
2									
3				Диаметр в метрах					
4		Внутренний диаметр цилиндра	89	мм	0,089	м			
5		Теплоотдача на внутр. стенку цилиндра	100	Вт/(м2*К)				Наружный диаметр	495 мм
6	Слой 1	Толщина	28,9	мм	0,1468	м	газ		
7		Теплопроводность	0,015	Вт/(м*К)				Коэффициент теплопередачи:	
8	Слой 2	Толщина	10,6	мм	0,168	м	металл	Линейный	0,058 Вт/(м*К) (отн
9		Теплопроводность	47	Вт/(м*К)				Наружный	0,117 Вт/(м2*К) (отн
10	Слой 3	Толщина	68,45	мм	0,3049	м	цемент		
11		Теплопроводность	0,9	Вт/(м*К)					
12	Слой 4	Толщина	9,5	мм	0,3239	м	металл		
13		Теплопроводность	47	Вт/(м*К)					
14	Слой 5	Толщина	40,05	мм	0,404	м	цемент		
15		Теплопроводность	0,9	Вт/(м*К)					
16	Слой 6	Толщина	11	мм	0,426	м	металл		
17		Теплопроводность	47	Вт/(м*К)					
18	Слой 7	Толщина	34,5	мм	0,495	м	цемент		
19		Теплопроводность	0,9	Вт/(м*К)					
26									



Ниже представлены результаты расчета температурного распределения в грунте от проектируемых добывающих/нагнетательных скважин.

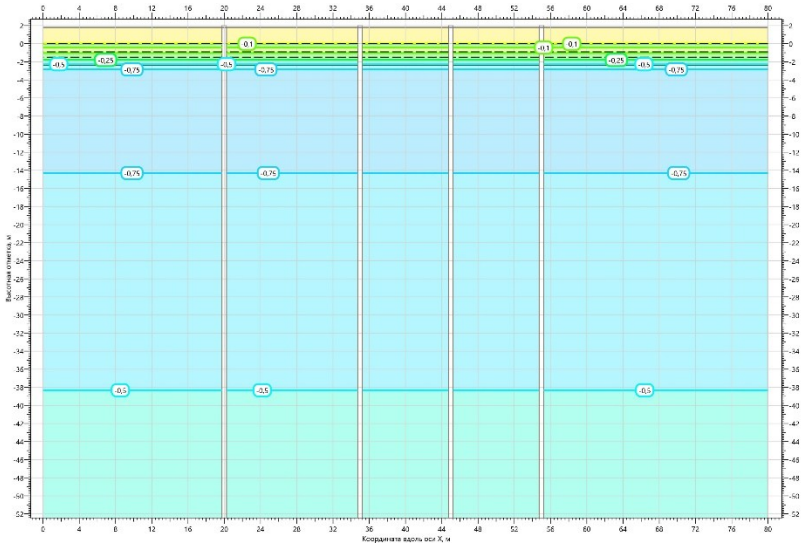


Рис. 1 - Распределение температур в грунте в начальный момент времени

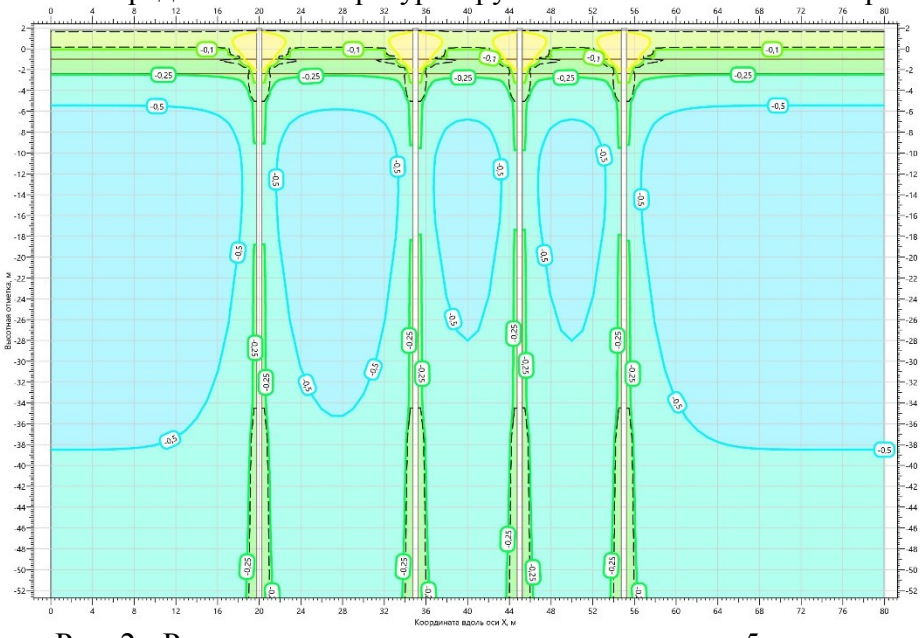


Рис. 2 - Распределение температур в грунте после 5-го лета

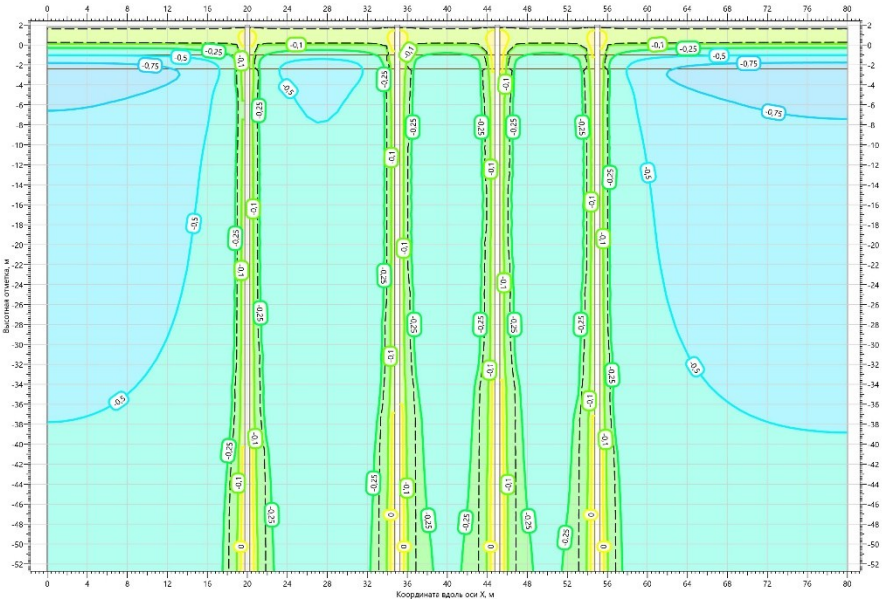


Рис. 3 - Распределение температур в грунте после 25-го лета

Conclusion (Вывод)

Согласно результатам расчетов, принятое расстояние между проектируемыми скважинами 10 м удовлетворяет требованиям п.526 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. №534, ввиду отсутствия смыкания ореолов оттаивания весь период эксплуатации объекта.

Список использованных источников:

1. Руководство по проектированию оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах НИИОСП им. Н.А. Герсеванова М.1980 г.

2. Рекомендации по наблюдению за состоянием грунтов оснований и фундаментов зданий и сооружений, возводимых на вечномерзлых грунтах НИИОСП им. Н.А. Герсеванова М.1982г.

3. Основы геотехники в криолитозоне. Хрустатев Л.Н: Учебник.-М.:Изд-во МГУ, 2005.

4. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов».

5. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах Медведский Р.И. М.: Недра, 1987г.

УДК 622.276.72

ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ

В.В. Мухаметшин

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор, доктор технических наук)

В.Р. Шангареев

(филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ГРз-20-14

Аннотация. Трудноизвлекаемые запасы растут с каждым годом, и классическая разработка месторождений с такими запасами не так эффективна, поэтому применение методов увеличения нефтеотдачи актуально. В статье представлен такой метод увеличения нефтеотдачи как водогазовое воздействие. Данный метод обширно внедряется и уже накоплен опыт проведения таких мероприятий, целью было сформировать такие сценарии, чтобы в наибольшей степени охватить реально возможные условия применения водогазового

воздействия и найти при этом оптимальное соотношение закачки воды и газа.

Ключевые слова: запасы, добыча, водогазовое воздействие, месторождение.

UDC 622.276.72

WATER-GAS INJECTION AS A PROMISING TOOL FOR ENHANCING OIL RECOVERY

V.V. Mukhametshin
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU, professor, doctor of technical sciences)
V.R. Shangareev
(Oktyabrsky branch of FSBEI HE USPTU, GRz-20-14)

Abstract. Hard-to-recover reserves are growing every year, and conventional development of fields with such reserves is less efficient, making the use of enhanced oil recovery methods relevant. This article presents an enhanced oil recovery method called water-gas stimulation. This method is being widely implemented, and experience has already been accumulated. The goal was to develop scenarios that best cover realistically possible conditions for using water-gas stimulation and find the optimal ratio of water and gas injection.

Keywords: reserves, production, water-gas interaction, deposit.

Для эффективного выбора оптимальных методов повышения нефтеотдачи при разработке месторождений особое значение приобретает использование водогазового воздействия, особенно в условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов. Водогазовое воздействие (ВГВ) представляет собой современную и перспективную технологию, позволяющую значительно увеличить отдачу пластов за счёт эффективного управления фильтрационными процессами, что обеспечивает прирост добычи нефти и, соответственно, дополнительную экономическую выгоду. В последние годы наблюдается устойчивая тенденция к расширению масштабов внедрения данной технологии на различных нефтяных объектах. Крупнейшим центром применения водогазового воздействия стало Самотлорское месторождение, где зафиксированы рекордные показатели дополнительного объёма добычи по сравнению с аналогичными мероприятиями на других месторождениях (МР) [1].

Технология ВГВ успешно применялась также на Битковском, Илишевском и Алексеевском МР, где мероприятия продемонстрировали значительное повышение нефтеотдачи [2]. На Самотлорском МР внедрение комплексных работ позволило достичь заметного роста дебита нефти и снижения обводнённости продукции эксплуатационных скважин на опытно-промышленном участке. Повышение коэффициента извлечения углеводородов здесь превысило 5 %.

На примере Битковского месторождения можно сделать вывод об эффективности мероприятия благодаря стабилизации значения пластового давления, что спровоцировало рост дебита нефти и минимизацию газового фактора. В результате дополнительно было добыто около 750 тыс. т нефти.

В условиях Илишевского месторождения внедрение данной технологии также дало свой эффект.

На Алексеевском месторождении данное мероприятие внедряется ещё с 2010 года, что позволило увеличить значение КИН с 0,17 до 0,24 долей единиц.

Положительный эффект применения ВГВ подтверждён также результатами работ на ряде других объектов – например, для Ваховского МР суммарная дополнительная нефтедобыча по этой технологии составила порядка 5 тыс. тонн сырья.

Водогазовое воздействие сопровождается значительными финансовыми затратами. Для успешного внедрения данной технологии требуется привлечение высококвалифицированных специалистов и использование технических средств, обеспечивающих надлежащий уровень безопасности и надёжности при выполнении гидродинамического моделирования. В основу подбора оптимальных условий для проведения водогазового воздействия положены материалы исследований А.И. Вашуркина

и М.С. Свищева. Критерии выбора представлены на рисунке 1.

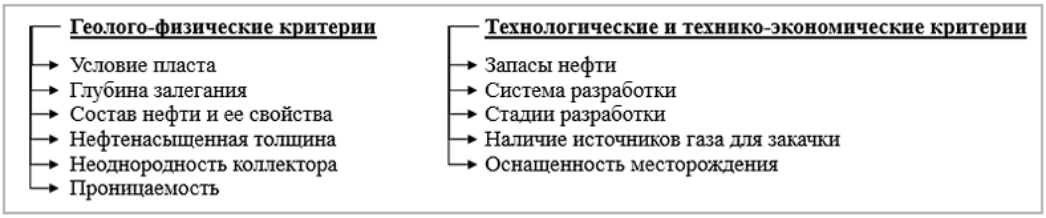


Рисунок 1 – Критерии подбора участка для ВГВ

Разработанные сценарии были смоделированы с применением гидродинамических моделей [3-4]. Такой подход позволил проанализировать процесс смешения газов различного компонентного состава с углеводородным флюидом в пластовых условиях. Следует отметить, что во всех отраслях промышленности существуют различные источники неопределённости – добыча углеводородов не является исключением, поскольку подобные риски характерны как для инфраструктуры на поверхности, так и для подземных процессов. Для снижения риска негативных последствий была реализована стратегия, охватывающая широкий спектр возможных сочетаний исходных параметров. В рамках исследования учитывались ключевые геолого-физические и технологические факторы, влияющие на возможность применения водогазового воздействия (рисунок 2).

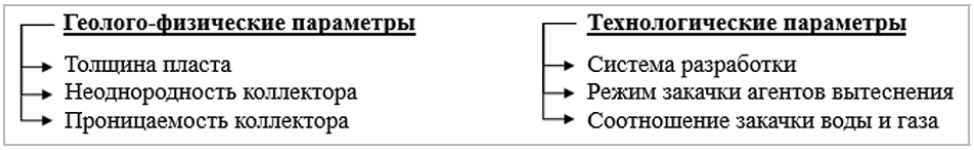


Рисунок 2 – Параметры для вариаций

Разнообразие конструкций скважин и их взаимное расположение затрудняют точную оценку влияния закачки воды и газа на процесс разработки месторождения. Поэтому для обеспечения репрезентативности расчётов были разработаны типовые схемы размещения скважин, что позволило выполнить численное моделирование различных вариантов на гидродинамическом симуляторе (рисунок 3).

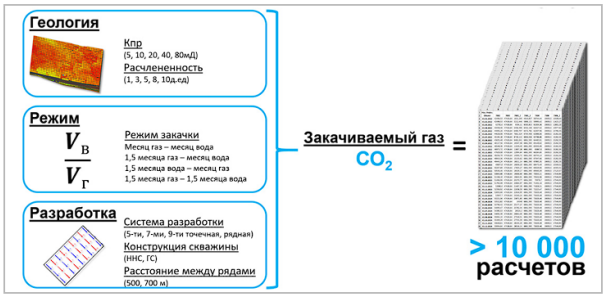


Рисунок 3 – Объем данных для исследования

Оценка эффективности проводимых мероприятий осуществлялась по результатам анализа пятиточечной системы разработки с использованием горизонтальных скважин длиной 500 метров, при различных сочетаниях режимов подачи воды и газа, проницаемости пласта и степени его расчленённости. В качестве основного показателя выбран прирост накопленной нефтедобычи по времени для различных вариантов реализации ВГВ. Одним из критических факторов успеха является газовый фактор – превышение отметки в 2500 м³/т приводит к осложнениям в работе глубинно-насосного оборудования, наряду с дополнительными ограничениями со стороны инфраструктуры.

Результаты проведённых расчетов приведены на рисунке 4.

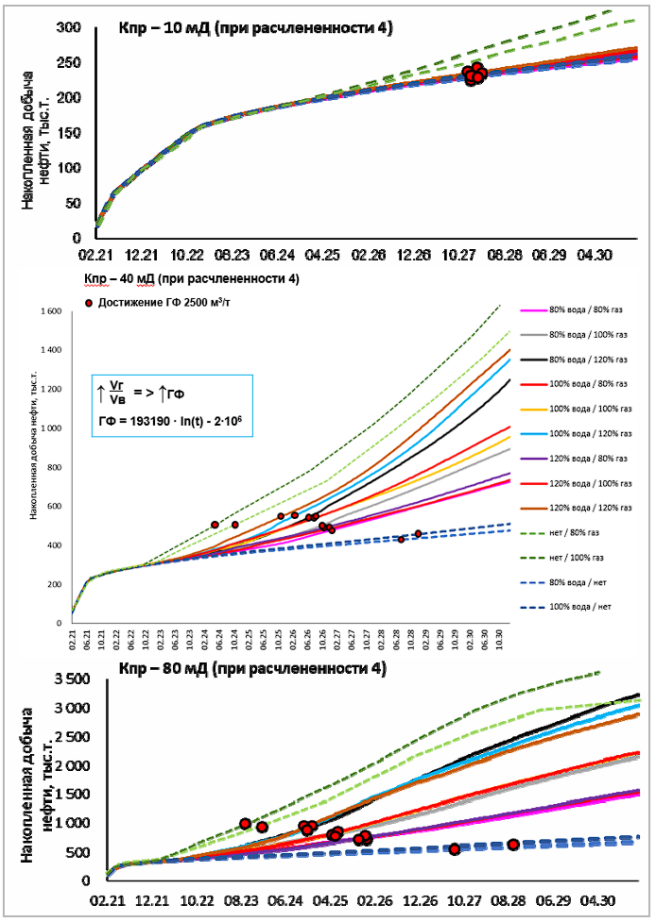


Рисунок 4 – Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от соотношений объемов закачки агентов (воды и газа)

Можем сделать вывод о том, что при низких значения проницаемости пластов эффект от ВГВ – мал и его невозможно контролировать или изменять. В таких случаях лучше осуществлять закачку чистого газа. Но если значения проницаемости увеличиваются, то наблюдается рост газового фактора. В данном случае ориентироваться уже нужно на экономические показатели проекта. Максимального эффекта можно достичь на объектах, проницаемость которых составляет более 18-20 мД. В таком случае важно обеспечить объём закачки, который будет 100 % превышать текущие отборы [4].

Комплексная оценка различных сценариев эксплуатации выявила наиболее эффективные пропорции закачки флюидов с учётом конструктивных особенностей скважин, схем разработки МР и геолого-физических свойств коллекторов [5].

Список использованных источников:

1. Зацепин В. В. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия / В. В. Зацепин, Р. А. Максутов // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 16-21.

2. Зацепин В. В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействии с закачкой водогазовой смеси в пласт / В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 10-13.

3. Дроздов А. Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / А. Н. Дроздов, Ю. А. Егоров, В. П. Телков [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 3. – С. 48-51.

4. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва, 2008. – 295 с.

5. Леушин Н. В. Определение оптимального соотношения закачки флюидов при

водогазовом воздействии / Н. В. Леушин, А. П. Шевелев, А. Я. Гильманов // Недропользование. – 2025. – Т. 25. – № 1. – С. 47-51.

УДК 532.542.9

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОДВОДНОГО "КУПОЛА-СЕПАРАТОРА"

А. А. Насыров
(*ВыШка ИнСоТех ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, доцент)*
Я. И. Бапанина
(Технологический факультет ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, студент гр. БТБ-25-01)
А. А. Ганиева
(Технологический факультет ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, студент гр. БТБ-25-01)
Н. С. Султанова
(Технологический факультет ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Уфа, студент гр. БТБ-25-01)

Аннотация: В работе выполнено моделирование функционирования подводного купола-сепаратора для ликвидации аварийных выбросов углеводородов. Получены зависимости изменения уровней газа и нефти, а также роста давления внутри установки с течением времени. Сделан вывод о необходимости совершенствования технологий с учетом динамики гидратообразования в условиях больших глубин.

Ключевые слова: нефть, газ, технологии, экология, динамика

UDC 532.542.9

SIMULATION OF THE FUNCTIONING OF AN UNDERWATER "DOME SEPARATOR"

A. A. Nasyrov
(Higher School of Information and Social Technologies, Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, Associate Professor)
Y. I. Bapanina
(Faculty of Technology of Ufa State Petroleum Technological University the in the City of Ufa, student gr. BTB-25-01)
A. A. Ganieva
(Faculty of Technology of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, student gr. BTB-25-01)
N. S. Sultanova
(Faculty of Technology of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, student gr. BTB-25-01)

Abstract: The paper presents a simulation of the functioning of an underwater dome separator for the elimination of accidental hydrocarbon emissions. The dependences of changes in gas and oil levels, as well as pressure increases inside the installation over time, are obtained. It is concluded that it is necessary to improve technologies, taking into account the dynamics of hydrate formation in conditions of great depths.

Keywords: oil, gas, technology, ecology, dynamics

Мексиканский залив - это глубоко вдающийся в сушу на юго-востоке Северной Америки, наполовину замкнутый морской бассейн Атлантического океана между полуостровами Флорида и Юкатан и островом Куба. Этот водоём, имеющий форму, близкую к овалу, занимает территорию в 1 543 000 квадратных километров и вмещает около 2 332 000 кубических километров воды. Именно в этой крупной акватории 10 апреля 2010 года развернулась трагедия: в 80 километрах от побережья американского штата Луизиана на нефтяной платформе Deepwater Horizon, работавшей на месторождении Макондо, прогремел мощный взрыв. Последующий разлив нефти, ставший крупнейшим в истории Соединённых Штатов, обернулся экологической катастрофой с тяжелейшими последствиями для природы. Из-за повреждений в трубах скважины, залегавшей на глубине полутора километров, нефть

вытекала на протяжении 152 суток. Общий объём выброса в воды Мексиканского залива оценивается примерно в 5 миллионов баррелей. Инцидент привёл к запрету на рыбный промысел — под ограничения попала треть всей площади залива. Нефтяное пятно затронуло все прибрежные штаты региона, но наиболее серьёзный урон был нанесён экосистемам Алабамы, Луизианы, Миссисипи и Флориды. Экологи зафиксировали масштабную гибель живых организмов: к началу ноября 2010 года было обнаружено более 6 тысяч мёртвых особей, среди которых 6 104 птицы, 609 морских черепах и 100 дельфинов с прочими млекопитающими. Катастрофа нанесла ощутимый удар по нефтедобывающей отрасли, рыболовству и туристическому бизнесу. Для ликвидации аварии 7 мая на дно был опущен 100-тонный стальной купол, которым планировали перекрыть аварийную трубу. Однако операция сорвалась из-за образования гидратов — их газы, выделяющиеся при распаде, огнеопасны, поэтому конструкцию пришлось поднять обратно. Альтернативным решением стала 75-тонная заглушка, установленная 13 июля на месте утечки. Тем не менее, позже выяснилось, что полной герметизации добиться не удалось: фиксировались периодические выбросы нефти. Окончательное перекрытие скважины потребовало бурения разгрузочных шахт. Первую из них начали бурить 2 мая, а вторую — 16 мая. Работы завершились 17 сентября, после чего через пробуренный канал начали закачку цемента. Уже на следующий день процесс был окончен, а 19 сентября 2010 года официально объявили о прекращении утечки благодаря успешной герметизации повреждённой скважины. А мы хотим предложить другой вариант решения этой проблемы.

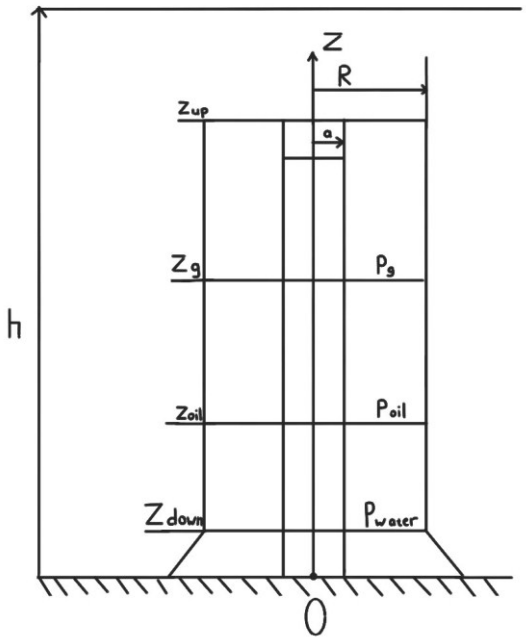


Рис.1. Схема купола

R – радиус установки, a – радиус скважины, z_{up} - верхний уровень, z_g - уровень газа, z_{oil} - уровень нефти, z_{down} - нижний уровень, h - высота от дна до поверхности воды, p_g - давление газа, p_{oil} - давление нефти, p_w - давление воды

$$\frac{dz_g}{dt} = -\frac{m_g}{\rho_g \pi (R^2 - a^2)}, \quad (1)$$

где m_g- дебит газа, ρ_g – плотность газа

$$\frac{d\rho_g}{dt} = (\rho_{oil} - \rho_w) g \frac{dz_{oil}}{dt} - \rho_{oil} g \frac{dz_g}{dt}, \quad (2)$$

где ρ_{oil} - плотность нефти, ρ_w - плотность воды, g – ускорение свободного падения

$$\frac{dz_o}{dt} = -\frac{\rho_g m_{oil} + \rho_{oil} m_g}{\pi \rho_g \rho_{oil} (R^2 - a^2)}, \quad (3)$$

где m_{oil} – дебит нефти

Параметры установки: h=1500 м, z_{up}=28 м, z_{down}=4 м, a=0,85 м, ρ_{oil}=866 кг/м^3, ρ_w=1000кг/м^3, R=8,31 м, T_g=353 К, z_g=23 м, z_{oil}=20 м, g=9,8 м/с^2, mol_g=16×10^{-3} кг/моль
При указанных параметрах были получены следующие данные.

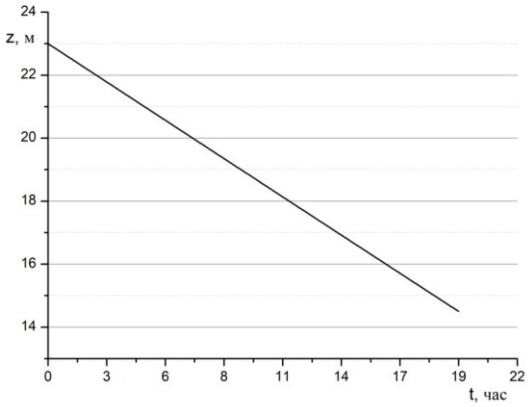


Рис.2. График движения границы газа.

На графике показано изменение верхней границы газовой шапки с течением времени. Процесс характеризуется постоянным опусканием уровня газа. Убывание высоты газового столба описывается уравнением (1) и обусловлено накаплением газа с дебитом m_g через центральную трубу. Начальный уровень газа составлял 23 м от дна. За время моделирования вследствие отбора газа с дебитом m_g через центральную трубу граница опустилась до 14 м. Таким образом, толщина газового слоя увеличился на 9 м за 19 часов.

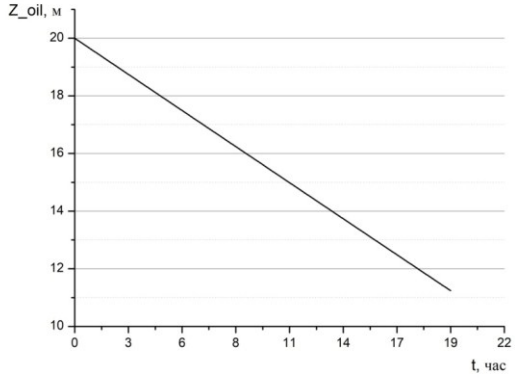


Рис.3. График движения границы нефти

График иллюстрирует изменение уровня раздела фаз «нефть—газ». Начальное положение границы зафиксировано на отметке 20 м. В процессе поступления нефти из скважины и расширения газовой шапки уровень нефти плавно понижается. Конечное значение z_{oil} достигло 11 м за 19 часов.

График на рисунке 4 отражает рост давления в газовой полости купола. Рост давления описывается уравнением (2), которое связывает изменение плотности газа с движением границ z_{oil} и z_g. Начальное давление на глубине газовой шапки составляло около 144,8 Атм. По мере накопления газа и изменения уровней z_g и z_{oil} давление возрастает и к концу расчёта достигает 145,6 Атм за 19 часов. Давление газа увеличилось на 0,8 Атм.

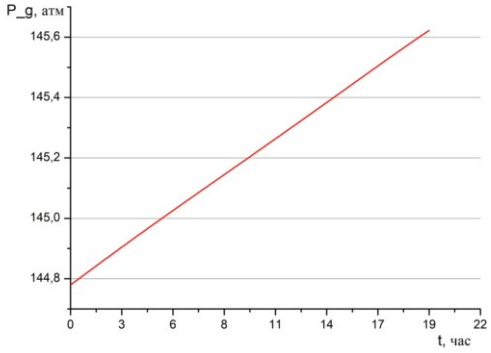


Рис.4. График движения увеличение давления

Заключение

Мы рассмотрели технологию защитного купола, применявшегося для ликвидации аварии на скважине, и провели анализ эффективности данного метода с акцентом на количественные показатели накопления нефти. В ходе работы мы детально изучили конструкцию инженерного сооружения, которое должно было стать «ловушкой» для нефтяного фонтана. Нас интересовал не только сам принцип работы, но и математика процесса: сколько сырья накапливалось внутри купола и за какой промежуток времени. Проведенные расчеты показали, что при выбранной скорости истечения нефти внутренний объем купола заполнялся достаточно быстро. Если исходить из технических характеристик конструкции и давления на устье, мы определили, что за первые часы после установки купол заполнялся смесью нефти и газа с такой интенсивностью, что временной интервал до момента потери герметичности исчислялся не сутками, а считанными часами. Анализ ситуации в Мексиканском заливе показал, что главным врагом инженеров стало не столько количество нефти, сколько скорость гидратообразования. Из-за разницы температур и давления внутри купола метан, содержащийся в нефти, превращался в ледяные кристаллы, закупоривая клапаны откачки быстрее, чем успевала накапливаться сама нефть. Таким образом, несмотря на то, что купол теоретически мог вместить значительный объем (тысячи баррелей), практическое время его полезной работы до забивания гидратами составляло всего лишь несколько часов.

Резюмируя, можно сказать, что купол оказался технологически верным, но запоздалым и недостаточно подготовленным решением для условий больших глубин. Наш анализ показывает, что при проектировании подобных систем необходимо учитывать не только статический объем накопления, но и динамику изменения свойств самой нефти при контакте с холодной водой и перепадом давления.

Если бы нефть не собирали, а она беспрепятственно вытекала из скважины все 87 дней, то образовавшееся нефтяное пятно достигло бы площади 149–180 тысяч квадратных километров — территория, сопоставимая с площадью Англии и Уэльса вместе взятых. Оно покрыло бы береговую линию длиной 1770 км от Флориды до Луизианы, а под водой сформировались бы гигантские шлейфы диспергированной нефти толщиной до 90 метров. Катастрофа со всей очевидностью показала: технологическая сложность глубоководного бурения сопоставима с космическими программами, но цена ошибки здесь измеряется не миллионами долларов, а жизнями морских экосистем на десятилетия вперед. Опыт 2010 года заставил нефтяную отрасль во всем мире пересмотреть стандарты безопасности, а правительства — ужесточить регулирование. Но главный урок адресован не только инженерам и чиновникам: безопасность всегда должна быть выше сиюминутной прибыли, потому что ликвидация последствий обходится намного дороже, чем их предотвращение. И пока компании помнят об этом, у человечества есть шанс не допустить повторения таких происшествий.

Список использованных источников:

1. Взрыв нефтяной платформы Deepwater Horizon // Рувики Url: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Взрыв_нефтяной_платформы_Deepwater_Horizon Дата обращения: 27.02.2026

2. Уразов Р.Р., Чиглинцев И.А., Насыров А.А. Образование склеротических отложений гидрата в трубе для отбора газа из «купола-сепаратора» // Инженерно-физический журнал. – 2017. – Т. 90, №5. – С.1223-1231). (https://doi.org/10.1007/s10891-017-1670-2)

3. Чиглинцева А.С., Насыров А.А., Чиглинцев И.А., Лепихин С.А., Коледин В.В. Исследование процесса гидратообразования в откачивающем трубопроводе с теплоизоляционным покрытием при отборе газа из «купола-сепаратора» // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2020. – № 67. – С. 144-158. (DOI: 10.17223/19988621/67/13)

4. Насыров А.А., Чиглинцев И.А., Лепихин С.А. К вопросу разложения газогидрата в куполе-сепараторе, предназначенном для отбора выбросов углеводородов в шельфовой зоне // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. – 2019. – Т. 9, № 1. – С. 35-41.

5. Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Gimaltdinova A.A., Gizzatullina A.A., Galimzyanov M.N., Kochanova E.Yu. Focusing of a compression waves in a toroidal bubble cluster // Journal of Physics: Conference Series, 2022, 2388, 012113, pp. 1-11. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2388/1/012113 Дата обращения: 9.01.2026. (DOI: 10.1088/1742-6596/2388/1/012113)

6. Гималтдинов И.К., Коледин В.В., Насыров А.А., Чиглинцев И.А. ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ С ЗАРЯДОМ В ПЕРЕГРЕТОЙ ЖИДКОСТИ // Теплофизика высоких температур. 2025. Т. 63. № 2. С. 266-276.

7. Chiglintseva A.S., Gimaltdinov I.K., Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A. The description of the process of decomposition of hydrate in a steel dome-separator // AIP Conference Proceedings, 2022, 2467, 080023, pp. 1-7. URL: https://aip.scitation.org/doi/abs/10.1063/5.0092788 Дата обращения: 27.02.2026 (https://doi.org/10.1063/5.0092788)

8. Chiglintseva A.S., Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A. Warm insulation of exhaust pipe when taking gas from the "dome - separator" installation from large depths // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 860, The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation (AdvEnGen-2020) 12-14 February 2020, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia Federation, pp. 1-6. URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/860/1/012033 Дата обращения: 16.01.2026. (DOI: 10.1088/1757-899X/860/1/012033).

9. Ilyas K. Gimaltdinov, Maxim V. Stolpovskij, Ekaterina Yu. Kochanova, Azat A. Nasyrov Numerical simulation of distribution of pollutant in channel // E3S Web of Conferences 486, 04024 (2024) pp. 1-6 Дата обращения: 27.02.2026 URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2024/16/e3sconf_agritech-ix2023_04024/e3sconf_agritech-ix2023_04024.html (https://doi.org/10.1051/e3sconf/202448604024)

10. Igor Chiglintsev and Azat Nasyrov Some methods of greenhouse gas utilization in hydrate form // E3S Web of Conferences 613, 01002 (2025) pp. 1-11 Дата обращения: 7.09.2025 URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2025/13/e3sconf_agritech-xi2024_01002/e3sconf_agritech-xi2024_01002.html (https://doi.org/10.1051/e3sconf/202561301002)

УДК 621.7

АНАЛИЗ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН ИНЗЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.В. Петрова
(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Б.Г. Джалолов

(Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Аннотация. В данной статье анализируется срок действия фонда скважин Инзырейского месторождения и рассматриваются факторы, которые оказывают наибольшее влияние на индекс. Основываясь на анализе технических показателей, мы пришли к выводу, что, принимая во внимание особенности нефтяного состава подводных нефтяных месторождений, резкое снижение температуры и давления, а также увеличение свободного газа, с высокой степенью вероятности возможно усиление нефтепромыслового оборудования.

Ключевые слова: фонд, скважина, дебит, АСПО, МРП.

UDC 621.7

ANALYSIS OF THE INTER-REPAIR PERIOD OF THE COMPLICATED WELL STOCK OF THE INZYREYSKOYE FIELD

L.V. Petrova

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the City of Oktyabrsky, Associate Professor)

B.G. Jalolov

(FSBEI HE Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)

Abstract. In this article, the inter-repair period of the complicated well stock of the Inzyreyskoye field is analyzed, and the factors that most affect the inter-repair period are considered. Based on the analysis of technological indicators, we concluded that taking into account the peculiarities of the oil component composition of the Inzyreyskoye field, an intense drop in reservoir pressure and temperature, an increase in the amount of free gas, it is possible to state with a high degree of probability that the problem of accumulation of ATPD on oilfield equipment and the associated decrease in the production rates of wells.

Keywords: fund, well, flow rate, ATPD, MCI.

Introduction

По состоянию на 1 сентября 2019 года буровой фонд насчитывает более 50 единиц. И имеет следующее распределение:

-40 отверстий относятся к производственному типу:

-29 скважин расположены в действующих фондах, из которых 25 являются активными фондами и 4 - неактивными фондами;

-2 скважины защищены;

-1 Фонтан относится к типу управляющих фонтанов;

-8 скважин были ликвидированы после бурения, из которых 4 скважины были залежами D3fm, 3 скважины были залежами D3src и 1 скважина была залежами P2.;

-7 скважин относятся к нагнетательному типу, из которых 6 скважин отнесены к активным фондам и 1 скважина отнесена к неактивным фондам;

-3 скважины относятся к типу водозабора. Механизированная операция (ECN). 255 работает совместно на двух объектах: D2 и D3src.

Неактивность 4 скважин полностью обусловлена авариями в процессе ремонта. Текущий фонд скважин соответствует запланированному фонду в проектной документации.

Materials and methods

В результате анализа данных на дату 01.09.2019 г. основной фонд, необходимый для проведения бурения на исследуемом месторождении составляет 188 ед., в том числе скважин, которые в настоящее время добывают – 142, а также скважин, которые нагревают - 46.



Рисунок 1 − Распределение фонда скважин Инзырейского месторождения

Основное распределение фонда скважин, которые в настоящее время находятся в действующем состоянии в целом по Инзырейскому месторождению демонстрирует, что около 40% всего фонда скважин, которые действуют, добывает нефти ниже 30 т/сут, 27% фонда скважин, которые работают, находится в границах добычи от 30 т/сут до 60 т/сут и 33% фонда скважин действующей категории функционирует с дебитом нефти более 60 т/сут (рисунок 2). Продукцию с обводненностью меньше 40% формирует 60% действующих скважин, кроме того, из 4 скважин (27% действующего фонда) добытая нефть поступает с обводненностью более 80%.

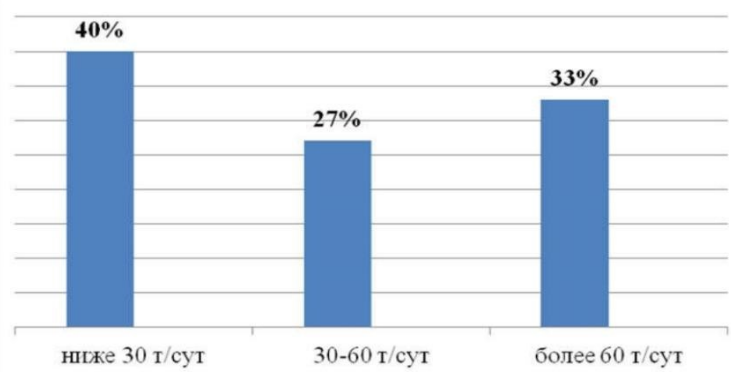


Рисунок 2 − Распределение действующего фонда скважин по дебитам

Results

Разработка довольно сложных геологических и физических условий Инзырейского нефтяного месторождения вызвала определенные важные осложнения, а именно:

- Преждевременный выход из строя погружного двигателя;
- Кабель часто обрывается;
- При перекачивании высоковязких смесей производительность насоса ухудшается;
- Формирование углеводородных и неуглеводородных залежей;
- Перед ремонтом и проникновением в резервуар ЖГС на водной основе коэффициент продуктивности скважины снижается из-за прекращения эксплуатации скважины.;
- Имеется слой вечной мерзлоты; низкий МРП и т.д.

В результате проведенного анализа ежемесячного операционного отчета определяются основные причины остановки скважин, которые в настоящее время связаны с добычей нефти и показано их распределение на рисунке 3. Как показано на рисунке, прерывание работы нефтяных скважин из-за АСПО является первостепенным осложнением проведения работ на Инзырейском месторождении. Соответствующее количество образовавшихся отложений в нефтепромысловом оборудовании чае всего приводит к возникновению аварийных ситуаций, таких как снижение пропускной способности НКТ, повышения определенного сопротивления и соответственно нагрузки, снижение нагрузки на эксплуатационные

скважины и пропускной способности нефтепроводов.

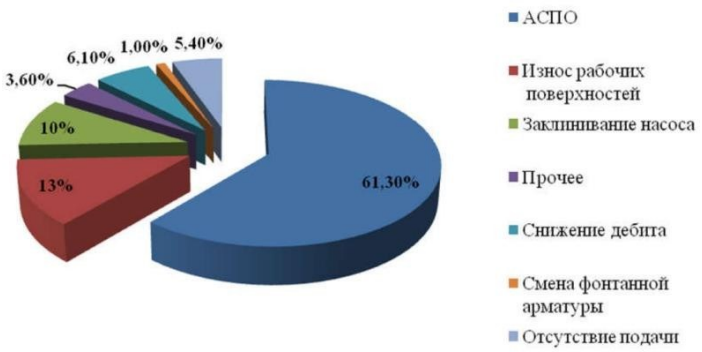


Рисунок 3 – Диаграмма распределения остановок скважин по различным причинам по состоянию на 01.09.2019 г

При образовании скважин с определенным фондом осложнений, в частности парафинообразующего, было установлено 10 скважин, которые сегодня используются для добывания нефтей, на которых было проведено в обей сложности более 1 ремонта скважины, а также более 1 процесса промывки от АСПО за прошедший год наблюдений. Необходимо отметить, что несмотря на то, что Инзырейское месторождение сегодня находится только на начальном этапе своего разрабатывания, различных ремонтов, которые связаны в основном с АСПО может достигать 5-6 в год, период между основными ремонтами (МРП) скважин осложнённого фонда может составлять до 190 суток, а межочистной период (МОП) 5 суток или даже меньше, в зависимости от рабочей ситуации.

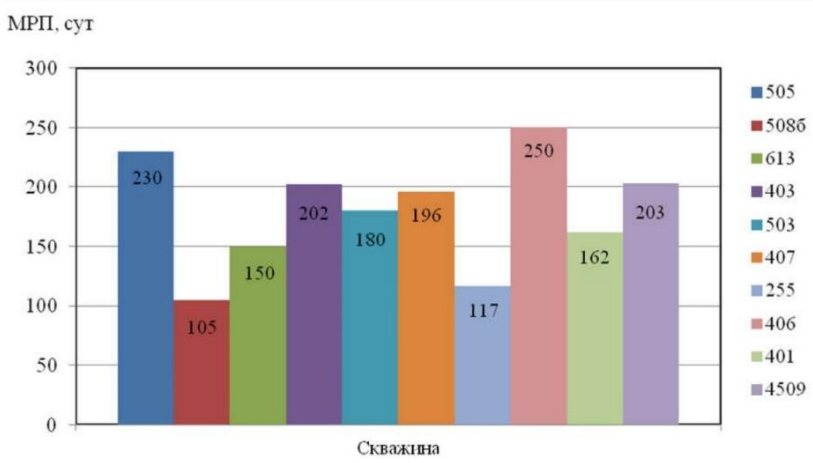


Рисунок 4 – МРП осложнённого фонда скважин Инзырейского месторождения

Conclusion

Методы борьбы с АСПО, а именно относящиеся к механическому и тепловому направлению, которые в частности применяются при использовании скважин Инзырейского месторождения, не могут оптимально решить проблему. Которая складывается сегодня, а именно проблема применения методов химии предупреждения по образованию, накоплению различных отложений. Также, необходимо обратить внимание на то, что получение нефтей, которые отличаются вязкостью и различным составом, собираются в общий сбор.

Список использованных источников:

1. Теплоциклическое воздействие на пласт на примере Гремихинского месторождения [Текст] / Э. М. Альмухаметова, Д. И. Фаттахов, А. А. Файзуллин, З. Р. Хасанов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 4

(114). С. 27-31.

2. Nomogram method as means for resource potential efficiency predicative aid of petrothermal energy [Text] / K.F. Gabdrakhmanova, G.R. Izmailova, P.A. Larin, E.R. Vasilyeva, M.A. Madjidov, Z.R. Hasanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № – Номер статьи: 032036. – Pp. 1-5

3. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, В. В. Шайдаков, Злобин, А. А. О механизме структурообразования нефтяных дисперсных систем /А. А. Злобин, И. Р. Юшков // Проблемы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых в Пермском крае: материалы краевой науч.-техн. конф. - Пермь: Изд-во ПГТУ, 2007. - С.42-49.

4. Шаммазов, А. М. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости /А. М. Шаммазов, Ф. Р. Хайдаров, В. В. Шайдаков. - Уфа: Монография, 2003. - 232 с.

5. Пат.на полезную модель №38469 Рос. Федерация, МПК C10G 33/02/ Устройство для магнитообработки жидкости / М. Н. Персиянцев, В.В. Шайдаков, А. Б. Лаптев, И. Максимочкин, А. В. Емельянов. - №2002127715/20; заявл.16.10.2002; опубл. 20.06.2004. Бюл. №17.

6. Данилова О. В. Студенческая пресса как составляющая студенческой жизни / О. В. Данилова, А. А. Файзуллин // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 2. – С. 181-185.

7. Самигуллина Л. З. Теоретические основы описания профессиональной языковой личности сотрудника нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина, О. В. Данилова, А. А. Файзуллин // Общественные науки. – 2016 – № 5 – С. 152-156.

8. Камалеева А. Ф. Анкетирование студентов как инструмент оценки качества образовательных услуг /А. Ф. Камалеева, О. В. Данилова, Л. В. Петрова // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно- методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С.217-226.

УДК 622.276

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Поленов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)

А.Р. Камалетдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

А.Б. Мустафин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация: В статье рассматривается проблема снижения продуктивности добывающих скважин, обусловленная кольматацией призабойной зоны пласта. На примере конкретного месторождения предложена комплексная методика отбора скважин-кандидатов для соляно-кислотной обработки, основанная на анализе ретроспективных данных по ранее проведённым геолого-техническим мероприятиям. В рамках методики сформулированы критерии отбора (дебитные, литологические, временные) и выполнен прогноз дополнительной добычи нефти на отобранных скважинах с использованием регрессионной модели. Результаты работы показывают, что внедрение системного подхода к планированию СКО позволяет повысить обоснованность решений и эффективность интенсификации добычи.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, проницаемость, соляно-кислотная обработка, геолого-технические мероприятия, интенсификация добычи, прогнозирование дебита.

UDC 622.276

PREDICTING THE EFFECTIVENESS OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS FOR INTENSIFYING PRODUCTION AT A DEPOSIT

A.V. Polenov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
A.R. Kamaletdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)
A.B. Mustafin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Abstract. The article discusses the problem of reducing the productivity of production wells due to the colmatation of the near-wellbore zone of the reservoir. Based on the analysis of retrospective data on previously conducted geological and technical measures, a comprehensive methodology for selecting candidate wells for hydrochloric acid treatment has been proposed for a specific field. The methodology includes the formulation of selection criteria (flow rate, lithological, and temporal) and the prediction of additional oil production in the selected wells using a regression model. The results of the work show that the implementation of a systematic approach to planning the development of oil fields allows for increased decision-making validity and the effectiveness of production intensification.

Key words: reservoir bottom zone, permeability, hydrochloric acid treatment, geological and technical measures, production intensification, and flow rate forecasting.

Проницаемость пород коллектора служит основным фактором, влияющим на продуктивность скважины. В ходе эксплуатации месторождения фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) подвергаются деградации вследствие естественных и технологических причин. К ним относится кольматация порового пространства, вызванная отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО), проникновением глинистых фракций и механических примесей. Указанные процессы ведут к существенному падению дебитов. В этой связи поддержание и увеличение проницаемости ПЗП за счёт проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) представляет собой важную задачу для обеспечения рентабельности разработки залежи. Среди применяемых методов интенсификации широкое распространение получила соляно-кислотная обработка (СКО), результативность которой в значительной мере определяется корректностью выбора скважин-объектов и точностью прогнозных расчётов.

Целью настоящего исследования является формирование методики планирования соляно-кислотных обработок на рассматриваемом месторождении, основанной на анализе ретроспективных данных, и оценка потенциального прироста добычи нефти [1,2].

Восстановление фильтрационных характеристик ПЗП может осуществляться с применением различных технологий (химических, механических, термических, физических). Для условий рассматриваемого месторождения, характеризующихся наличием карбонатных и сцементированных терригенных коллекторов, наиболее адаптированным считается химический способ, в частности СКО.

По результатам анализа ранее выполненных обработок были определены критерии отбора скважин-кандидатов:

– дебитный критерий: обработке подлежат скважины с дебитом нефти менее 15 т/сут;

– литологический критерий: максимальная эффективность достигается в карбонатных коллекторах, где, помимо очистки существующих поровых каналов, происходит формирование новых проводящих путей;

– критерий актуальности информации: при расчётах используются геолого-физические параметры, актуализированные не позднее чем за год до планируемого

мероприятия, что обусловлено динамическим изменением свойств пласта в процессе разработки;

– критерий изолированности эффекта: для достоверной оценки эффективности СКО выбираются скважины, на работу которых в анализируемом периоде не влияли иные ГТМ или корректировки режима эксплуатации [2-6].

Для установления средней продолжительности эффекта от СКО выполнен ретроспективный анализ пяти скважин, на которых были проведены обработки. На основании динамики дополнительной добычи нефти для каждой скважины построены графики её снижения во времени (рисунок 1).

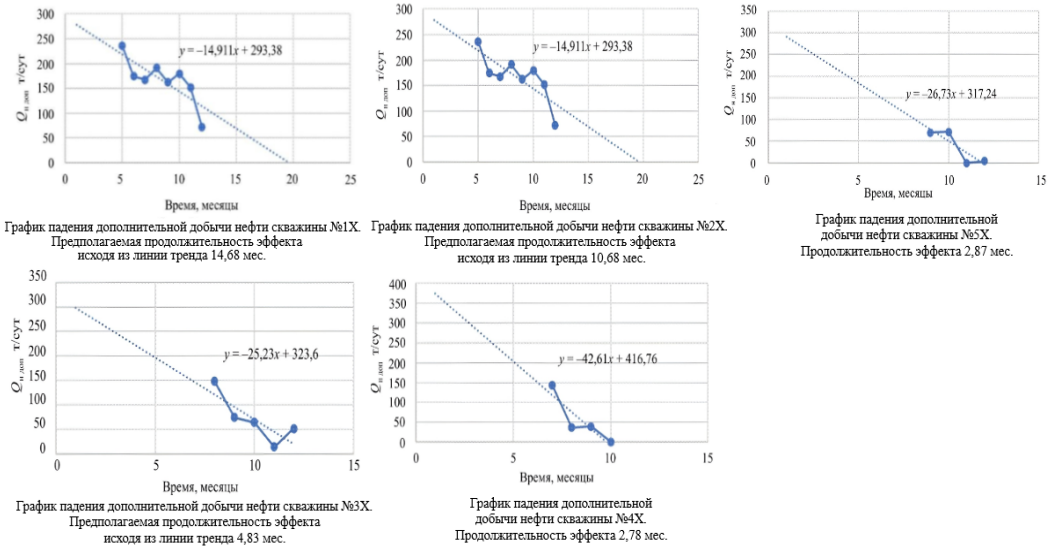


График падения дополнительной добычи нефти скважины №1Х. Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 14,68 мес.

График падения дополнительной добычи нефти скважины №2Х. Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 10,68 мес.

График падения дополнительной добычи нефти скважины №5Х. Продолжительность эффекта 2,87 мес.

График падения дополнительной добычи нефти скважины №3Х. Предполагаемая продолжительность эффекта исходя из линии тренда 4,83 мес.

График падения дополнительной добычи нефти скважины №4Х. Продолжительность эффекта 2,78 мес.

Рисунок 1 – Сопоставление динамики дополнительной добычи нефти после проведения СКО

Проведенный анализ динамических графиков позволил установить, что период сохранения положительного эффекта после проведения СКО находится в диапазоне от 2,78 до 14,68 месяцев. Средневзвешенное значение данного показателя было определено на уровне 7,17 месяцев, что эквивалентно примерно 215 суткам.

В соответствии с разработанными критериями было осуществлено отбора пяти скважин-претендентов, рассматриваемых в качестве первоочередных объектов для проведения обработок. Исходные геолого-физические и технологические характеристики отобранных скважин систематизированы в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные геолого-физические и технологические параметры

Номер скважины	$Q_{н\ д.о}$	$P_{пл}$	m	$k_{ПЗП}$	$P_{нас}$	$P_{заб}$
Скв. 1Х	8,5	11,67	13,5	0,0188	16,4	3,89
Скв. 2Х	7,2	14,64	8,2	0,0178	16,1	5,37
Скв. 3Х	2,4	16,26	11,7	0,0572	16,4	8,48
Скв. 4Х	2,2	10,12	9,3	0,0601	16,3	8,98
Скв. 5Х	1,6	09,78	11,5	0,0677	16,1	9,10

На основании анализа практического опыта применения различных реагентов в условиях месторождения в качестве оптимального состава для соляно-кислотной обработки рекомендован реагент «Флаксокор-210» с рабочей концентрацией 12,5 %.

Прогнозирование начальных дебитов нефти после обработки выполнено с использованием регрессионной зависимости, выведенной на основе массива исторических данных (рисунок 2). Входными параметрами для расчёта послужили актуальные геолого-физические и технологические показатели отобранных скважин-кандидатов, сведённые в

таблице 1. Полученные в результате расчёта прогнозные значения дебитов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета начальной дополнительной добычи нефти

Номер скважины	$Q_{н.д.о.}$	$\%_{HCL}$	$P_{ПЛ}$	m	$K_{ПЗП}$	$P_{НАС}$	$P_{ЗАБ}$	$Q_{НПО}$
Скв. 1Х	8,5	0,13	11,7	13,5	0,019	16,4	3,89	15,95
Скв. 2Х	7,2	0,13	14,6	8,2	0,018	16,1	5,37	12,36
Скв. 3Х	2,4	0,13	16,26	11,7	0,057	16,4	8,48	7,33
Скв. 4Х	2,2	0,13	10,2	9,3	0,061	16,3	8,98	6,2
Скв. 5Х	1,6	0,13	9,97	11,5	0,069	16,1	9,101	4,04

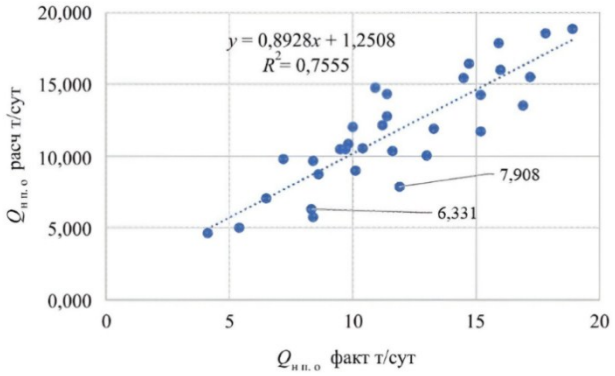


Рисунок 2 – Диаграмма регрессии

В завершающем этапе анализа на основе полученных прогнозных значений начальных дебитов и с учётом установленной средней продолжительности эффекта, составляющей 7 месяцев, была выполнена оценка помесячного и совокупного дополнительного объёма добычи нефти. Результаты выполненных расчётов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета дополнительной добычи нефти

Номер скважины	Месяцы							Дополнительная добыча за эффективный период
	1	2	3	4	5	6	7	
Скв. 1Х	208,31	177,14	145,97	114,80	83,63	52 ,47	21,30	804,14
Скв. 2Х	144,45	122,83	101,22	79,61	55,00	36,38	14,77	557,62
Скв. 3Х	137,89	117,26	96,63	76,00	55,36	34,73	14,10	532,31
Скв. 4Х	101,03	97,21	76,36	53,1	29,08	11,36	4,98	373,12
Скв. 5Х	72,23	67,34	43,34	25,78	14,92	7,04	2,66	233,08
Суммарная дополнительная добыча нефти								2500,19

Суммарный прогнозируемый прирост добычи нефти от проведения СКО на пяти отобранных скважинах составляет 2500,19 тонн.

Проведённое исследование позволило разработать и обосновать комплексный критериальный подход к отбору скважин для соляно-кислотной обработки на выбранном месторождении. Ключевыми элементами методики являются последовательный анализ дебитных показателей, литологической характеристики коллекторов и актуальности геолого-физической информации, что в совокупности формирует основу для технико-экономического обоснования геолого-технических мероприятий.

Ретроспективная оценка эффективности ранее проведённых обработок установила, что положительный эффект от СКО проявляется в среднем в течение 7 месяцев, демонстрируя при этом значительную вариабельность – от 3 до 15 месяцев – в зависимости

от индивидуальных фильтрационно-ёмкостных свойств и условий эксплуатации конкретного объекта. Для достижения максимального результата в указанных геологических условиях подтверждена целесообразность применения специализированного реагента «Флаксокор-210» с оптимальной концентрацией 12,5 %.

Прогнозная оценка, выполненная на основе построенной регрессионной модели, интегрирующей ключевые пластовые параметры, указывает на потенциал реализации программы СКО. Обработка пяти рекомендованных скважин способна обеспечить дополнительный отбор нефти в объёме, приближенном к 2,5 тыс. тонн. Следовательно, внедрение предложенной методики представляет собой практический инструмент для перехода от традиционного эмпирического подхода к системному, научно обоснованному планированию мероприятий, направленных на интенсификацию добычи и восстановление продуктивности призабойной зоны пласта.

Для углубления и повышения достоверности полученных результатов в последующих работах целесообразно сосредоточить усилия на следующих направлениях:

– развитие модели прогнозирования: создание более детализированных математических моделей, способных учитывать не только статические геолого-физические свойства, но и динамику их изменения в процессе разработки под влиянием различных технологических воздействий.

– расширение эмпирической базы: аккумуляция и системный анализ расширенного массива статистических данных по всем проведённым на месторождении ГТМ, включая различные методы интенсификации, что позволит повысить репрезентативность выборки и точность корреляционных зависимостей.

– интеграция данных мониторинга: включение в анализ данных постоянного промыслового и гидродинамического мониторинга для калибровки моделей в режиме, приближенном к реальному времени.

Список использованных источников:

1. Колганов В. И. Влияние трещиноватости карбонатных коллекторов на показатели их разработки при заводнении / В. И. Колганов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 51–54.

2. Муслимов Р. Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань: ФЭН, 2012. – 664 с.

3. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. – Москва: Недра, 2009. – 552 с.

4. Семин Е. И. Особенности выработки запасов нефти из коллекторов с пониженной проницаемостью / Е. И. Семин, В. А. Казаков, В. Л. Андреев // Тр. ВНИИ. – 1993. – Вып. 115. – С. 30–40.

5. Желтов Ю. П. Исследование в области гидродинамики трещиноватых и литологически неоднородных пластов / Ю. П. Желтов // Теория и практика добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – С. 32–38.

6. Тухтеев Р. М. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов / Р. М. Тухтеев, Ю. В. Антипин, А. А. Карпов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 68–70.

УДК 622.279.8

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГАЗА И СТАБИЛИЗАЦИИ НА ЧАЯНДИНСКОМ НГКМ

Садретдинов К.М.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-13)

Аннотация. В статье рассматриваются актуальные вопросы оптимизации процесса подготовки газа на Установке комплексной подготовки газа №3 (УКПГ-3) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Проведен анализ текущего технологического процесса компримирования газов стабилизации, выявлены проблемы эксплуатации

компрессорного цеха газов стабилизации (КЦГС). Предложено техническое решение по модернизации схемы возврата газов стабилизации с применением газоструйного эжектора. Выполнены технико-экономические расчеты, подтверждающие эффективность предлагаемого решения с годовым экономическим эффектом более 47 млн рублей.

Ключевые слова: Чаяндинское НГКМ, подготовка газа, стабилизация конденсата, струйный компрессор, эжектор, импортозамещение, энергоэффективность.

UDC 622.279.8

OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION PREPARATION PROCESS GAS AND STABILIZATION AT THE CHAYANDINSKY NGKM

Sadretdinov K.M.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-13)

Annotation. The article discusses current issues of optimizing the gas treatment process at the Integrated Gas Treatment Unit No. 3 (UKPG-3) of the Chayandinsky oil and gas condensate field. The analysis of the current technological process of compression of stabilization gases is carried out, the problems of operation of the compressor shop of stabilization gases (CCGS) are revealed. A technical solution has been proposed to modernize the stabilization gas return scheme using a gas jet ejector. Technical and economic calculations have been carried out, confirming the effectiveness of the proposed solution with an annual economic effect of more than 47 million rubles.

Keywords: Chayandinskoye NGCM, gas treatment, condensate stabilization, jet compressor, ejector, import substitution, energy efficiency.

Введение

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ), расположенное в Республике Саха (Якутия), является одним из крупнейших в Восточной Сибири и ключевым элементом формирования Якутского центра газодобычи . Месторождение обладает уникальными запасами (порядка 1,2 трлн м³ газа) и служит ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири» и Амурского газоперерабатывающего завода . Особенностью ЧНГКМ является сложное геологическое строение и наличие в составе газа значительных объемов гелия, что требует применения передовых технологических решений при подготовке углеводородов .

Эксплуатация Установки комплексной подготовки газа №3 (УКПГ-3) ООО «Газпром добыча Ноябрьск» сопряжена с необходимостью утилизации газов стабилизации – низконапорных газов, выделяющихся при подготовке конденсата к транспорту. Существующая технологическая схема предусматривает компримирование этих газов с помощью поршневых компрессорных агрегатов и последующую подачу в магистральный газопровод.

Целью настоящей работы является анализ текущего состояния процесса подготовки газов стабилизации на УКПГ-3, выявление проблем эксплуатации и разработка рекомендаций по оптимизации технологической схемы с применением струйного компрессора (эжектора), позволяющего снизить эксплуатационные затраты и повысить надежность оборудования.

Анализ текущего технологического процесса. Описание существующей схемы подготовки газов стабилизации

В настоящее время технологическая схема подготовки газов стабилизации на УКПГ-3 реализована следующим образом. Низконапорный газ после установки стабилизации конденсата (УСК) с давлением 1,3-1,5 МПа поступает на компримирование в компрессорный цех газов стабилизации (КЦГС). Цех оснащен модульными компрессорными станциями МКС-11.14-99 ГЭ(ПС) на базе поршневых компрессоров Ariel JGC/2 (США). Каждая компрессорная установка включает двухступенчатый компрессор на оппозитной базе,

систему пульсогасителей, входной сепаратор, фильтры-сепараторы, маслосистему и аппараты воздушного охлаждения газа. Приводом служит электродвигатель во взрывозащищенном исполнении ВАО2-630-800-6 У2 мощностью 800 кВт. Два газоперекачивающих агрегата (ГПА) работают параллельно, обеспечивая подачу газов стабилизации во входной коллектор установки комплексной подготовки газа и далее в магистральный газопровод «Сила Сибири» с давлением 9,7-10,1 МПа.

После реализации рационализаторского предложения в 2023 году появилась альтернативная схема работы – подача газов стабилизации в выходной трубопровод газовой позиции №30 на вход цеха низкотемпературной сепарации (НТС).

Выявленные проблемы эксплуатации

Анализ эксплуатации КЦГС позволил выявить ряд системных проблем:

1. Нестабильность работы УСК. Существующие агрегаты КЦГС не способны обеспечить требуемый расход газа с УСК, что приводит к увеличению выбросов газов дегазации и росту давления газов стабилизации в колонне.

2. Гидравлические удары в продуктопроводе. Жидкость с УППГ-2 поступает по продуктопроводу с нестабильной характеристикой – давление периодически резко увеличивается, затем интенсивно снижается. При снижении давления в буферные емкости поступает большое количество жидкости и газов дегазации, что вызывает резкий рост давления в верхней части колонны.

3. Нарушение режима орошения. При росте давления уменьшается перепад между разделителем и колонной, снижается загрузка колонны (клапан-регулятор орошения работает не в автоматическом режиме). Происходит так называемое «запирание» колонны с ростом давления и температуры в верхней части.

4. Затраты на обслуживание импортного оборудования. Компрессоры Ariel JGC/2 являются оборудованием иностранного производства, что создает сложности с закупкой и поставкой материально-технических ресурсов для проведения технического обслуживания и ремонтов. Как показывает практика, вопросы импортозамещения компонентов для поршневых компрессоров приобретают критическое значение для обеспечения надежности эксплуатации .

Для оперативного решения проблем технологического режима персонал вынужден прибегать к временным мерам: закрытию слива с пробкоуловителей либо временному перекрытию продуктопровода УППГ-2, что снижает эффективность процесса в целом.

Предложение по оптимизации технологической схемы. Принципиальное решение

Анализ технологических возможностей показал, что перспективным направлением оптимизации является применение струйного компрессора (эжектора) для возврата газов стабилизации в технологический цикл.

Струйный компрессор (эжектор) относится к классу динамических компрессоров, в которых повышение давления основано на увлечении сжимаемого газа потоком с большей удельной энергией . Принципиальное преимущество таких аппаратов – отсутствие движущихся частей, систем смазки и охлаждения, что обеспечивает высокую надежность и простоту эксплуатации. Как отмечено в исследованиях, струйные компрессоры способны перекачивать газ без его предварительной подготовки, осушки и при наличии механических примесей в потоке .

В рамках работы рассматривались два варианта исполнения:

- система «жидкость-газ»;
- система «газ-газ».

Расчеты эжекторной системы (Рисунок 2) «жидкость-газ» показали относительно высокий КПД (46 % при заданных исходных данных), однако выявили существенные недостатки:

- большой расход силовой жидкости, невозможный без подачи извне при существующей технологической схеме;

- необходимость доработки схемы с включением силового насоса и дополнительного сепаратора;
- значительные капитальные затраты.

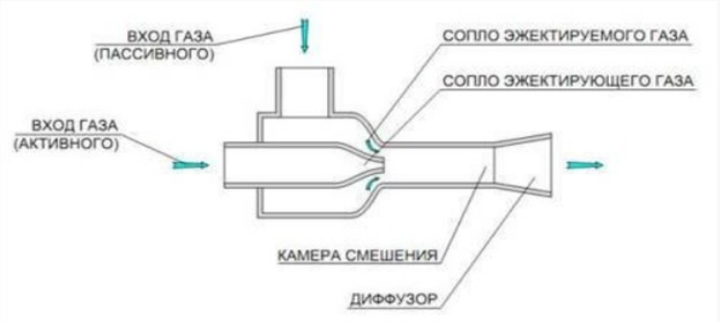


Рисунок 1 – Общая схема действия струйного компрессора

В связи с этим предпочтительным признан вариант системы «газ-газ», для которого были выполнены детальные технологические расчеты.

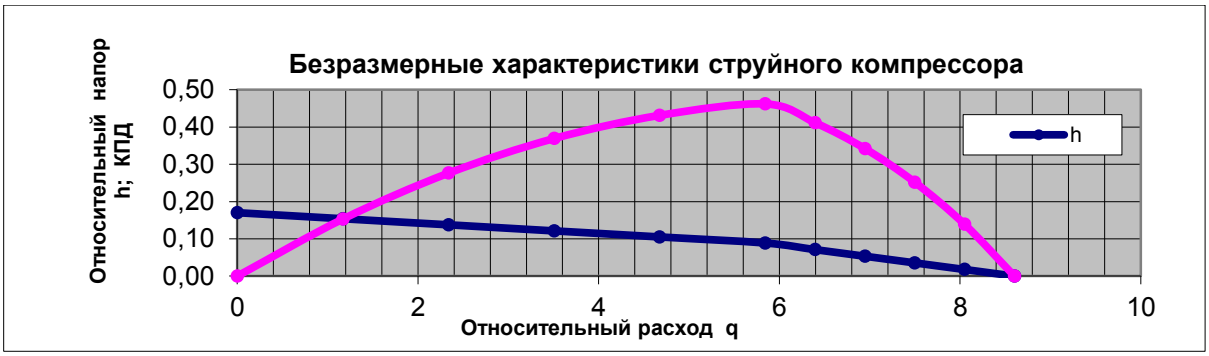


Рисунок 2 – Безразмерные характеристики струйного компрессора системы «жидкость-газ» [5]

Таблица 1 – Исходные и выходные данные для расчета струйного компрессора системы «жидкость-газ» (выделена строка с данными, соответствующие максимальному КПД) [5].

							МПа	м3/с	кВт	м	м	МПа	
d3/d0	a	P0/P1	q	h0	h	P4/P1	P0	**Q0**	NN	**d0**	**d3**	P4	кпд
1,1	1,21	6,64	0,128	0,794	0,414	3,337	9,296	4,62955	43036	0,2192	0,2412	4,672	0,047
1,25	1,56	6,64	0,344	0,751	0,392	3,212	9,296	1,72836	16067	0,1340	0,1674	4,496	0,117
1,5	2,25	6,64	0,764	0,621	0,324	2,828	9,296	0,77776	7230	0,0899	0,1348	3,960	0,209
1,75	3,06	6,64	1,261	0,500	0,261	2,473	9,296	0,47137	4382	0,0700	0,1224	3,462	0,274
1,985	3,94	6,64	1,798	0,410	0,214	2,207	9,296	0,33066	3074	0,0586	0,1163	3,090	0,321
2,25	5,06	6,64	2,484	0,332	0,173	1,977	9,296	0,23931	2225	0,0498	0,1122	2,768	0,363
2,5	6,25	6,64	3,211	0,276	0,144	1,811	9,296	0,18518	1721	0,0438	0,1096	2,536	0,395
2,75	7,56	6,64	4,013	0,232	0,121	1,683	9,296	0,14815	1377	0,0392	0,1078	2,356	0,421
3	9,00	6,64	4,893	0,198	0,103	1,582	9,296	0,12153	1130	0,0355	0,1066	2,215	0,444
3,25	10,56	6,64	5,848	0,170	0,089	1,501	9,296	0,10167	945	0,0325	0,1056	2,101	0,462

Результаты расчета эжектора системы «газ-газ»

Расчеты газоструйного эжектора выполнены специализированной организацией (ООО «Механические системы», г. Пенза) с использованием программы «ОПТИМУМ» по методике, изложенной в классической литературе по струйным аппаратам.

Получены следующие параметры:

- массовый расход активного газа – 47 826 кг/ч;
- массовый расход пассивного газа – 18 710 кг/ч;
- общий массовый расход смеси – 66 536 кг/ч;
- давление смеси на выходе – 3,2 МПа (абсолютное);

- температура смеси – 33,4 °C;
- коэффициент адиабаты – 1,1868;
- средняя молекулярная масса смеси – 16,95.

Описание модернизированной схемы

Предлагаемая оптимизация заключается в изменении схемы подачи газов стабилизации в магистральный газопровод. Газ с УСК направляется в эжектор, далее – в линию технологического газа с кустов газовых скважин УППГ-2 и УППГ-4, минуя сепараторы-пробкоуловители (здание пробкоуловителей ГП №30), на вход в сепараторы-пробкоуловители ГП №1. Затем газ поступает на компримирование перспективной дожимной компрессорной станции (ГП №80, ДКС), планируемой к вводу в 2027 году.

Включение в схему газоструйного эжектора позволит реализовать данное предложение уже при достижении давления с фонда газовых скважин УКПГ-3 значений 3-3,4 МПа, не дожидаясь уравнивания давления газов стабилизации (1,3-1,5 МПа) со входным давлением скважин. При дальнейшем снижении пластового давления и наступлении условия уравнивания давлений эжектор демонтируется с установкой катушки, и газ с УСК подается по вновь монтируемому трубопроводу.

Согласно анализу утвержденного в 2022 году технического проекта разработки ЧНГКМ, с учетом фактической динамики снижения устьевого давления, реализация предложенной схемы возможна в 2030 году.

Экономическая эффективность предлагаемого решения

Реализация предложенной оптимизации позволит вывести из эксплуатации компрессорный цех газов стабилизации (КЦГС) с соответствующим сокращением всех видов затрат. Расчет экономической эффективности выполнен с применением актуальных данных о стоимости ресурсов и корректирующих коэффициентов согласно стандартам ПАО «Газпром» (УНЗК, УНЗТО).

Экономия электроэнергии

Суммарное потребление электроэнергии при работе двух ГПА КЦГС составляет:

- суточное потребление – 29 000 кВт;
- годовое потребление – 29 000 × 365 = 10 585 000 кВт/год.

При стоимости электроэнергии 4,45 руб./кВт (прогноз АО «Газпром энергосбыт» на 2024 год) годовая экономия составит: 10 585 000 × 4,45 = 47 103 250 руб./год.

Сокращение затрат на техническое обслуживание

Для поддержания работоспособности ГПА КЦГС ежегодно проводятся плановые технические обслуживания:

- ТО-1-4000 (1 раз в 6 месяцев) – стоимость 519 745 руб.;
- ТО-2-8000 (1 раз в год) – стоимость 6 282 139 руб.

Согласно утвержденному графику на 2024 год запланировано два ТО-1-4000 и три ТО-2-8000:

- затраты на ТО-1-4000: 2 × 519 745 = 1 039 490 руб.;
- затраты на ТО-2-8000: 3 × 6 282 139 = 18 846 417 руб.;
- **итого годовые затраты на ТО: 19 885 907 руб.**

Сокращение затрат на масла и их аналитический контроль

При эксплуатации компрессоров Ariel JGC/2 используются специализированные масла:

- картерное масло Gazpromneft Compressor Oil 150;
- лубрикаторное масло Gazpromneft Compressor Oil 220.

Согласно годовому графику химико-аналитической лаборатории выполняется:

- 45 полных анализов проб масла (23 395 руб./анализ) – 1 052 775 руб.;
- 72 анализа на наличие воды и механических примесей (13 518 руб./анализ) – 973 296 руб.

Годовой расход лубрикаторного масла при норме 0,34 кг/ч на один ГПА и суммарной наработке 16 944 часа составляет 5 761 кг. При стоимости масла 115 760 руб./тонна затраты на закуп – 666 893 руб./год.

Общая экономия по маслам: 2 692 964 руб./год.

Экологический эффект

Действующие нормативы предусматривают оплату за выбросы загрязняющих веществ в размере 14 648 руб./год (при соблюдении норм). Превышение нормативов влечет 100-кратное увеличение платы. Вывод из эксплуатации КЦГС полностью исключает данный вид воздействия и соответствующие платежи.

Интегральный экономический эффект

Суммарный годовой экономический эффект от реализации предложенного решения составляет: 47 103 250 + 19 885 907 + 2 692 964 = **69 682 121 руб./год**

Дополнительно следует учесть сокращение затрат на будущие ремонты импортного оборудования, логистику и таможенные платежи, которые в текущих условиях имеют тенденцию к росту .

Заключение

Проведенный анализ технологического процесса подготовки газов стабилизации на УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ позволил выявить ряд эксплуатационных проблем, связанных с нестабильностью режимов, высокими эксплуатационными затратами и зависимостью от импортного оборудования.

Предложенное техническое решение по модернизации технологической схемы с применением газоструйного эжектора системы «газ-газ» обеспечивает:

- стабилизацию технологического режима УСК и исключение аварийных ситуаций, связанных с ростом давления в колонне;
- полный вывод из эксплуатации компрессорного цеха газов стабилизации с его последующей консервацией;
- годовую экономию эксплуатационных затрат в размере около 70 млн рублей;
- сокращение количества эксплуатируемого импортного оборудования и, соответственно, снижение зависимости от зарубежных поставок комплектующих;
- уменьшение негативного воздействия на окружающую среду за счет ликвидации источника выбросов.

В адрес ООО «Газпром проектирование» направлено официальное письмо-запрос о рассмотрении предложения и выполнении расчетов стоимости разработки проектной документации. Специалистами Саратовского филиала подтверждена принципиальная возможность реализации данного технического решения на дальнейших этапах эксплуатации месторождения при снижении устьевого давления с кустов газовых скважин.

Предложенное техническое решение согласуется с политикой интегрированной системы менеджмента (ИСМ) ПАО «Газпром» в области энергосбережения и экологической безопасности и обладает значительным потенциалом тиражирования на других объектах топливно-энергетического комплекса с аналогичной технологией подготовки углеводородов.

Список литературы

1. Сазонов Ю.А., Мохов М.А., Туманян Х.А., Франков М.А., Азарин К.И. Разработка компрессорных технологий с эжекторами высокого давления для добычи нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 78-82.
2. АО «АГВ»: импортозамещение и инженерные решения для поршневых компрессоров // Сфера. Нефть и газ. – 2026. – № 1.
3. Газпром готовит площадки под строительство установок на Чаяндинском ГКМ // Rupec. – 27 октября 2016.
4. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Саляхов Р.Х., Бронников А.Н., Ляпичев Д.М., Бодров А.И. Исследование систем опорожнения компрессорных станций с применением

струйного эжектора // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 6(132). – С. 99-103.
5. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Сорвачев А.В., Бодров А.И. Система опорожнения оборудования компрессорных станций на основе струйного эжектора // Газовая промышленность. – 2021. – № 8(820). – С. 110-118.
7. Газовики Ноябрьска запустили Чаяндинский промысел // НоябрьскИнформ. – 2 декабря 2019.
8. Принцип работы струйного компрессора // Справочник химика 21.
9. На Чаяндинском месторождении запущены в работу новые газовые скважины // Бурение и Нефть. – 13 июля 2021.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Л.И. Саетгараев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-11)
Д.И. Ямалов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз-20-12)

Аннотация. В статье рассматривается проблема снижения эффективности установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) при работе на газожидкостных смесях (ГЖС), возникающая при увеличении депрессии на пласт. Проанализированы существующие технические решения – центробежные газосепараторы и диспергаторы, – выявлены их ограничения. В качестве наиболее универсального подхода предложено применение предвключенных мультифазных насосов (МФН) на основе осевых ступеней. Результаты подтверждают возможность создания надежных УЭЦН с расширенным ресурсом для эксплуатации в осложненных условиях.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, газожидкостная смесь, газосодержание, мультифазный насос, осевая ступень, диспергирующие отверстия, напорно-расходная характеристика, стендовые испытания, износ, надежность

UDC 622.276

IMPROVING THE EFFICIENCY OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS

L.I. Saetgarayev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-11)
D.I. Yamalov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRz-20-12)

Abstract. The article discusses the problem of reducing the efficiency of electric centrifugal pump units (ECPUs) when operating on gas-liquid mixtures (GML), which occurs when the depression on the reservoir increases. The existing technical solutions, such as centrifugal gas separators and dispersers, are analyzed, and their limitations are identified. As a more universal approach, the use of pre-connected multiphase pumps (MPPs) based on axial stages is proposed. The results confirm the possibility of creating reliable ECPUs with extended service life for operation in challenging conditions.

Key words: installation of an electric centrifugal pump, gas-liquid mixture, gas content, multiphase pump, axial stage, dispersing holes, pressure-flow characteristic, bench tests, wear, reliability

Интенсификация добычи нефтяных ресурсов зачастую достигается путем создания повышенной депрессии на пласт. Для этого снижают динамический уровень в стволе скважины, что, в свою очередь, ведет к падению давления на приеме погружного насоса. Когда давление опускается ниже отметки насыщения, происходит выделение растворенного газа из нефти. В результате на вход оборудования поступает газожидкостная смесь (ГЖС), наличие которой серьезно снижает эффективность и надежность работы электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Негативное влияние газа распространяется и на другие элементы установки. Анализ отказов УЭЦН, вызванных газовым фактором, выявляет характерные повреждения:

- в электродвигателе: перегрев активных пакетов ротора и пробой изоляции обмоток статора.
- в силовом кабеле: пробой, деформация и ускоренное старение изоляции из-за перегрева.
- в насосной части: износ текстолитовых опорных шайб вследствие «сухого» трения.

Устранение этих отказов возможно по двум основным направлениям: модернизация самого оборудования (применение термостойких двигателей, специализированных кабелей и насосных ступеней, адаптированных к перекачке ГЖС) либо установка дополнительных предвключенных модулей.

В практике известны три типа таких устройств, призванных минимизировать влияние газа на ЭЦН [1,2].

Центробежные газосепараторы. Их принцип действия основан на удалении части свободного газа из потока жидкости, что улучшает условия работы насоса. Однако данная технология имеет существенные ограничения:

- при наличии в скважинной жидкости абразивных частиц возникает риск интенсивного гидроабразивного износа корпуса сепаратора. Под действием центробежных сил твердые частицы прижимаются к внутренним стенкам, что может привести к образованию сквозных отверстий и даже механическому разрушению корпуса;
- в условиях солеотложений сепарация углекислого газа повышает вероятность выпадения карбонатных осадков, осложняющих работу;
- применение невозможно в скважинах с пакером, изолирующим газовую фазу на устье;
- не рекомендуется для использования в боковых стволах с отклонением более 60° от вертикали. В таких условиях механические примеси, отбрасываемые сепаратором, не оседают по стволу, а накапливаются в зоне выброса, создавая препятствия для спуска или извлечения оборудования.

Диспергаторы. Эти устройства осуществляют диспергацию и гомогенизацию ГЖС [2-4], улучшая перекачиваемость смеси. Недостаток метода заключается в его зависимости от естественных пенообразующих свойств пластовой жидкости. При низком содержании поверхностно-активных веществ эффективность диспергации резко падает.

Мультифазные насосы (МФН). Данные агрегаты способны не только гомогенизировать, но и частично сжимать газожидкостный поток [5-7]. В настоящее время МФН представляют собой единственную альтернативу для скважин, где использование газосепараторов по указанным выше причинам невозможно или нецелесообразно.

Несмотря на растущее применение, комплексный анализ конструктивных особенностей, принципов действия и накопленного опыта эксплуатации мультифазных насосов в литературе представлен фрагментарно. Настоящая статья направлена на систематизацию знаний в этой области и заполнение существующего информационного пробела.

Конструкция и проектирование мультифазных насосов

Устойчивость насосных ступеней к газосодержанию зависит от их типа. Согласно экспертным оценкам, приведенным в таблице 1, наибольшей предельной концентрацией газа обладают ступени осевого типа, что обусловило их выбор в качестве основы для МФН.

Таблица 1 – Экспертная оценка предельной концентрации газа ($ß_{max}$) для различных типов насосных ступеней при входном давлении 30 атм. и нулевой обводненности скважинной жидкости

Тип насосной ступени	βmax % об.
Центробежная	25
Диагональная	35
Центробежно-вихревая	35
Центробежно-осевая	40
Осевая-шнековая	75

Конструктивно осевая ступень состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата (рисунок 1). Проектирование выполнялось с использованием параметрического 3D-моделирования, вычислительной гидродинамики и последующих стендовых испытаний. Учитывалось, что полный перебор всех геометрических параметров невозможен, поэтому целью стало нахождение рационального варианта с монотонно-падающей напорной характеристикой, что особенно важно для устойчивой работы при наличии газа.

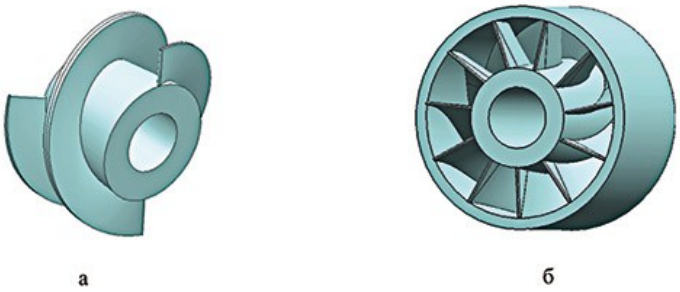


Рисунок 1 – Типичный вид рабочего колеса (а) и направляющего аппарата (б) осевой мультифазной ступени

Ключевым требованием к МФН было обеспечение положительного напора в рабочем диапазоне подач основного насоса при максимальном газосодержании. Результаты моделирования и экспериментальные данные хорошо согласуются, что подтверждает корректность методики проектирования (рисунок 2).

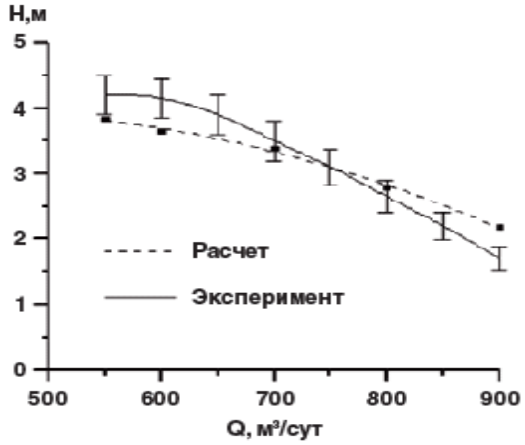


Рисунок 2 – Сравнение результатов расчета и экспериментальных данных для осевой ступени 5А габарита

Испытания проводились для МФН различных габаритов (2А, 3, 5, 5А, 7А) на специализированном стенде с использованием водовоздушной смеси с добавлением ПАВ.

Основное внимание уделялось изучению напорно-расходных характеристик в зависимости от содержания газа.

Результаты показали, что:

- увеличение числа ступеней в насосе повышает допустимое газосодержание и расширяет диапазон рабочих подач (рисунок 3);

- рост частоты вращения вала не снижает устойчивость насоса к газу, а в большинстве случаев даже увеличивает предельную концентрацию (рисунок 4).

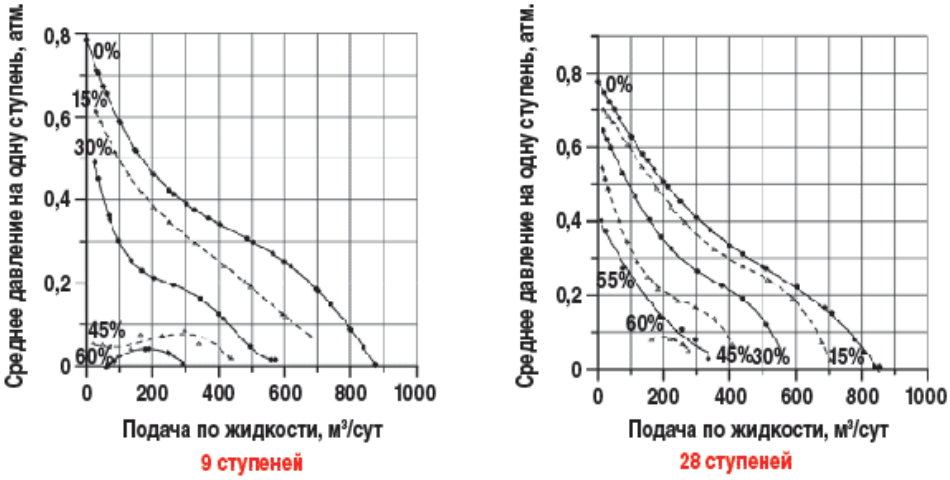


Рисунок 3 – Типичный пример влияния числа ступеней на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 5А габарита (2910 об/мин)

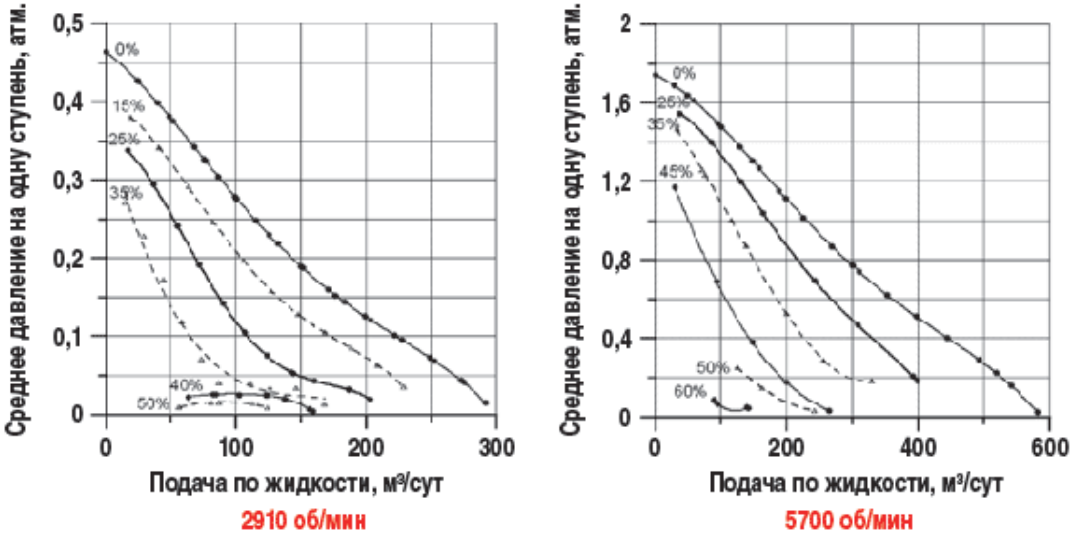


Рисунок 4 – Влияние частоты вращения на среднее давление, создаваемое одной ступенью насоса 3 габарита (15 ступеней)

Для оценки долговечности были проведены ресурсные испытания в условиях абразивного износа. Наблюдалось неравномерное распределение износа по длине насоса: наибольшему воздействию подвергались лопасти рабочих колес (рисунок 5). Интересно, что увеличение радиальных зазоров вследствие износа в некоторых случаях улучшало диспергацию газа и повышало устойчивость работы насоса на ГЖС (рисунок 6).

Сравнение характеристик насосной секции без предвключенного устройства и с МФН показало значительное улучшение: исчезли нестабильные участки на напорной кривой, увеличился рабочий диапазон подач и предельное газосодержание (рисунок 7).



Рисунок 5 – Распределение износов рабочих колес и гильзы по длине осевого насоса 3 габарита, 15 ступеней (5700 об/мин, 4 час, 100 м^3/сут)

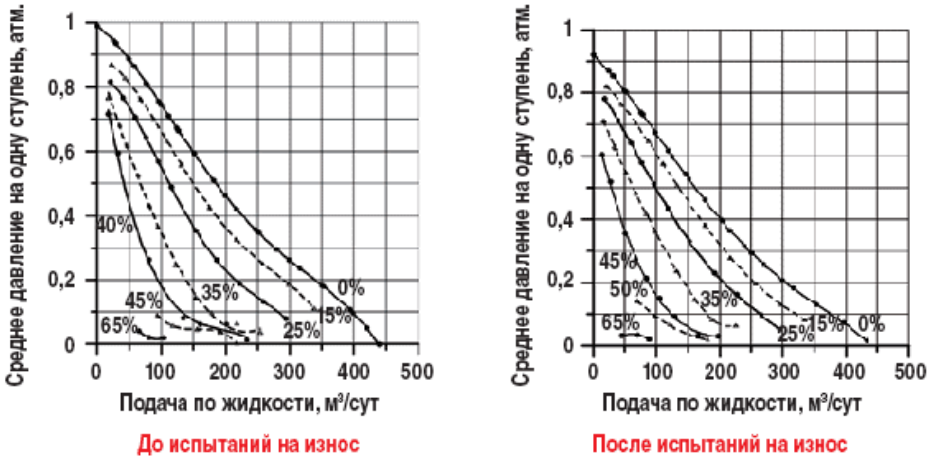


Рисунок 6 – Изменение напорно-расходной характеристики МФН 3 габарита в ходе износных испытаний, 15 ступеней (условия испытаний: частота 4280 об/мин, время испытания 4 час, подача жидкости с абразивом 100 м^3/сут)

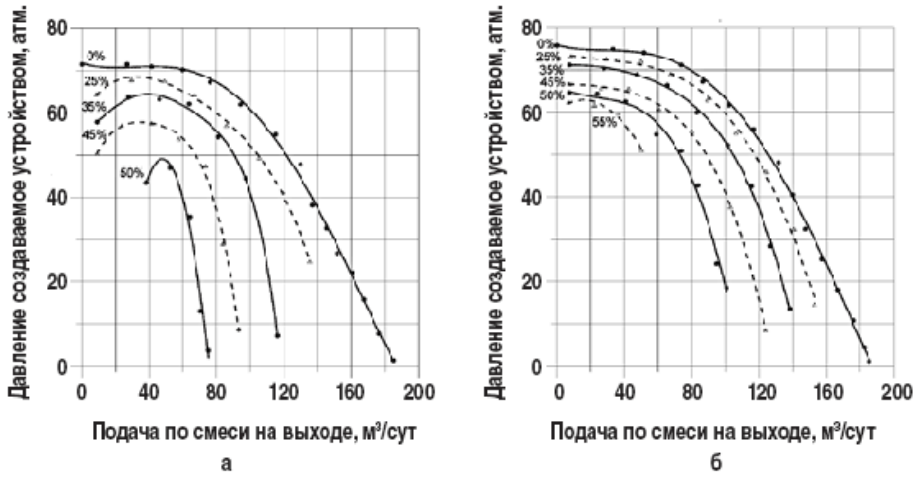


Рисунок 7 – Напорно-расходные характеристики: а) ВНН5-79 (107 ступеней), б) МФН (8 ступеней) + ВНН5-79 (107 ступеней) на ГЖС с различным содержанием газа при частоте вращения вала 2910 об/мин

Для усиления диспергирующего эффекта в конструкцию рабочих колес были добавлены специальные отверстия (рисунок 8). Это позволило повысить предельную концентрацию газа на 5–15% без существенного изменения напорных характеристик (рисунок 9, таблица 2).

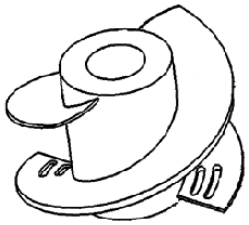


Рисунок 8 – Рабочее колесо с диспергирующими отверстиями

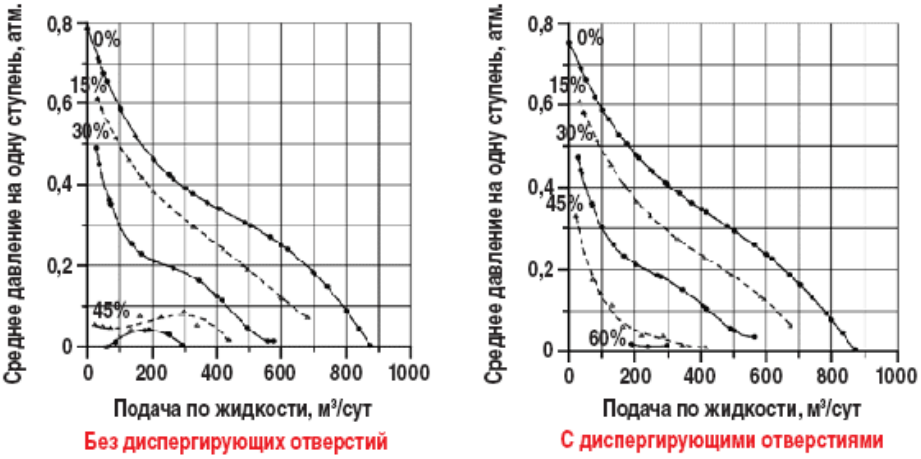


Рисунок 9 – Типичный пример влияния диспергирующих отверстий на рабочие характеристики мультифазного насоса 5А габарита, состоящего из 9 ступеней ($ß_{max}$ увеличилось с 30 % до 45 %, напор практически не изменился)

Таблица 2 – Сравнение характеристик МФН с диспергирующими отверстиями и без отверстий при 2910 об/мин

Габарит	Число ступеней	Наличие дисп. отверстий	Bmax, %	Максимальная подача по смеси при βmax % м^3/сут
3	15	+	40	280
	15	-	35	300
5	12	+	45	800
	12	-	30	850
	22	-	45	800
5А	9	+	45	800
	9	-	30	850
	13	-	45	800
7А	9	+	50	не менее 1800
	9	-	45	не менее 2000

Сводные характеристики разработанных МФН представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики разработанных осевых насосов

Габарит	Число ступеней	Bmax, %	n, об/мин	Максимальная подача по смеси при βmax % $м^3$/сут
2А	9	40 35	2910 5820	215
3	15	35 45	2910 5700	280
5	22	45 45	2910 4000	450
5А	13	45 45	2910 4080	730
7А	9	40	2910	не менее 2000

Применение мультифазных насосов в качестве предвключенных модулей является эффективным решением для повышения отказоустойчивости УЭЦН в условиях высокого газосодержания. Разработана и испытана линейка МФН на базе осевых ступеней, показавших наилучшую устойчивость к наличию свободного газа. Установлено, что такие конструктивные и режимные параметры, как увеличение количества ступеней, повышение частоты вращения, а также введение диспергирующих отверстий в рабочие колеса, существенно расширяют рабочий диапазон насосов и повышают предельное допустимое газосодержание. Результаты ресурсных испытаний свидетельствуют об удовлетворительной износостойкости и даже об определенном адаптивном улучшении характеристик на ГЖС в процессе эксплуатации. Таким образом, использование МФН позволяет создать технические условия для выполнения целевого межремонтного периода работы УЭЦН (600 суток) на месторождениях с осложненными условиями добычи, где традиционные газосепараторы неприменимы [8-10].

Список использованных источников:

1. Справочное пособие по проектированию и эксплуатации УЭЦН. – Москва: Недра, 2018. – 480 с.
2. Мирзоев Д. А. Современные проблемы эксплуатации электроцентробежных насосов в условиях газожидкостных потоков / Д. А. Мирзоев, А. А. Хачатрян // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 74–78.
3. Lea J. F. Gas Handling with Electric Submersible Pumps / J. F. Lea, H. V. Nickens, M. R. Wells // SPE Paper 92195. – 2004. – URL: https://onepetro.org/ (дата обращения: 26.03.2026).
4. Тухачевский М. М. Центробежные сепараторы для установок электроцентробежных насосов: теория, расчет, практика / М. М. Тухачевский, А. А. Каспаров. – Уфа: Монография, 2015. – 220 с.
5. Стрижак И. А. Повышение эффективности работы УЭЦН в скважинах с осложненными условиями / И. А. Стрижак // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 52–57.
6. Zhou D. Experimental Study of ESP Performance under Gassy Flow Conditions / D. Zhou, R. Sachdeva // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 70. – P. 308–316.
7. Коротаев Ю. А. Разработка и испытания осевых мультифазных ступеней для предвключенных модулей ЭЦН / Ю. А. Коротаев, А. В. Крюков, Д. Г. Филиппов // Научно-технический вестник нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 4. – С. 32–38.
8. Галеев Р. Ф. Теоретические основы и практика применения шнеко-осевых насосов для перекачки газожидкостных смесей / Р. Ф. Галеев, Р. Р. Шакиров. – Казань: КНИТУ, 2017. – 150 с.

9. Falcimaigne J. Multiphase Pumping for Subsea and Downhole Applications: An Overview / J. Falcimaigne, J. Mutz // SPE Paper 106348. – 2007. – URL: https://onepetro.org/ (дата обращения: 26.03.2026).
10. Pessoa R. Experimental Investigation of the Performance of a Multiphase Helico-Axial Pump / R. Pessoa, M. Prado // Journal of Energy Resources Technology. – 2003. – Vol. 125. – P. 194–201.

УДК 622.276.624.047

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА ВОДОВОДАХ СИСТЕМЫ ППД

О.Ю. Салихова
(ГБПОУ Дюртюлинский многопрофильный колледж, преподаватель высшей категории, магистр)
А.А. Сыртланова
(ГБПОУ Дюртюлинский многопрофильный колледж, студентка гр.4 ЭД-22.3)

Аннотация. Сегодня освоение новых нефтяных месторождений требует оснащения современных герметичных и автоматизированных систем сбора продукции. Система сбора жидкости Чекмагушевского региона характеризуется наличием однофазных трубопроводов, направляющих нефть на первичную обработку и подготовку. Ежегодно фиксируется значительное число аварийных ситуаций, большинство из которых связано с внутренним коррозионным износом труб. Исследование показало эффективность методов защиты от внутренней коррозии, включая внедрение ингибиторов коррозии и системы электрохимической защиты, обеспечивающих существенный экономический эффект и повышение надежности инфраструктуры.

Ключевые слова: система сбора жидкости, подготовка нефти, авария трубопровода, внутренняя коррозия, защита трубопровода, ингибитор коррозии, электрохимическая защита, реконструкция, надежность.

UDC 622.276.624.047

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF CORROSION CONTROL TECHNOLOGIES APPLIED ON WATER SUPPLY PIPES

O.Yu.Salikhova
(GBPOU Durtulinsky Multidisciplinary College, teacher of the highest category, master)
A.A.Syrtlanova
(GBPOU Durtulinsky Multidisciplinary College, student of group 4 ED-22.3)

Abstract. Today, the development of new oil fields requires the use of modern, sealed, and automated production collection systems. The Chekmagush region's liquid collection system is characterized by the presence of single-phase pipelines that transport oil for primary processing and preparation. Every year, a significant number of accidents are reported, most of which are caused by internal corrosion damage to the pipes. The study has demonstrated the effectiveness of internal corrosion protection methods, including the use of corrosion inhibitors and electrochemical protection systems, which have significant economic benefits and improve the reliability of the infrastructure.

Keywords: fluid collection system, oil preparation, pipeline accident, internal corrosion, pipeline protection, corrosion inhibitor, electrochemical protection, , reconstruction, reliability.

В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустраиваются, как правило, высоконапорными герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды. В Чекмагушевском регионе сбор продукции скважин осуществляется по герметизированной однотрубной системе сбора. Нефтегазожидкостная смесь поступает на пункты сепарации газа 1 ступени и

предварительной подготовки нефти при УПС. Отсепарированный газ отводится в кольцевой газопровод, при этом часть его используется на технологические нужды и в системе отопления. Затем нефтесодержащая жидкость, после предварительного отстоя и сброса попутно-добываемой воды в систему ППД, дожимными насосными станциями перекачивается в установки комплексной подготовки нефти «Телепаново» и «Манчарово». Сдача товарной нефти производится через ППСН «Чекмагуш». Система действующих трубопроводов составляет 3,3 тыс. км. Более 50 % составляют трубопроводы в простом стальном исполнении[1].



Рисунок 1- Действующий парк промысловых трубопроводов

К трубопроводам системы поддержания пластового давления относятся:

- нагнетательные линии
- водоводы низкого давления (давление до 2 МПа);
- водоводы высокого давления (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами) [1].
- внутриплощадочные водоводы (водоводы площадочных объектов).

За год было 107 отказов на трубопроводах две трети порывов приходятся на водоводы высокого и низкого давления. По характеру повреждений основной причиной является внутренняя коррозия трубопроводов[2].

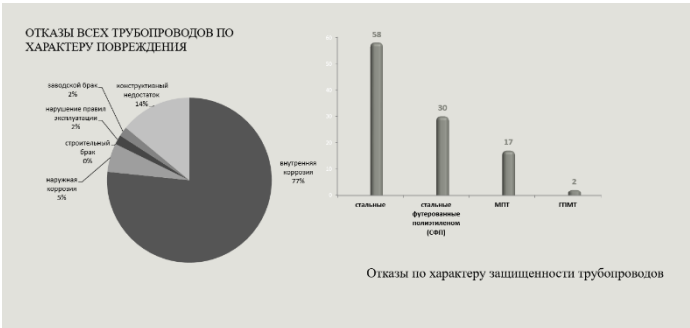


Рисунок 2- Отказы всех трубопроводов по характеру повреждения

На рисунке показано, что отказы происходили и на трубопроводах и в коррозионноустойчивых исполнениях, но они были связаны с нарушением правил эксплуатации[2].

При эксплуатации все металлические сооружения, промысловые трубопроводы и резервуары подвергаются длительным воздействиям со стороны внешних природных факторов и внутренней химической агрессивной среды [4].

Процессы коррозии развиваются при этом в металле, происходит разрушение конструкций и значительные экономические потери. Поэтому коррозия является причиной аварий и остановок установок, ремонта, связанных с заваркой каверн, заплат, врезки катушек, замены участков нефтепроводов и поврежденных конструкций [4]. Именно коррозия зачастую является причиной ощутимых потерь транспортируемого продукта,

которая приводит к загрязнению окружающей среды и простоем оборудования потребителей нефти[4].

Для предотвращения всех этих негативных факторов последствий необходимо применять научно-обоснованные, практически оправданные методы защиты от коррозии.

Практически все металлы подвержены коррозии. Чтобы понять, какие из металлов имеют коррозионную стойкость, рассмотрим принцип появления электрохимической коррозии[6].

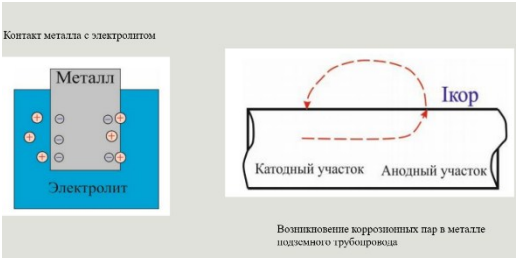


Рисунок 3- Механизм возникновения электрохимической коррозии

На рисунке показано, что для протекания физико-химического процесса, нужен контакт электролита с металлом. Электролитом могут быть вода, пары, кислоты, соли и щелочи. С электролитом постоянно контактируют положительно заряженные ионы кристаллической решетки металла. Ионы, попадая в электролит, оставляют отрицательные заряды и возвращаются обратно. Коррозия не происходит тогда, когда на металле восстанавливается динамическое равновесие. Динамическое равновесие происходит, если количество перешедших в раствор ионов совпадает с количеством вернувшихся ионов. Процесс коррозии происходит тогда, если количество положительно заряженных ионов металла больше количества вернувшихся, в результате чего на металле образуются отрицательные заряды. Менее коррозионностойким является металл, если образуется больше отрицательных зарядов[6].

При электрохимической коррозии происходит работа гальванических элементов, которые образуются на поверхности металла. Основная причина образования гальванических элементов – это неоднородность поверхности металла из-за примесей, увлажнения и других факторов. На поверхности металла образуются участки с разным электрохимическим потенциалом. Поверхность металла, погруженная в электролит, имеет коррозионную пару – анод и катод. Анод происходит на участке с высоким отрицательным потенциалом, а катод образуется на участке с меньшим отрицательным потенциалом. При взаимодействии металла с электролитом образуются два самостоятельных процесса: анодный и катодный[6].

Можно сделать вывод, что электрохимическая коррозия на неоднородной поверхности металла аналогична процессу гальванического элемента. Поэтому на промысловых трубопроводах, за счет неоднородностей также возникают анодные и катодные процессы, что приводят к коррозионному разрушению.

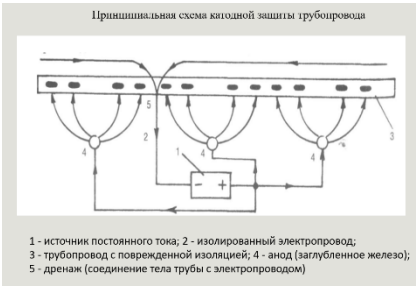


Рисунок 4- Принципиальная схема катодной защиты трубопровода

Катодная защита водоводов — метод электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, при котором к объекту (например, трубе) подводится ток с отрицательным

полюсом от внешнего источника. Ток, подаваемый от внешнего источника, поляризует катод — защищаемый объект, — и его потенциал переходит в анодное состояние. Это снижает коррозийную активность объекта[4].

Для катодной защиты водоводов используют станции катодной защиты (СКЗ). Они включают: преобразователь тока; анодный заземлитель; провод для подводки к защищаемому сооружению.



Рисунок 5- Катодная защита трубопровода

Основная причина нарушения целостности промысловых трубопроводов, и в частности высоконапорных водоводов, заключается в их коррозионном износе вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. Один из эффективных методов антикоррозионной защиты трубопроводов заключается в использовании ингибиторов коррозии и бактерицидов. Эффективность антикоррозионных мероприятий оценивается путем отслеживания динамики скорости коррозии на ингибируемых направлениях гравиметрическим методом. Кроме того, проводится оценка эффективности ингибиторной защиты по косвенным показателям – динамике агрессивных компонентов и содержания ионов железа в транспортируемых средах. Окончательный вывод об эффективности проводимых антикоррозионных мероприятий делается на основании данных о фактической аварийности защищаемого оборудования в течение одного года. Защита водовода высокого давления системы ППД БКНС №1 проводится посредством закачки ингибитора коррозии с постоянной дозировкой 20-25 г/т. Подача воды от БКНС №1 до блока гребенки кустовых площадок месторождения осуществляется по четырем направлениям, общая протяженность ингибируемых трубопроводов составляет 97,4 км. За три года в результате ингибирования высоконапорных водоводов системы ППД БКНС №1 достигнуто снижение удельной аварийности с 0,62 до 0,13 шт/км. Для сравнения: аварийность водоводов системы ППД БКНС №2, не обрабатывавшихся ингибитором, составила 0,49 шт./км

Анализ удельной аварийности ВВД БКНС №1 по году ввода в эксплуатацию показывает, что на третий год году произошло заметное снижение числа некатегорийных отказов относительно показателей первого года. Самое высокое значение удельной аварийности – 19 шт./км, было зафиксировано на трубопроводе, введенном в эксплуатацию в 2015 году, то есть находившемся в эксплуатации менее семи лет [4].

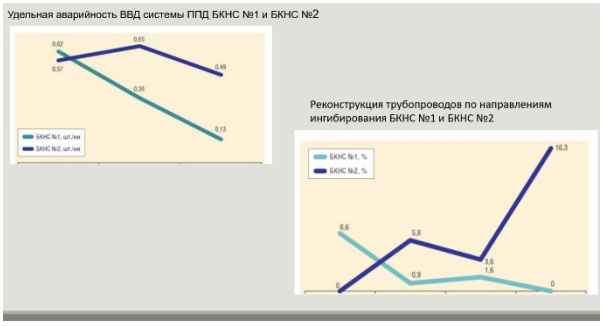


Рисунок 6- Снижение удельной аварийности трубопроводов системы поддержания пластового давления

Положительной динамики удельной аварийности трубопроводов удалось добиться благодаря проведению реконструкции участков ВВД с высокой аварийностью.

Экономический расчет сделал от внедренных 3 установок электрохимзащиты на нашем месторождении. По результатам расчетов можно сделать вывод, что проект при заданных экономических условиях окупается за 1,88 года, чистый дисконтированный поток денежной наличности за расчетные 10 лет составит 62,2 млн. руб. Таким образом, данный вариант вложения инвестиции можно считать экономически эффективным и рекомендовать к внедрению установки электрохимической защиты.

Зная рекомендуемые ежесуточные рабочие дозировки по реагентам необходимо подобрать и установить стационарный дозировочный электронасосный агрегат для выполнения заданных условий закачки.

Для непрерывной закачки ингибитора коррозии Сонкор 9601 и бактерицида Сонцид 8102 в узел дозирования необходимо установить насос-дозатор обеспечивающий подачу не менее 0,12 $м^3$ /сут, минимальное давление нагнетания для закачки в водовод низкого давления от ТВО-29. Дозировочный одноплунжерный электронасосный агрегат марки НД1 40/25 состоящий из редуктора с механизмом регулирования, гидроцилиндра и электродвигателя. Номинальная подача насоса 0,96 $м^3$ /сут, давление на выходе 2,5 МПа. Характеристики насоса позволяют его эксплуатацию на заданных условиях закачки.

Для осуществления ударных обработок бактерицидом Сонцид 8101 необходимо установить насос-дозатор обеспечивающий подачу не менее 3,75 $м^3$ /сут. Дозировочный одноплунжерный электронасосный агрегат марки НД2,5 160/160 состоящий из редуктора с механизмом регулирования, гидроцилиндра и электродвигателя. Номинальная подача насоса 3,85 $м^3$ /сут, давление на выходе 16 МПа.

Применение инновационных методов защиты от коррозии способствует значительному снижению частоты аварийных ситуаций, повышает безопасность производства и улучшает экологическое положение района. Полученные расчеты свидетельствуют о высокой рентабельности инвестиций в защитные технологии, обеспечивая долгосрочную стабильность и доходность предприятия.

Список использованной литературы

1. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана / Хатмуллин Ф.Х., Назмиев И.М., Андреев В.Е. и др.- М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - 284 с.

2. Гоник А.А. Природа аномально- высокой коррозии электропогружных насосов УЭЦН в эксплуатационных скважинах нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки // Защита металлов. - 1996. - том 32. - №6 - С.622-625.

3. Грей Форест. Добыча нефти / Перевод с английского. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2020. - 416 с.

4. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии: Справочник рабочего / Саакиян Л.С., Ефремов А.П. и др. - М.: Недра, 1985. - 206 с.

5. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. - М.: Недра, 1991. - 384 с.

6. Маттссон Э. Электрохимическая коррозия. - М.: Металлургия, 1991. - С. 24-25.

7. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. - М.: Нефть и газ, 2021. - 816 с.

8. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. и др. Промысловые трубопроводы и оборудование. - М.: Недра, 2022. - 125с.

УДК 622

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Д.А. Саушкина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГРЗ-20-13)

Р.Р. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГРЗ-20-13
А.Г. Наширбанов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГРЗ-20-14
Р.Р. Шарифуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, специалист по УМР)
Аннотация. В статье рассмотрен процесс гидравлического разрыва пласта и описаны условия успешности проведения мероприятия. Проведен анализ геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление и увеличение продуктивности скважин эксплуатационного фонда. Интенсификация добычи нефти входит в число основных задач эффективной разработки месторождений, а одним из эффективных методов, предназначенных для увеличения коэффициента продуктивности скважин, является гидравлический разрыв пласта.
Ключевые слова: трещина, пласт, коллектор, свойства, коэффициент извлечения нефти.

UDC 622

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING

D.A. Saushkina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GRZ-20-13)
R.R. Khabibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GRZ-20-13)
A.G. Nashirbanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GRZ-20-14)
R.R. Sharifullina
((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
Abstract. The article discusses the process of hydraulic fracturing and describes the conditions for the success of this procedure. It also analyzes geological and technical measures aimed at restoring and increasing the productivity of production wells. Intensifying oil production is a crucial aspect of efficient field development, and hydraulic fracturing is an effective method for increasing the productivity of wells.
Keywords: crack, reservoir, properties, oil recovery factor.

Гидроразрыв пласта – это вид воздействия на пласт посредством формирования дополнительных каналов (трещин) при продавке специальной жидкости в скважину под высоким давлением.

Гидравлический разрыв пласта один из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости, что существенно сказывается на производительности и рентабельности скважин.

Существующие в пласте трещины раскрываются, когда давление, возрастая, достигает определенной величины, и изменение давления происходит незначительное. Появление новых трещин определяется по скачкообразному падению давления при постоянном расходе жидкости.

Проницаемость трещины сохраняют путем закачки песка или проппанта при достижении давления значений пластового или забойного давлений.

Технология FiberFrac позволяет снизить скорость осаждения проппанта в трещине после остановки закачки (рисунок 1.1), улучшает транспортировку проппанта по трещине, тем самым увеличивая эффективную длину за счет равномерного распределения проппанта в геле, снижает вероятность преждевременного выпадения проппанта из жидкости, позволяет

снижать загрузку полимера (3,6 – 3,2 – 2,8 кг/м^3).

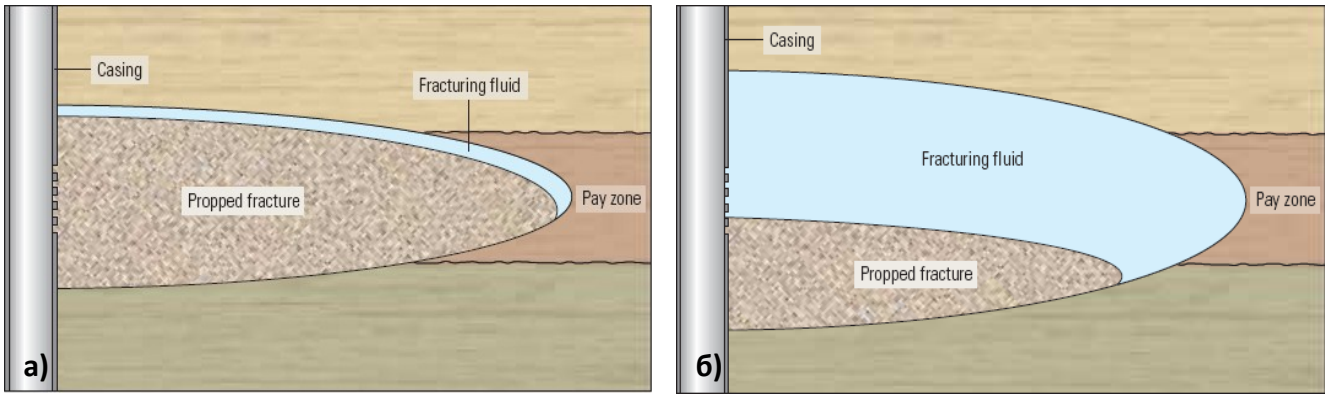


Рисунок 1.1 – Осаждение проппанта в трещине: а) FiberFrac; б) обычный ГРП

При необходимости возможно применение линейного геля. Соответственно уменьшается высота трещины и загрязнение трещины полимером (рисунок 1.2). Волокна FiberFrac полностью растворяются вскоре после проведения ГРП (необходимо учитывать ограничения применения технологии по температуре пласта, которая должна быть не ниже 80 °С.). В процессе деградации волокон создаётся химическая среда, способствующая лучшей деструкции полимера.

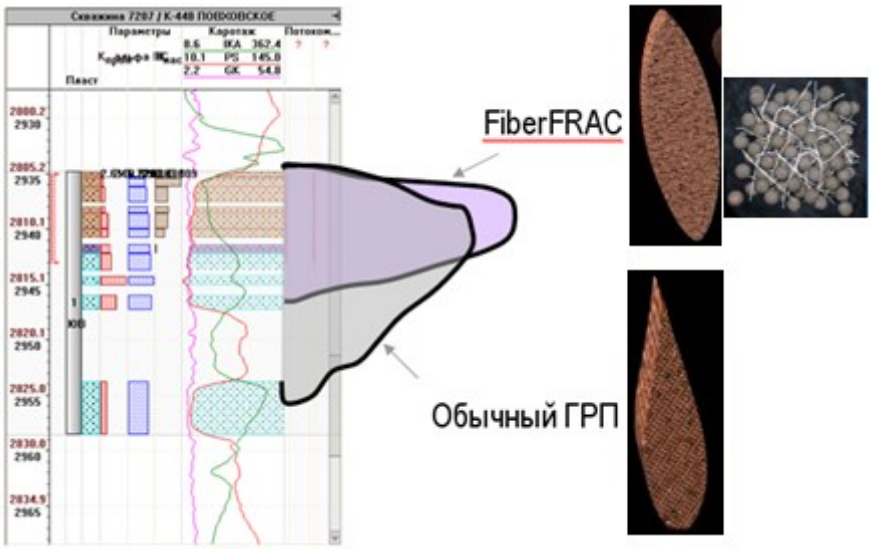


Рисунок 1.2 – Варианты развития трещины при разных технологиях

Итак, гидроразрыв пласта в настоящее время стал одним из самых эффективных и распространенных методов интенсификации добычи нефти, но в то же время, как показывает вышеизложенный обзор, вызывает наибольшее число дискуссий по вопросу влияния на коэффициент извлечения нефти. Современные исследователи уделяют большое внимание совершенствованию технологии проведения данного метода, а также вопросу моделирования, контроля и мониторинга проведения ГРП.

Список использованных источников

1. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Салаватова Ю.Ш., Гафоров А.Х. Анализ эффекта от применения технологий ГРП / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Ю.Ш. Салаватова, А.Х. Гафоров // в сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 115-118.

2. Шакурова А.Ф., Акбаров Р.В., Султанбекова Э.А. Технологическое обоснование работ по гидроразрыву пласта на Ватьеганском месторождении / А.Ф. Шакурова, Р.В.

Акбаров, Э.А. Султанбекова // в сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 192-195.

3. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Баязитова Л.Р. Эффективность гидравлического разрыва пласта в условиях Русскинского месторождения / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Л.Р. Баязитова // в сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017. Сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. – 2017. – С. 25-29.

4. Гареев Л.Р., Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Результаты применения гидравлического разрыва пласта на Сергинском месторождении / Л.Р. Гареев, А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // в сборнике: Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2-х томах. – 2016. – С. 131-137.

5. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Гидравлический разрыв пласта и его моделирование / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова // в сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле -2014. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2014 . – С. 218-227.

6. A.F. Shakurova, «Influence of orientation of vertical crack of hydraulic fracturing treatment on the efficiency of reserve recovery», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry" - 2 - Mathematical Simulation and Computer Data Analysis, С. 032076, 2019.

7. A.F. Shakurova, «Study of geological and technological factors on the efficiency of hydraulic fracturing», в сборнике: Journal of Physics: Conference Series. International Conference "Information Technologies in Business and Industry", С. 062025, 2019.

8. Шакурова А.Ф. Влияние качества цементирования заколонного пространства на эффективность ГРП // Нефтепромысловое дело. 2009. № 11. С. 40-42.

9. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. № 2. С.33-47.

10. Шакурова А.Ф., Шакурова А.Ф., Ансаф Х.М. Обоснование строительства горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири / А.Ф. Шакурова, А.Ф. Шакурова, Х.М. Ансаф // в сборнике: Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле-2022. Сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2022. – С. 276-279.

УДК 622.279.4

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ПРИМЕРЕ КАМЧАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Э.М. Сафаров

(ИНГ УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-12)

Аннотация. В предлагаемой статье рассматриваются способы и результаты зарезки бокового ствола из наклонно-направленной скважины на примере скважин Ореховского лицензионного участка. В качестве базы сравнения приведены результаты бурения горизонтальной скважины. Объектом исследования является скважина Камчатского месторождения, которое разрабатывается в рамках данного лицензионного участка. По мнению автора данной статьи, основанной технических отчётах недропользователя, данное мероприятие является эффективным и экономически обоснованным.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола, недропользователь.

UDC 622.279.4

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE RESULTS OF LATERAL TRUNK CUTTING ON THE EXAMPLE OF THE KAMCHATKA DEPOSIT

E.M. Safarov

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,

student gr. GRZ-20-12)

Abstract. The proposed article discusses the methods and results of drilling a side well from an inclined well, using the example of wells in the Orekhovsky license area. The results of drilling a horizontal well are used as a comparison base. The object of the study is a well in the Kamchatka field, which is being developed within this license area. According to the author of this article, based on the technical reports of the subsurface user, this activity is effective and economically feasible.

Keywords: side well, drilling, and oil production.

Введение

В настоящее время большинство разрабатываемых нефтяных месторождений относятся к категории участков комплексной разработки. Особенности и основные трудности разработки таких месторождений определяются условиями их совместного залегания в продуктивном горизонте, которые сильно различаются по компонентному составу и физическим свойствам, а также наличием подстилающих пластовых вод.

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений траектория и конструкция горизонтального фонтана являются важными элементами. Важно учитывать задачи для конкретных разработки с использованием современных методологических подходов к вычислительной технике. Добыча нефти с трудноизвлекаемыми запасами характеризуется рядом технических, технологических и экономических ограничений, которые создают препятствия для разработки таких объектов и ставят под сомнение эффективность продолжения разработки эксплуатация технологических комплексов. Поэтому общая схема разработки труднодоступных месторождений рассматривается как сочетание детального структурирования месторождений, геологической и технологической систематизации запасов и целенаправленного отбора технологий для их разновидностей.

Материалы и методы

Использован метод сравнения фактических данных результатов эксплуатации скважин.

Результаты

Все логические критерии дифференциации различных групп трудноизвлекаемых запасов возможны на данном этапе, когда в качестве общей методологии это сводится к разложению отложений как набора элементарных геологических тел на однородные элементы, которые можно идентифицировать и локализовать с помощью доступных и средства массовой информации. Фонтаны в форме волны - это одно от альтернатив горизонтальным скважинам при разработке коллекторов с низкой вертикальной проницаемостью. Рассматривался подход к разработке крупных газовых и нефтяных месторождений Татарстана, где есть предпосылки для реализации.

В результате обобщения информации об основных продуктивных пластах, содержащих разливы нефти, было получено представление об условиях нефтяного месторождения. На основе изученных данных исследований стало возможным установить закономерности физико-термодинамических процессов в донных отложениях и использовать полученные результаты при обосновании коэффициента извлечения и выборе оптимального варианта разработки.

Камчатское месторождение находится на территории Оренбургской области. Месторождение характеризуется интенсивным проявлением блочной тектоники, которая привела к образованию четыре основных тектонических блока - центральный, западный, восточный и северный, которые, в свою очередь, осложнены небольшими разломами. Все обнаруженные нарушения считаются гидродинамическими барьерами. Доказанный потенциал добычи нефти и газа на месторождении в первую очередь связан с залежами продуктивного горизонта, где сосредоточена основная часть запасов нефти.

Использование скважин с горизонтальной траекторией вдоль продуктивного нефтенасыщенного пласта позволяет увеличить площадь дренажной зоны в вертикальном

направлении. В результате зависимость их производительности от вертикальной проницаемости больше.

Для оценки их эксплуатационных характеристик предлагаются различные стационарные и нестационарные модели притока в горизонтальные скважины в закрытом виде. Стационарный модели притока жидкости обычно указываются для резервуаров эллиптической или прямоугольной формы.

Известны модели горизонтального притока скважина в однородном коллекторе: модель С.Д. Джоши, представленная в 1988 г. [3], и модель Экономидеса, М. Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор. [3] и модель Экономидеса, М.Дж. [4] (1996). С.Д. Джоши однажды разделил трехмерную задачу фильтрации на две двумерные задачи, чтобы создать модель притока в однородный коллектор.

Формула С. Д. Джоши [5] для эллиптического слоя с пределом применимости L > h и L < 1,8 Rk выглядит следующим образом:

Давайте оценим влияние бокового ствола на эффективность разработки. Рассчет притока за два цикла и сравните результаты с вертикальной скважиной той же длины, варьируя вертикальную скважину кв = 0,07, 0,3, 15 м.

В однородном контейнере, кн = кв = 0,15 м, скорость волнового тока – однако аналогичные и боковые стволы скважины практически не отличаются от когда вертикальная проницаемость уменьшается, скорость потока волнообразных сегментов стенки в областях, удаленных от границ слоя, значительно выше.

На рисунке 2 показана зависимость коэффициента продуктивности от горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

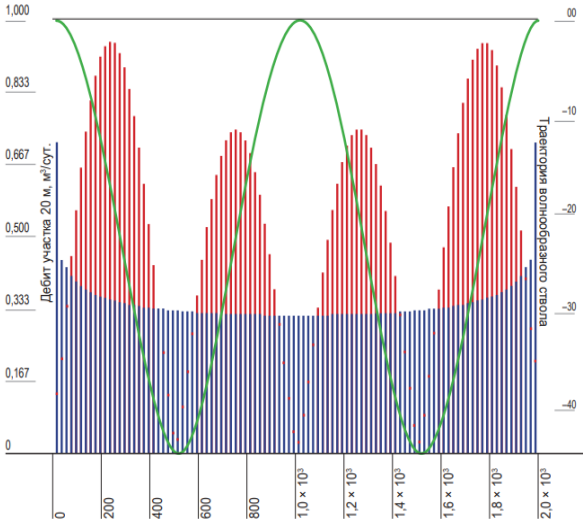


Рисунок 2 – Профили притока

Выводы

Подводя итог всей приведенной выше информации, касательно скважин с пробуренным боковым стволом для разработки Камчатского месторождения. Низкая вертикальная проницаемость значительно снижает скорость резания фаз нефть-газ и нефть-вода. Совместное решение уравнения распределения пластового давления в давление в скважине и давление в скважине могут определять объект уравнений, решением которых являются нагрузки на сегменты углубления.

Исследовано влияние анизотропии пласта с низкой вертикальной проницаемостью на соотношение продуктивности волнообразных и горизонтальных скважин в районе пласта. В однородном слое профили к скважине почти идеальны по форме волны и горизонтали, но по мере увеличения анизотропии нагрузка на волнообразный слой становится выше, чем горизонтальная, проходящая через серу пласта. Было установлено, что соотношение горизонтальных и сжатый с вертикальной пропускной способностью, кн / кв > 20, с большим

каналом, работающий при значительно большей нагрузке, чем горизонтальный, и может быть более эффективным.

Подтверждение

Эффективность разработки скважин с боковым стволом подтверждается инженерными и геологическими отчётами компании недропользователя.

Список использованных источников

1. Сохошко С К , Колев Ж М Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте // Нефтяное хозяйство, 2014 № 10 С 110–112
2. Мулявин С Ф , Колев Ж М , Рогозина Т В Численно-аналитическая модель для расчета нефтяной скважины сложной геометрии // Естественные и технические науки, 2021 № 11 С 255–259.
3. Joshi S D Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J of Petrol Techn June, 1988 P 729–739
4. Economides M J , Brand C W , Frick T P Well Configurations in Anisotropic Reservoirs // SPE Formation Evaluation, 1996 No 11(4) P 257–262 DOI: http://dx doi org/10 2118/27980-PA
5. Butler R M Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen, Petroleum Monograph // Petroleum Society of CIM, 1994 No 2 P 228–235
6. Furui K , Zhu D , Hill A D A Rigorous Formation Damage Skin Factor and Reservoir Inflow Model for a Horizontal Well // SPE Production and Facilities, 2003 No 3 P 151–157

УДК 622.276.63

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

А.А.Смагин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.МГР12-24-11)

Аннотация. Работа посвящена разработке алгоритма оценки эффективности соляно-кислотного воздействия на пласт с учетом технологии эксплуатации скважин. Объектом исследования выступает месторождение, расположенное на территории Республики Башкортостан и находящееся на заключительной стадии эксплуатации. С использованием комплексного анализа временных рядов получена методика, с использованием которой в режиме реального времени представляется возможным определять минимальный рентабельный дебит работы скважины после закачки соляно-кислотного состава. Данный подход может быть использован как на других объектах за счет высокого уровня адаптируемости, так и в совокупности с иными подходами к оценке результативности нагнетания кислотных систем в пласт.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, эксплуатация скважин, геолого-физические условиях залегания продуктивных пластов, моделирование.

UDC 622.276.63

WAYS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HYDROCHLORIC ACID TREATMENTS IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF PRODUCTIVE FORMATIONS

A.A. Smagin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. The work is devoted to the development of an algorithm for evaluating the effectiveness of hydrochloric acid effects on the reservoir, taking into account the technology of well operation. The object of the study is a deposit located on the territory of the Republic of Bashkortostan and is in the final stage of operation. Using a comprehensive time series analysis, a

technique has been obtained that makes it possible to determine the minimum cost-effective flow rate of a well after injection of hydrochloric acid composition in real time. This approach can be used both at other facilities due to its high level of adaptability, and in combination with other approaches to evaluating the effectiveness of injecting acid systems into the reservoir.

Keywords: hydrochloric acid treatment, well operation, geological and physical conditions of occurrence of productive formations, modeling.

На текущий момент одной из ключевых проблем недропользователей является низкая эффективность проведения соляно-кислотных обработок несмотря на накопленный опыт их реализации в различных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов [1]. Механизмы взаимодействия закачиваемых составов с горными породами освещены в значительном количестве работ [2-4], однако не существует единого подхода к процессу учета данного фактора при построении различных динамических моделей, характеризующих эффективность обработки призабойной зоны пласта. Исходя из этого, для оперативного извлечения остаточных запасов нефти ключевым вопросом является определение возможностей увеличения количественно-качественных характеристик мероприятий по соляно-кислотным обработкам скважин с использованием передовых подходов, базирующихся на внедрение систем компьютерного моделирования и проектирования.

Отметим, что на результативность закачки кислотных систем в пласт оказывают влияние большое количество факторов, идентификация которых осложнена наличием тесной взаимосвязи между различными параметрами и проявлением мультиколлинеарности. Последняя в свою очередь приводит к увеличению показателей абсолютной и относительных погрешностей, а также способствует кратному повышению рисков принятия управленческих решений. В условиях истощения длительно разрабатываемых объектов совершенствование технологий соляно-кислотного воздействия на пласт позволяет повысить технико-экономические показатели разработки месторождений. Анализ литературных источников, посвященных проблемам проведения обработок призабойной зоны пласта в различных геолого-физических условиях разработки залежей, позволил выделить следующие причины недостижения прогнозных показателей [5-6]:

- сложное геологическое строение объектов, заключающееся в нелинейном распределение пород-коллекторов в общей толщине пласта;
- отсутствие единой методологии выбора скважин-кандидатов и технологии доставки состава в целевой интервал;
- преобладание коллекторов с пористо-трещиноватой структурой, в которой распределение соляно-кислотных составов осуществляется неравномерно;
- снижение скорости реакции взаимодействия кислоты с горными породами в результате изменения пластовых условий;
- повышенные значения вязкости нефти, оказывающие негативное влияние на скорость нейтрализации кислоты;
- наличие большого количества литологических разностей карбонатных пород, выделяющихся в пределах той или иной тектонико-стратиграфической единицы.

Вышесказанное в полной мере подтверждает необходимость повышения эффективности реализации соляно-кислотных обработок скважин. Отметим, что в практике разработки нефтяных месторождений созданы различные геолого-технологические модели, позволяющие оценивать результативность закачки составов в пласт по одному или нескольким факторам. Их важнейшей отличительной чертой является возможность адаптации зависимостей к конкретным геолого-физическим условиям залегания продуктивных пластов, однако, например, при проектировании соляно-кислотного воздействия на низкопродуктивных залежах месторождения N установлено, что даже при использовании высококонцентрированного состава эффективность не будет превышать 30-35%, что противоречит результатам, полученным на практике. Причиной данного расхождения является несовершенство применяемых методов моделирования, а также не

полный учет факторов, оказывающих влияние на эффективность закачки кислотных составов. На рисунке 1 отражена принципиальная схема формирования червоточин после закачки соляно-кислотных составов.

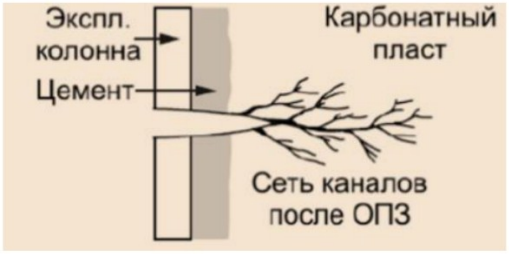


Рисунок 1 – Графическое отображение геологического строения призабойной зоны пласта

Для увеличения результативности обработок призабойной зоны пласта предложим алгоритм верхнеуровневой оценки возможности реализации мероприятий на основе систем обработки геолого-промысловой информации. Объектом исследования выступают скважины одного из длительно разрабатываемых месторождений, расположенных на территории Республики Башкортостан. На текущий момент объект находится на заключительной стадии разработки,что требует внедрения современных подходов к принятию решений о необходимости реализации соляно-кислотного воздействия. Средний дебит скважин варьируется от 2,7 т/сут до 16,7 т/сут при среднем значении обводненности добываемой продукции 66,7%. Особенностью разработки данного месторождения является то, что 20% от общего числа скважин добывающего фонда эксплуатируются в кратковременном периодическом режиме (КПР), что сказывается на динамике изменения коэффициента продуктивности во времени. Как правило, после закачки соляно-кислотных составов при выходе скважин на режим происходит вынос продуктов реакции и дальнейшая стабилизация продуктивности, однако в случае КПР эксплуатации скважин значительно увеличивается время очистки пласта. Данный фактор не учитывается в существующих моделях оценки эффективности соляно-кислотного воздействия, что приводит к возникновению различного рода неопределенностей. В таблице 1 представлены обобщенные значения времени стабилизации дебита скважин, эксплуатирующихся в пределах объекта исследования.

Таблица 1 – Сводная характеристика изменения времени стабилизации по месторождению N

Участок месторождения	Пласт	Интервал времени стабилизации, мес.
Западный	I	7-17
Западный	II	5-11
Восточный	I	4-10
Восточный	II	3-16
Южный	III	2-9
Юго-Западный	I	10-14
Юго-Восточный	II	14-17

Наименьшее время стабилизации дебита после обработки призабойной зоны пласта зафиксировано для Южного участка месторождения, где по данным гидродинамического моделирования сосредоточена большая часть остаточных запасов нефти. В целях повышения эффективности соляно-кислотных обработок скважин предложим методологию обработки временных рядов коэффициента продуктивности, учитывающего особенности эксплуатации скважин в КПР. На начальном этапе анализируется шесть месяцев работы скважины до реализации воздействия, в частности, определяется количество наблюдений, имеющих наибольшее отклонение от среднего значения, после чего аналогично проводятся расчеты каждые три месяца работы скважины до момента достижения стабилизации дебита. В логарифмических координатах строится по полученным данным зависимость, для которой устанавливается значение коэффициента корреляции. При помощи регулирования значения

максимального дебита нефти после воздействия происходит определение наилучшего вида модели, при котором коэффициент детерминации будет максимальным. Зависимости и коэффициенты корреляции имеют следующий вид:

- для Западного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 2{,}764 \ln Q + 1{,}3, R^2 = 0{,}457; \quad (1)$$

- для Западного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 1{,}057 \ln Q + 0{,}7, R^2 = 0{,}556; \quad (2)$$

- для Восточного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 6{,}025 \ln Q + 0{,}44, R^2 = 0{,}399; \quad (3)$$

- для Восточного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 2{,}177 \ln Q + 1{,}56, R^2 = 0{,}411; \quad (4)$$

- для Южного участка месторождения (пласт III)

$$\ln t = 5{,}22 \ln Q + 0{,}44, R^2 = 0{,}884; \quad (5)$$

- для Юго-Западного участка месторождения (пласт I)

$$\ln t = 7{,}17 \ln Q + 0{,}2, R^2 = 0{,}542; \quad (6)$$

- для Юго-Восточного участка месторождения (пласт II)

$$\ln t = 3{,}55 \ln Q + 0{,}1, R^2 = 0{,}444. \quad (7)$$

Полученные модели могут быть использованы для определения минимального дебита, при котором эксплуатация скважин в кратковременном периодическом режиме будет рентабельной с учетом реализации соляно-кислотного воздействия. В случае применения других методик по данным зависимостям имеется возможность установить тренд изменения дебита нефти исходя из комплекса геолого-технологических факторов, оказывающих влияние на глубину проникновения состава в пласт, а также время нейтрализации составов.

Список использованных источников

1. Савельева, Л. А. Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта / Л. А. Савельева // Инициативы молодых - науке и производству : Сборник статей VIII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и студентов, Пенза, 25–26 ноября 2024 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2024. – С. 1327-1330. – EDN UWJLHJ.
2. Карандельский, С. А. Классификация солянокислотной обработки в качестве способа влияния на пласт / С. А. Карандельский, А. А. Гиззатуллина, Г. И. Гарифуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 350-354. – EDN KPTOQA.
3. Китель, А. В. Обоснование снижения концентрации кислотного состава при проведении обработок призабойных зон скважин на нагнетательном фонде с 12 до 8 % / А. В. Китель, И. Р. Халиуллов // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. – 2024. – № 1. – С. 21-26. – DOI 10.24143/1812-9498-2024-1-21-26. – EDN RCNSKA.
4. Табаков, М. А. Рекомендуемые методы воздействия при дальнейшей разработке пластов Баклановского месторождения / М. А. Табаков, А. М. Зиновьев // Ашировские чтения. – 2023. – Т. 1, № 1(15). – С. 182-183. – EDN MFARYM.
5. Сунагатова, Э. М. Определение кинетических параметров реакции карбонатной породы с соляной кислотой на установке с вращающимся диском / Э. М. Сунагатова, Д. В. Гилимханов, А. В. Лысенков // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 288-290. – EDN NTDJMA.
6. Зубарев, Р. М. Анализ опыта проведения соляно-кислотных обработок на арктических шельфовых месторождениях нефти / Р. М. Зубарев, А. И. Ермолаев, Е. Д. Миниханов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 4(309). – С. 61-70. – DOI 10.33285/2073-9028-2022-4(309)-61-70. – EDN DEOHBO.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ АВТО-ГРП В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А. В. Сюндюков
(ООО "НЕДРА", ведущий эксперт)
В. А. Полянский
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет, аспирант)

Аннотация. В статье рассмотрен подход к диагностике трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах по данным эксплуатации реагирующих добывающих скважин. На основе многовариантного гидродинамического моделирования установлена связь между параметрами вытеснения и геометрией трещины авто-ГРП. Для интерпретации выявленных зависимостей использована полиномиальная регрессия второго порядка, позволяющая решать обратную задачу определения азимута и полудлины трещины. Показано, что эксплуатационные данные могут быть использованы для косвенной диагностики авто-ГРП и оценки риска преждевременного обводнения добывающих скважин.

Ключевые слова: авто-ГРП, нагнетательная скважина, добывающая скважина, эксплуатационные данные, обводненность, гидродинамическое моделирование.

UDC 622.276

ANALYSIS OF FIELD DATA FOR ESTIMATING THE GEOMETRY OF AN AUTO-HYDRAULIC FRACTURE IN INJECTION WELLS

A. V. Syundyukov
(NEDRA LLC, Lead Expert)
V. A. Polyansky
(National Research Tomsk Polytechnic University, postgraduate student)

Abstract. The paper considers an approach to diagnosing auto-hydraulic fractures in injection wells based on the operating data of responding production wells. A series of multivariate reservoir simulation runs was used to establish relationships between displacement parameters and the geometry of an auto-hydraulic fracture. A second-order polynomial regression model was applied to solve the inverse problem of estimating fracture azimuth and half-length from the production well response. The results show that routine field data can be used for indirect diagnosis of auto-hydraulic fracturing and for assessing the risk of early water breakthrough in production wells.

Keywords: auto-hydraulic fracturing, injection well, production well, operating data, water cut, reservoir simulation.

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений одной из существенных проблем является развитие трещин авто-гидроразрыва пласта (авто-ГРП) в нагнетательных скважинах при росте давления закачки. Возникновение таких трещин приводит к перераспределению фильтрационных потоков, усилению межскважинной гидродинамической связи и ускоренному прорыву воды в добывающие скважины. В результате снижается эффективность заводнения и ухудшаются показатели выработки запасов [4, 7].

Для контроля развития трещин авто-ГРП могут применяться специальные гидродинамические и геофизические исследования. Однако прямые методы диагностики характеризуются высокой стоимостью и ограниченной применимостью в условиях оперативного мониторинга процесса разработки месторождения. В связи с этим практический интерес представляют косвенные подходы, основанные на анализе эксплуатационных данных, позволяющие выявлять признаки повышенной гидродинамической связи скважин без проведения дорогостоящих специальных исследований [1].

К числу известных подходов относятся анализ работы нагнетательных скважин по методу Холла, интерпретация характера обводнения по диагностическим графикам и оценка межскважинного взаимодействия по данным эксплуатации [1, 2, 5]. Вместе с тем данные методы в большинстве случаев позволяют фиксировать сам факт изменения фильтрационного режима, но не дают возможности идентифицировать наличие трещины авто-ГРП, количественно оценить ее параметры, а также степень влияния на конкретные добывающие скважины. Поэтому актуальной задачей является разработка подходов к диагностике авто-ГРП, основанных на анализе отклика добывающей скважины, находящейся под влиянием трещины авто-ГРП.

В рамках данной работы рассматривается подход, при котором развитие трещины авто-ГРП в нагнетательной скважине оценивается по изменению характеристик вытеснения в реагирующей добывающей скважине. Предполагается, что образование высокопроводящего канала между скважинами приводит к сокращению эффективного фильтрационного расстояния, изменению охвата вытеснением и трансформации динамики обводнения. Эти изменения отражаются в параметрах, описывающих форму характеристики вытеснения, и могут использоваться в качестве переменных в аналитической модели для описания геометрии трещины авто-ГРП.

В качестве основных параметров рассматривались азимут и полудлина трещины авто-ГРП. При ориентировании трещины в сторону добывающей скважины межскважинная связь усиливается, что проявляется в более раннем росте обводненности и снижении максимального коэффициента извлечения нефти (КИН). Увеличение полудлины трещины также способствует ускоренному прорыву воды вдоль зоны низкого фильтрационного сопротивления.

Для изучения закономерностей влияния трещины авто-ГРП и получения аналитической модели для описания ее геометрии была выполнена серия многовариантных гидродинамических расчетов в программном комплексе tNavigator в модели «Black-oil». В расчетной схеме варьировались геометрические параметры трещины, а для каждого сценария анализировалась динамика работы реагирующей добывающей скважины (Рис. 1).

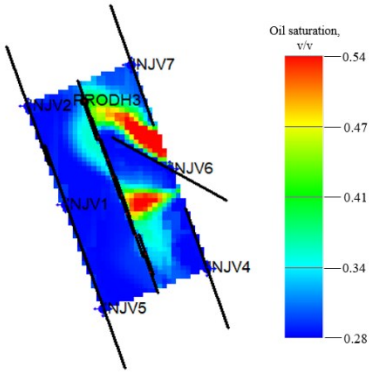


Рисунок 1 – Моделирование влияния трещины авто-ГРП заданной геометрии на работу добывающей скважины

Всего было рассмотрено 3000 расчетных сценариев, что позволило получить представительную выборку для последующего анализа корреляции параметров трещины и характеристик отклика добывающей скважины.

По результатам моделирования для каждого сценария определялись интегральные параметры вытеснения – коэффициенты эмпирической зависимости Кори по нефти и воде (как коэффициенты математической аппроксимации кривой фракционного потока), а также максимальный КИН. В рассматриваемой постановке данные величины использовались как индикаторы итогового изменения процесса вытеснения в системе «нагнетательная–добывающая скважина».

Анализ результатов показал наличие устойчивой связи между параметрами трещины и характеристиками отклика добывающей скважины. При увеличении степени влияния трещины наблюдались ускоренный рост обводненности, изменение формы кривой

вытеснения и снижение достижимого КИН. Наиболее выраженные изменения соответствовали случаям, когда трещина была ориентирована в сторону реагирующей добывающей скважины и имела полудлину более 150 м.

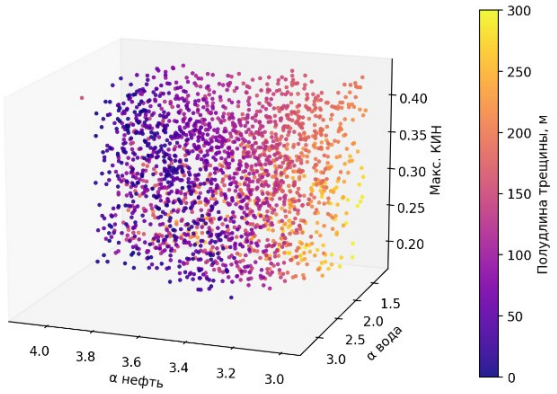


Рисунок 2 – Влияние полудлины трещины авто-ГРП на характеристики вытеснения

Для интерпретации выявленных зависимостей была поставлена обратная задача: по параметрам вытеснения определить геометрию трещины авто-ГРП (полудлину и азимут). В качестве аппроксимирующего инструмента использована полиномиальная регрессия второго порядка. Выбор такого подхода обусловлен нелинейным характером взаимосвязи между геометрией трещины и эксплуатационным откликом скважины. Применение полиномиальной модели позволило учесть совместное влияние параметров и сохранить аналитическую интерпретируемость результатов.

Полученные зависимости показали удовлетворительное качество аппроксимации (R^2>0.8) и подтвердили принципиальную возможность использования эксплуатационных данных для диагностики авто-ГРП в нагнетательных скважинах и идентификации ее геометрических характеристик. Предлагаемый подход может использоваться как инструмент экспресс-анализа и предварительного скрининга при оценке межскважинного взаимодействия и риска преждевременного обводнения добывающих скважин.

Практическая значимость работы заключается в возможности повышения обоснованности решений по регулированию закачки в нагнетательные скважины. Использование анализа эксплуатационных данных позволяет своевременно выявлять признаки развития трещины авто-ГРП, оценивать вероятность усиления гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами и принимать меры по снижению риска раннего прорыва воды.

Таким образом, результаты исследования показывают, что эксплуатационные данные реагирующих добывающих скважин могут быть использованы для косвенной диагностики и анализа влияния трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах на процесс эксплуатации добывающей скважины. Разработанный подход может рассматриваться как основа для дальнейшего развития методов промысловой интерпретации, ориентированных на использование доступной текущей информации без проведения специальных дорогостоящих исследований.

Список использованных источников:

1. Юдин, Е.В. Оценка коэффициента охвата вытеснением по данным эксплуатации скважин / Е.В. Юдин, А.А. Лубнин, А.П. Рощехтаев // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 40–45.
2. Chan, K.S. Water control diagnostic plots // SPE Production & Facilities. – 1995. – Vol. 10, № 1. – P. 41–48.
3. Corey, A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities // Producers Monthly. – 1954. – Vol. 19, № 1. – P. 38–41.
4. Dake, L.P. Fundamentals of reservoir engineering. – Amsterdam: Elsevier, 1978. – 443 p.

5. Hall, H.N. How to analyze waterflood injection well performance // Journal of Petroleum Technology. – 1963. – Vol. 15, № 6. – P. 617–621.
6. Horne, R.N. Modern well test analysis. – Palo Alto: Petroway, 1995. – 257 p.
7. Syundyukov, A.V. Methodology for waterflooding control in fields with hard-to-recover reserves / A.V. Syundyukov, G.I. Khabibullin, A.S. Trofimchuk, D.R. Shaikhatdarov, D.K. Sagitov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. – Paper SPE-206408-RU.
8. Warpinski, N.R. Microseismic monitoring: Inside and out // Journal of Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 61, № 11. – P. 80–85.

УДК 622.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМОНИТОРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

А.А. Тухватуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз20-11)

Аннотация. В рамках данной работы затронута тема комбинирования химических и физических подходов к обработке околоствольной зоны пласта с использованием специального размывающего оборудования. Сконструированное гидромониторное устройство дает возможность посредством формирования скоростных потоков и генерации пульсаций внутри жидкой среды увеличивать результативность обработки прискважинной части продуктивного горизонта, производить очистку внутренних поверхностей ствола и удалять твердые отложения с интервалов перфорации. Данный вывод доказан в ходе экспериментов на добывающих скважинах, относящихся к месторождениям Западной Сибири (пласт представлен терригенными отложениями Б2). В процессе проведения промысловых работ обработка кислотой выполнялась одновременно с эксплуатацией разработанного гидромониторного инструмента.

Ключевые слова: кислотная обработка, месторождение, гидромониторное устройство, скважина.

UDC 622

APPLICATION OF INTEGRATED TECHNOLOGY JETTING

A. A. Tukhvatullin
(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, student, group GRz-20-11)

Abstract. This paper explores the combination of chemical and physical approaches to treating the near-wellbore zone using specialized jetting equipment. The designed jetting device allows for the generation of high-speed flows and pulsations within the fluid to enhance the effectiveness of near-wellbore treatment, clean the borehole's internal surfaces, and remove solid deposits from perforated intervals. This conclusion was confirmed by experiments conducted in production wells at Western Siberian fields (the formation is represented by B2 terrigenous sediments). During field operations, acid treatment was performed simultaneously with the use of the developed jetting tool.

Keywords: acid treatment, deposit, jetting device, well.

Introduction (Введение).

В числе многообещающих путей совершенствования технологий повышения нефтеотдачи находится комбинирование физических и химических способов обработки околоствольной зоны скважин, а именно комплексного воздействия реагентов и акустических волн при помощи инструментов, создающих пульсации благодаря кинетической энергии закачиваемой среды. Актуальность данных технологий подтверждена уже длительное время, а первые эксперименты были выполнены еще в сороковых годах прошлого века, однако вследствие слабой оснащенности оборудованием итоги их оказались малоуспешными [1].

Materials and methods (Материалы и методы).

Согласно многочисленным научным работам, под действием акустических колебаний трансформируются характеристики системы пласт – насыщающая его жидкость. Влияние этих волн обеспечивает следующие результаты [2]:

- проницаемость породы возрастает, происходит разрушение загрязняющих отложений в продуктивных интервалах и удаление из зоны вокруг скважины разнообразных осадков благодаря кавитационным процессам в средах под давлением;
- возникают гидродинамические потоки, а волны давления распространяются гораздо дальше по протяженности нефтенасыщенного горизонта;
- отмечается падение вязкости подвижной нефти при акустическом облучении мощностью от 8 до 100 кВт на квадратный метр, что вызвано нарушением ее сложных молекулярных соединений.

В ходе экспериментов удалось выявить воздействие акустического поля на величину поверхностного натяжения жидких композиций поверхностно-активных веществ. Опыты проводились в лаборатории на аппарате ИЛ 100-6 с применением рабочей частоты 22 кГц (допустимо отклонение 10 %). Продолжительность облучения составов равнялась двум минутам.

Динамика изменения поверхностного натяжения жидкостей под влиянием ультразвука представлена в таблице 1.

Confirmations (Подтверждения).

Полученные результаты указывают на уменьшение поверхностного натяжения смеси ПАВ после акустического облучения в диапазоне от 20 до 80 процентов от исходной величины, что объясняется упорядоченной ориентацией частиц ПАВ под влиянием звуковых колебаний. Вместе с тем отключение источника поля ведет к возвращению их хаотичной ориентации, причем данный процесс длится более одного часа.

Таблица 1 – Изменение поверхностного натяжения составов под действием акустического облучения

ПАВ	Массовая концентрация реагента в растворе, %	Поверхностное натяжение, мН/м	
		до обработки	после обработки
ИВВ - 1	1	26,65	4,9
Алкилсульфанат	1	3,59	2,79
Неанол АФ $_{9\text{-}12}$	0,5	5,11	3,94

Сейчас активно конструируются инструменты для генерации вибраций давления в движущейся жидкой фазе. Эти изыскания ориентированы на применение различных методов интенсификации потоков, детальное исследование прохождения среды через дюзы и сопловые каналы, эксплуатацию многообразных резонирующих камер. Общеизвестно, что для подобных приспособлений свойственны три разновидности осцилляций: турбулентный шум, имеющий естественную природу; низкочастотные скачки давления с параметрами от 1000 до 2000 герц; высокочастотные повторяющиеся пульсации в спектре 12-22 тыс. герц.

Специальное гидромониторное оборудование, общая компоновка которого представлена на иллюстрации под номером один, предназначено для возбуждения колебательных процессов и организации направленной струи высокого давления, по сути являясь сквозным трактом для прокачки жидкости в комбинации с набором специальных конструктивных деталей [3].



1 – резьба присоединительная; 2 – камера вихревая, прямоточно-цилиндрического типа; 3, 6 – насадка с резьбовыми уплотнителями; 4 – корпус; 5 – вихревая камера; 7 – заглушка

Рисунок 1 – Принципиальная компоновка скважинного гидромониторного инструмента

Базовыми конструктивными компонентами в этом устройстве выступают коноидальные и цилиндрические насадки, тогда как к вспомогательным деталям причисляются следующие составляющие:

- для придания потоку жидкости ускорения за счет закручивания и усиления кавитационных процессов применяются каналы, направленные по касательной;
- чтобы ускорить перемещение жидкости путем уменьшения гидравлических потерь, используются входные кромки эллиптической формы и плавный переход между конической и цилиндрической частями проточного тракта;
- для формирования струи с пульсациями предусмотрены локальные сужения внутри канала, способствующие разрушению кавитационных полостей вследствие роста давления.

Скважинное гидромониторное оборудование собирается из нескольких секций, соединяемых резьбой, что позволяет регулировать общую длину инструмента и стыковать его с колонной насосно-компрессорных труб. Каждая отдельная секция (согласно иллюстрации 1) содержит корпус 4, внутрь которого помещается вихревая камера 5, включающая насадки 3 и 6, а также вихревой канал 2.

С целью расширения функциональных возможностей и улучшения эффективности работы устройства благодаря более широкому спектру режимов используются разнообразные насадки, сконструированные как сопла и диффузоры с отличающимися гидравлическими параметрами. Внутри сопла происходит формирование струи жидкости, при этом потенциальная энергия сжатой среды превращается в кинетическую струи. При сужении проходного сечения сопла статическое давление трансформируется в динамическое, соответственно статический напор падает, а скорость движения жидкости увеличивается. Как отмечается в литературе, идеальным профилем для сопла считается коноидальная форма, однако ее практическое воспроизведение сопряжено с серьезными сложностями как при изготовлении, так и при проверке геометрии, поэтому на практике чаще применяются конические сопла, дополненные цилиндрической частью[4].

Для идентификации потенциально уязвимых конструктивных узлов и обоснованного подбора материала был выполнен прочностной анализ элементов устройства с применением программного комплекса ANSYS. Согласно результатам этого анализа, критическими с точки зрения прочности деталями являются вихревая камера и насадки. На втором рисунке показано разбиение вихревой камеры на конечные элементы; общее количество элементов составило примерно 46 тысяч. Прочностной расчет проводился для режима: рабочее давление 30 МПа, рабочая среда – вода. Вычисления показали, что наибольшая нагрузка приходится на тангенциальные каналы, отвечающие за закрутку потока. Однако

возникающие в этих элементах напряжения остаются ниже предельно допустимых даже для нелегированных сталей.

Conclusions (Выводы).

В процессе моделирования был определен оптимальный материал для изготовления насадок – им являются легированные стали, например, марки 40Х.

Спроектированное гидромониторное устройство благодаря генерации высокоскоростных струй и пульсационных явлений в жидкой среде обеспечивает более действенную обработку прискважинной зоны пласта, очистку стенок скважины и удаление загрязнений из перфорационных каналов. Это находит подтверждение в данных опытно-промышленных работ на эксплуатационных скважинах западносибирских месторождений (терригенный коллектор, горизонт Б2). В ходе испытаний обработка кислотой проводилась одновременно с применением данного гидромониторного инструмента.

Примененная методика продемонстрировала высокую продуктивность: совокупный прирост добычи нефти достиг 1150 тонн. Положительный эффект на всех обработанных скважинах сохраняется. Результаты опытно-промышленных работ не зафиксировали роста обводненности продукции, что свидетельствует о правильном подборе кислотных композиций и избирательности воздействия на нефтенасыщенные интервалы.

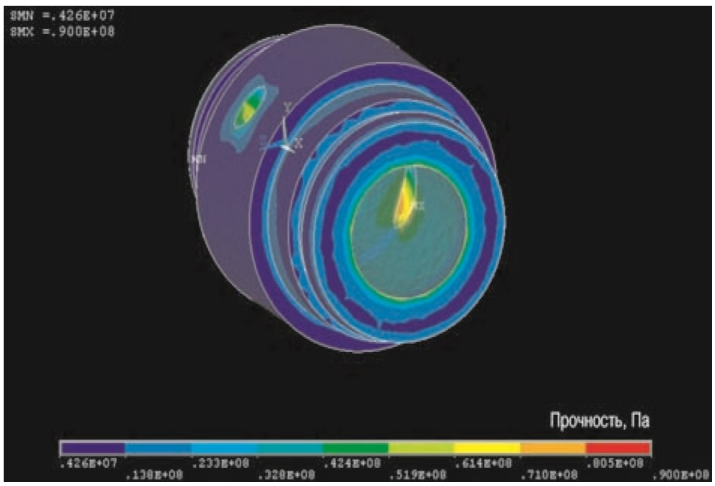


Рисунок 2 – Результаты прочностного расчёта камеры с тангенциальным вводом

Список использованных источников

1. Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтаськин А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71–76.
2. Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы/ Ю.И. Горбачев, О.Л. Кузнецов, Р.С. Рафиков, А.А. Печков//Геофизика. – 1998. – № 4. – С. 5-9.
3. Манасян А.Э. Исследование и разработка комплексной волновой технологии увеличения текущей нефтедобычи (на примере Обошинского месторождения Самарской области). Тюмень, 2015. 22 с.
4. Подалка Е.С. Ультразвук в нефтяной промышленности. – Киев: Гостехиздат УССР, 1962. – 213 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММ ДЛЯ РАСЧЕТА ГЛУБИНЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПАРАФИНОВОЙ ПРОБКИ В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ

Фаридонов А.М.

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГРдв-25-11)

Аннотация. Прогнозирование глубины образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) является одной из ключевых задач при эксплуатации нефтяных скважин. Парафиновые пробки существенно снижают продуктивность, уменьшая проходное сечение насосно-компрессорных труб (НКТ), и требуют значительных затрат на очистные работы. Современные программные комплексы позволяют не только рассчитывать интервалы отложений с высокой точностью, но и оптимизировать стратегии их предотвращения.

Ключевые слова: парафины, программный комплекс, прогноз.

UDC 622.276

APPLICATION OF PROGRAMS FOR CALCULATING THE DEPTH OF A PARAFFIN PLUG IN AN OIL WELL

Faridonov A.M.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, gr. MGRdv-25-11)

Annotation. Predicting the depth of asphaltene-resin-paraffin deposit (ARPD) formation is a key task in oil well operations. Paraffin plugs significantly reduce productivity by reducing the flow area of the tubing and require significant cleanout costs. Modern software packages not only allow for highly accurate calculation of deposit intervals but also optimized prevention strategies.

Keywords: acid: paraffins, software package, forecast.

Процесс кристаллизации парафинов в НКТ происходит преимущественно вследствие снижения температуры скважинной продукции при ее движении к устью в результате теплообмена с окружающей средой. Достоверное прогнозирование глубины образования пробки требует решения трех взаимосвязанных задач: расчета распределения температуры по стволу, определения фазового состояния потоков и моделирования кинетики кристаллизации.

Современные методики, разработанные в отраслевых институтах, базируются на решении уравнения теплового баланса добываемого флюида с окружающей средой, а не на эмпирических зависимостях, как это практиковалось ранее . Применение трехфазных одномерных моделей газоводонефтяного течения позволяет учитывать эффект проскальзывания не только между жидкостью и газом, но и между водой и нефтью. Это критически важно, поскольку теплопроводность скважинной продукции напрямую зависит от объемного содержания каждой фазы.

Рассмотрим специализированное программное обеспечение для решения различных задач.

Программа **WaxPro** разработана именно для прогнозирования скорости осаждения парафинов и толщины слоя в стволах скважин и трубопроводах.

DBR-SOLIDS (ранее известный как программное обеспечение Calsep) позволяет прогнозировать термодинамические точки начала выпадения парафинов и асфальтенов на основе компонентного состава флюида . Программа включает специальную процедуру характеризации тяжелых фракций для более точного описания поведения парафинов и строит фазовые диаграммы в координатах "давление-температура" с выделением областей твердой фазы.

FLOWModel от AsphWax отличается способностью работать в нестационарном режиме при моделировании отложений. Поскольку накопление парафина — принципиально нестационарный процесс (меняются диаметр трубы, гидравлические сопротивления,

теплопередача), этот симулятор на каждом шаге по длине и времени выполняет полный композиционный термодинамический расчет.

В таблице 1 перечислены основные программные продукты и их особенности.

Таблица 1. Перечень различных программных продуктов для пронозированя образования АСПО

Программный продукт	Разработчик	Ключевые особенности
OLGA Wax	Schlumberger	Моделирование диффузии (RRR, Matzain), расчет очистки скребками
FloWax	KBC (Petro-SIM)	Интеграция с Multiflash, использование OLGAS/LedaPM
WaxPro	Flow Assurance Institute	Специализация на скорости осаждения и толщине слоя
DBR-SOLIDS	Calsep/Schlumberger	Термодинамическое прогнозирование WAT, фазовые диаграммы
FLOWModel	AsphWax	Нестационарное моделирование накопления слоя
FA Master	Flow Assurance Institute	Собственная разработка, гибкая настройка под сложные условия

Модель генерирует вероятность выпадения парафина для каждой скважины независимо от температуры и дебита. Это позволило классифицировать более 1900 скважин по степени риска (высокий, средний, низкий) и сократить операции по очистке на 25% .

Практическое применение результатов

Данные, полученные с помощью программного моделирования, позволяют решать следующие практические задачи:

1. **Определение оптимальной глубины очистки НКТ**. В российской практике разработаны методики, позволяющие рассчитывать интервал, на котором необходимо проводить очистные работы, с учетом реального распределения температуры и фазового состава потока .

2. **Проектирование систем предотвращения**. Моделирование помогает выбрать оптимальную глубину установки химических инжекторов, определить необходимую периодичность закачки ингибиторов или запуска скребков.

3. **Оптимизация конструкции скважины**. На этапе проектирования расчеты показывают, требуется ли применение теплоизолированных НКТ или греющих кабелей для удержания температуры выше WAT.

Заключение

Современные программные комплексы для расчета глубины расположения парафиновой пробки прошли путь от эмпирических формул до сложных термогидравлических симуляторов с элементами машинного обучения. Применение таких инструментов, как OLGA, FloWax и специализированных модулей для моделирования диффузии, позволяет не только точно прогнозировать интервалы отложений, но и интегрировать эти данные в системы управления производством. Интеграция

термодинамических моделей с промысловыми данными и алгоритмами искусственного интеллекта открывает новые возможности для перехода от реактивного обслуживания к превентивному управлению парафиновыми рисками, что подтверждается успешным опытом крупнейших нефтегазовых компаний

Список литературы

1. Karimov, R. M. Dynamic modeling of the thermal-hydraulic efficiency of wax deposition in a non-isothermal oil pipeline / R. M. Karimov, R. Z. Sunagatullin, R. R. Tashbulatov [et al.] // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 4. — С. 118–123. — DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-118-123.

2. Santoso, S. B. W. The Effect of Heat Tracing Installation for Wax Prevention on Onshore Buried Swampy Pipelines / S. B. W. Santoso, A. N. Sommeng, C. Dianita // Jurnal Rekayasa Kimia & Lingkungan. — 2024. — Vol. 19, No. 1. — URL: https://jurnal.usk.ac.id/RKL/article/view/37754 (дата обращения: 19.03.2026). — DOI: 10.23955/rkl.v19i1.37754.

3. Modeling and Forecasting of Paraffin Settings on an Existing Extractive Fund of Oil Deposits // International Journal of Engineering. — 2019. — Vol. 32, No. 11. — P. 1505–1511. — URL: https://www.ije.ir/article_98865.html (дата обращения: 19.03.2026).

4. Giacchetta, G. Pipeline wax deposition modeling: A sensitivity study on two commercial software / G. Giacchetta, B. Marchetti, M. Leporini [et al.] // Petroleum. — 2019. — Vol. 5, No. 2. — P. 206–213. — DOI: 10.1016/j.petlm.2017.12.007.

5. Wax Deposition in North Sea Gas Condensate and Oil Systems: Comparison Between Operational Experience and Model Prediction // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — San Antonio, Texas, 2002. — SPE-77573-MS. — DOI: 10.2118/77573-MS.

УДК 622.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМОНИТОРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Ш.Ф. Фахрутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРз20-11)

Аннотация. В рамках данной работы рассмотрены имеющиеся ключевые наработки в сфере создания технологического комплекса для струйного влияния в рамках отечественного рынка нефтегазового сектора. Приводятся сведения касательно тестирования и аргументации применения кислотного состава для струйной обработки в комбинации с предварительной нагнетанием растворителя на участках нефтедобычи для увеличения дебита скважин. Зафиксированы итоги использования методики интегрированной струйной очистки околоскважинной области пласта на ряде эксплуатационных скважин в разнообразных геологических и физических обстоятельствах на нескольких промыслах.

Ключевые слова: гидромониторное воздействие, обработка призабойной зоны пласта, скважина, кислотная обработка, нефтегазовая промышленность, дополнительная добыча нефти.

UDC 622

DEVELOPMENT OF A COMPREHENSIVE WELL MONITORING TECHNOLOGY

Sh. F. Fakhrutdinov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, student, group GRz-20-11)

Abstract. This paper examines key developments in the development of a jet treatment technology system for the domestic oil and gas market. It provides information on testing and rationale for using an acid jet treatment system in combination with solvent pre-injection at oil production sites to increase well flow rates. The results of using the integrated jet cleaning method for the near-wellbore zone of the formation in a number of production wells under a variety of geological and physical conditions at several fields are documented.

Keywords: hydromonitoring, bottomhole formation treatment, well, acid treatment, oil and gas industry, additional oil production.

Introduction (Введение).

В ходе воздействия на нефтегазовые коллекторы часто наблюдается незначительная дальность проникновения стимулирующих жидкостей в породу. Повышение объемов закачиваемых стимулирующих смесей и выполнение более масштабных операций далеко не всегда обеспечивает существенный прирост результативности проводимых мероприятий, в особенности на пластах, предрасположенных к активному поглощению (что обусловлено их трещиноватостью или пониженным уровнем пластового давления) [1].

Осуществление нагнетания в импульсном режиме способствует увеличению глубины обработки и более равномерному распределению закачиваемого активизирующего вещества по отдельным прослоям.

Ключевые достоинства:

– формирование акустического поля и волновых колебаний с использованием любого активизирующего агента, включая кислотные смеси, что ведет к перенаправлению потоков жидкости по действующей эффективной толщине;

– рост эффективности обработок благодаря синергетическому эффекту комбинирования физических и химических способов воздействия, что достигается за счет значительной амплитуды и обширного частотного диапазона пульсирующих потоков;

– уменьшение затрат на проведение операции благодаря поинтервальной обработке и снижению потребности в химических реагентах, что особенно значимо для горизонтальных участков стволов.

Совместно с организацией «ИАМ» были выполнены тестирования гидромониторов различных модификаций. В настоящий момент на отечественном рынке преимущественно представлены следующие модели струйных аппаратов:

- модель ГМ-73;
- модель ГМ-88, известная как «Москит»;
- модель ГМ-48, именуемая «Термит» [2].

Materials and methods (Материалы и методы).

Проанализируем результаты лабораторных испытаний указанных гидромониторов.

В качестве испытательного стенда была задействована труба диаметром 146 миллиметров, внутрь которой устанавливались акустические датчики, осуществляющие передачу данных на вычислительное устройство. В данный стенд помещалось тестируемое устройство, подсоединенное посредством труб с быстроразъемными соединениями к кислотному насосному агрегату. Производилась прокачка воды с одновременным измерением амплитудных и частотных характеристик пульсаций потока жидкости, пропускаемой через тестируемое оборудование [3].

Данное оборудование генерирует низкочастотные импульсы и колебания с высокой амплитудой.

ГМ-88 «МОСКИТ». Установка ГМ-88, носящая название «Москит», относится к категории высокопроизводительного инструментария для активизации процессов нефтеизвлечения. Принцип её базируется на генерации гидроакустических импульсов, создаваемых уникальными устройствами, право на которые подтверждено патентами [4].



Рисунок 1 – Показ функционирования струйного аппарата в условиях открытой местности

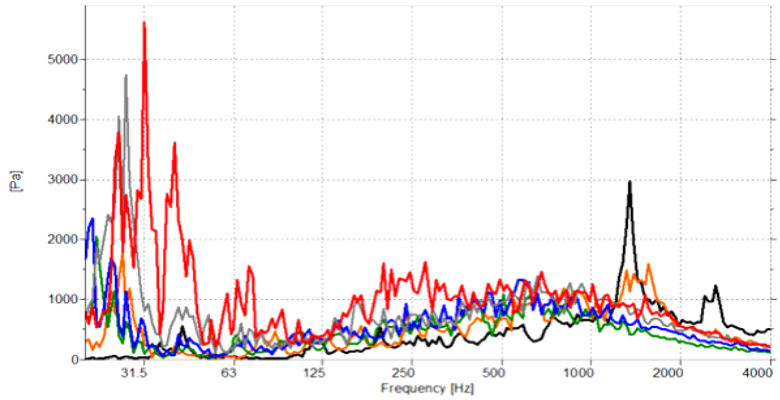


Рисунок 2 – Изменение амплитуды ГМ-73 в зависимости от времени на 30 Гц, 1350 Гц и 2600 Гц

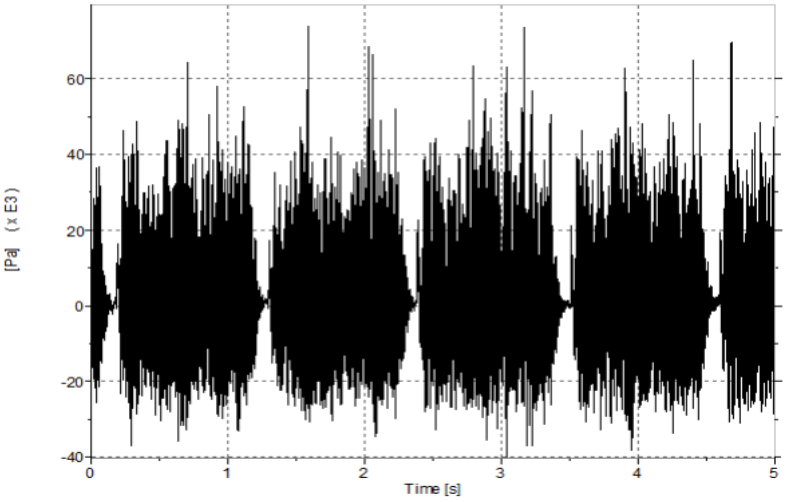


Рисунок 3 – Динамика колебаний силы воздействия ГМ-73 по временным отрезкам

Таблица 1 – Степень волнового воздействия на продуктивный коллектор

Уровень	Диапазон колебаний, Гц	Глубина воздействия, м	Область эффективного применения
Поровый	10^5-10^6	до 0,5	Эффективно при отложениях На перфорационных отверстиях, стенки скважины и оборудования
Структурный	10^3-10^4	от 1 до 50	Позволят добиться наибольшего гидравлического эффекта, в том числе за счет уменьшения гидравлического сопротивления коллектора при фильтрации технологических составов
Пластовый	1-100	до 500	Эффективно в межскважинном взаимодействии

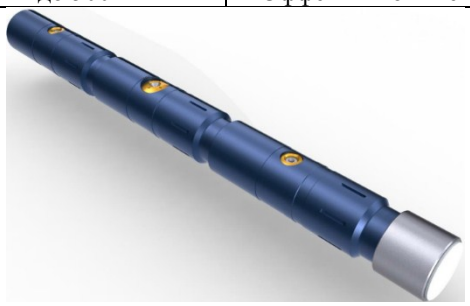


Рисунок 4 – ГМ-88 «МОСКИТ»

ГМ-73 «МОСКИТ». Техника модели ГМ-73, именуемая «Москит», представляет собой эффективное решение для стимуляции притока нефти в горизонтальных участках скважин и дополнительных ответвлениях ствола.

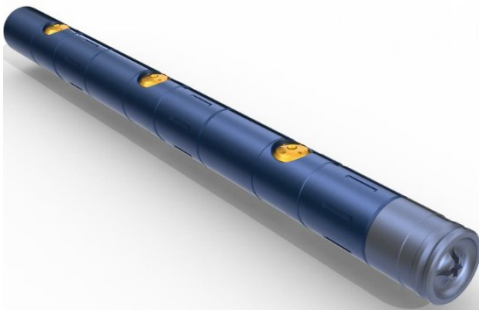


Рисунок 5 – ГМ-73 «МОСКИТ»

ГМ-48 «ТЕРМИТ». Аппарат ГМ-48 под торговой маркой «Термит» является высокоэффективным оборудованием для интенсификации добычи нефти, функционирующим в комплексе с колтюбинговой установкой.

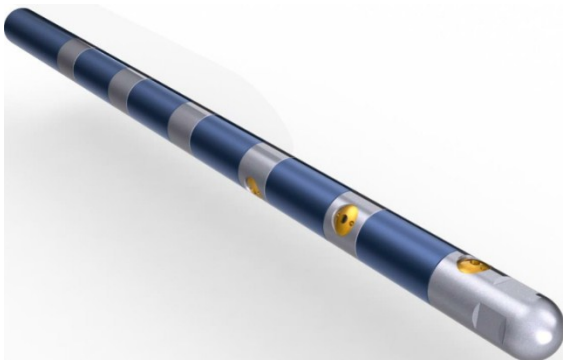


Рисунок 6 – ГМ-48 «ТЕРМИТ»

Таблица 2 – Основные характеристики

Наименование параметра	Единица измерения	ГМ-88 «МОСКИТ»	ГМ-73 «МОСКИТ»	ГМ-48 «ТЕРМИТ»

Наружный диаметр	мм	88	73	48
Присоединительные резьбы	-	ВНКТ-73 ГОСТ633-80	ВНКТ-60 ГОСТ 633-80	НКТ-33-1,5 ACME
Максимальное эксплуатационное давление	МПа	20	20	20
Пропускная способность	л/сек	3-20	3-18	0,5-6
Длина	мм	850	850	900
Количество секций	ед.	3	3	6
Количество сопел	ед.	6	6	6
Особенность			Работа в БС	Работа на ГНКТ

Далее рассмотрим описание технологии гидромониторного воздействия. Устройство гидромониторного типа опускается вместе с башмаком насосно-компрессорных труб либо гибких труб в нужный промежуток фильтровой зоны. Активирующая жидкость нагнетается через трубопровод к струйному аппарату, и при истечении из насадок формируются мощные колебания и скоростные потоки рабочего вещества, которые оказывают влияние на кольматирующие отложения околоскважинной области продуктивного горизонта, перфорационных отверстий и внутренней полости скважины. Комбинирование физических явлений с реагированием химических реагентов способствует росту результативности методов стимуляции притоков углеводородов [5].

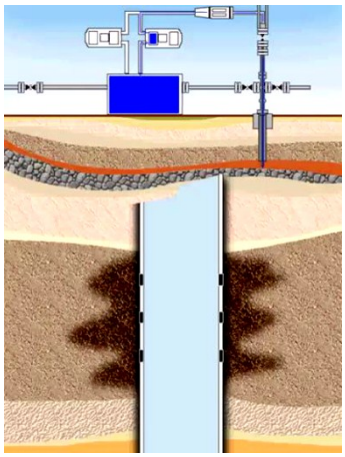


Рисунок 7 – Технология гидромониторного воздействия

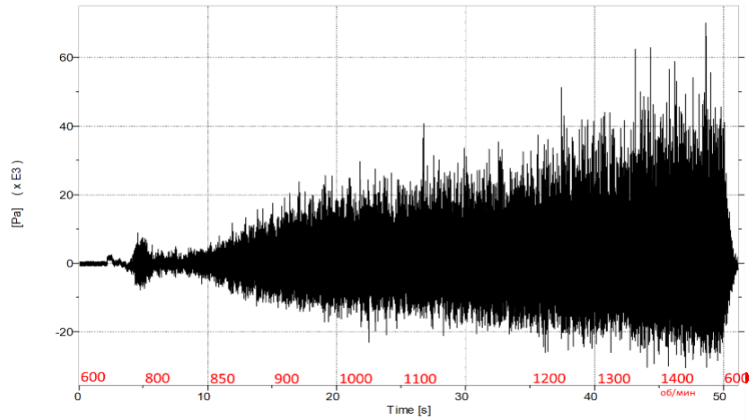


Рисунок 8 – Амплитудная характеристика ГМ-88 во времени в зависимости от оборотов двигателя насосного агрегата

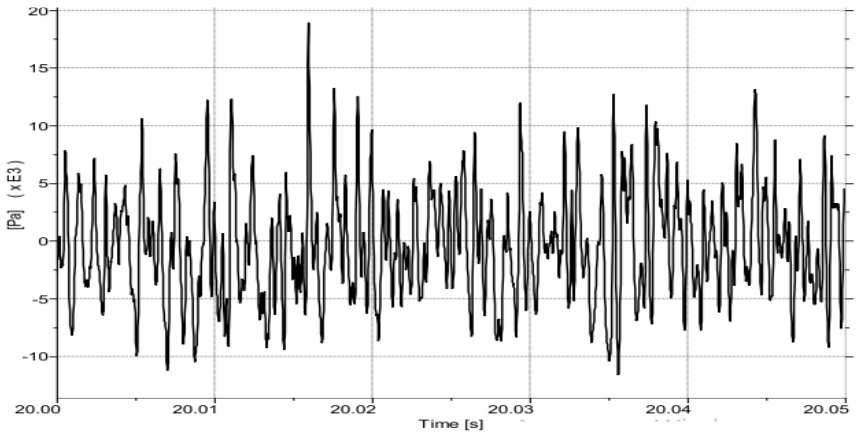


Рисунок 9 – График колебаний амплитуды аппарата ГМ-73 в зависимости от временного промежутка

Confirmations (Подтверждения).

С целью доказательства действенности описываемых методов проанализируем итоги внедрения на промышленных площадках нефтегазодобывающей отрасли.

Использование обработки призабойного участка с применением струйной технологии в компании «Сургутнефтегаз». В период с марта по июль 2025 года осуществлена программа опытно-промышленных испытаний данного метода на пяти эксплуатационных объектах. Результативность проведенных операций достигла стопроцентного показателя.

Таблица 3 – Внедрение призабойной обработки со струйным воздействием в ПАО «Сургутнефтегаз»

Месторождение	Пласт	Параметры работы скважины до проведения ОПЗ			Параметры работы скважины после проведения ОПЗ		
		$Q_ж$, м^3/сут	$Q_н$, т/сут	В, %	$Q_ж$, м^3/сут	$Q_н$, т/сут	В, %
Лянторское	АС-10	19	10	36	23	11,3	40
Фёдоровское	ЮС21	8	6,1	6	23	15,9	15
Западно-Сургутское	ЮС22	13	9,3	10	26	18,1	9
Талаканское	О2	1	0	95	28	5,5	76
Алинское	О2	18	14,2	5	53	30,6	30

Иллюстрация под номером 9 демонстрирует столбчатую диаграмму объемов извлекаемой нефти из скважины до применения и после внедрения метода струйного воздействия на пласт.

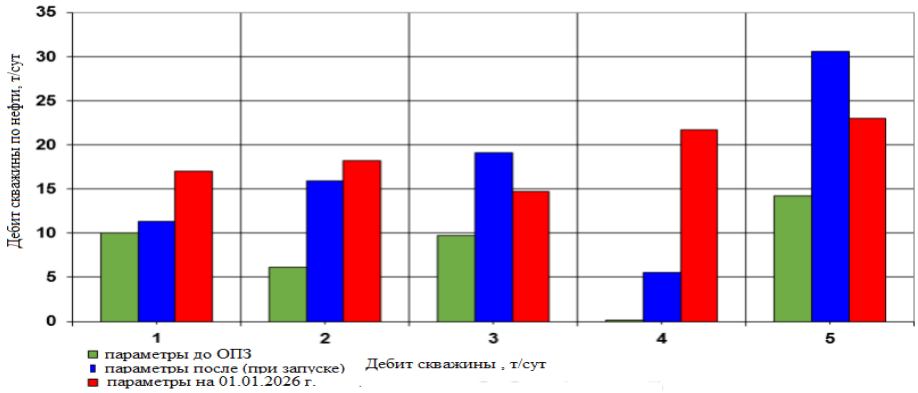


Рисунок 10 – Гистограмма нефтяных дебитов скважины до обработки и после применения струйной технологии

Выполненное исследование за временной промежуток 2023, 2024 и 2025 годов подтвердило значительную результативность используемого метода. Изображение 7 демонстрирует струйный аппарат перед опусканием в скважину, до обработки призабойной

зоны.



Рисунок 11 – Струйное устройство перед спуском в скважину, до ОПЗ

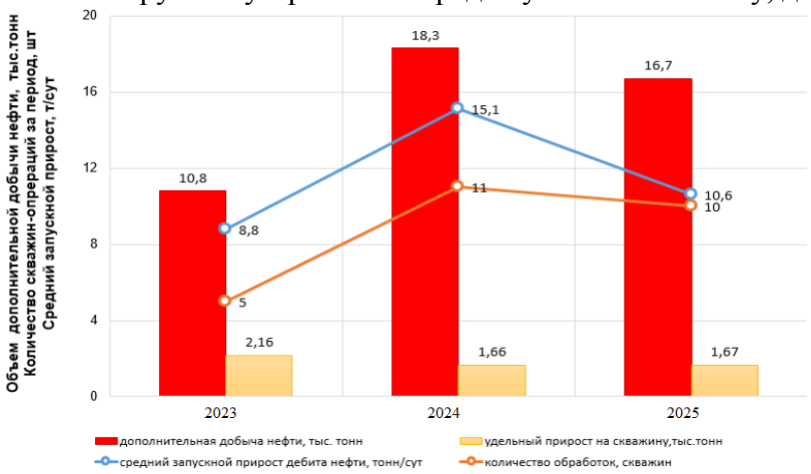


Рисунок 12 – Итоги промысловых операций

Использование призабойной обработки со струйным воздействием в акционерном обществе «Самотлорнефтегаз». В период с января по май 2025 года была выполнена программа опытных испытаний данного метода на четырех объектах. Эффективность мероприятий достигла стопроцентного показателя.

Таблица 4 – Применение ОПЗ с гидромониторным воздействием в ПАО «Сургутнефтегаз

Дата	Месторождение	Пласт	Т, С^{o}	$\mu_{пл.усл.}$, мПа·с	k, 10^{-3}, мкм^2	Дебит по нефти, т/сут	
						до ОПЗ	после ОПЗ
01.2025	Самотлорское	АВ4-5	14	57,2	37	1,4	9,1
02.2025		БВ8	33	42	14,5	3,8	13,9
03.2025		АВ1-2	24,7	51,98	32	4,31	9,18
05.2025		АВ4-5	20	260,1	258	0,419	3,5

Совокупная добавочная добыча за 2025 год после ГТМ ОПЗ достигла 3800 тонн. Средний показатель текущей дополнительной добычи нефти на одну скважину составил 950 тонн.

В интервале с июня по сентябрь 2025 года была осуществлена программа опытных испытаний методов стимуляции притока нефти с задействованием аппаратуры ГМ-88 «Москит» и П-94 «Геркулес» на трех участках терригенного типа. Эффективность операций составила 100%. Итоги промысловых работ показаны на рисунках ниже.

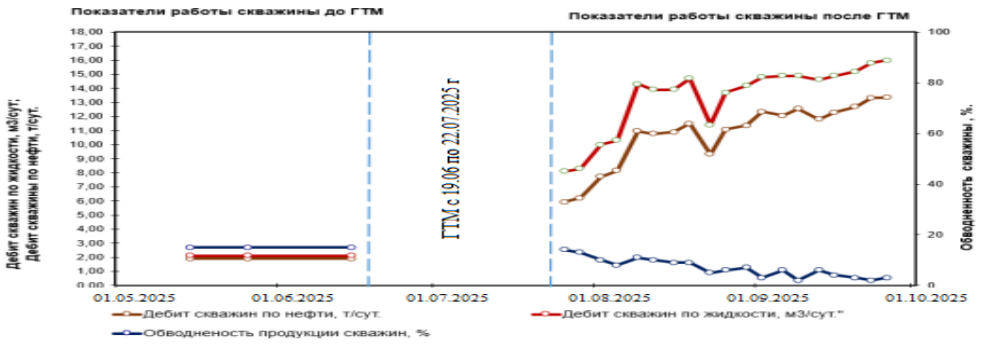


Рисунок 13 – Результаты по скважине 1100

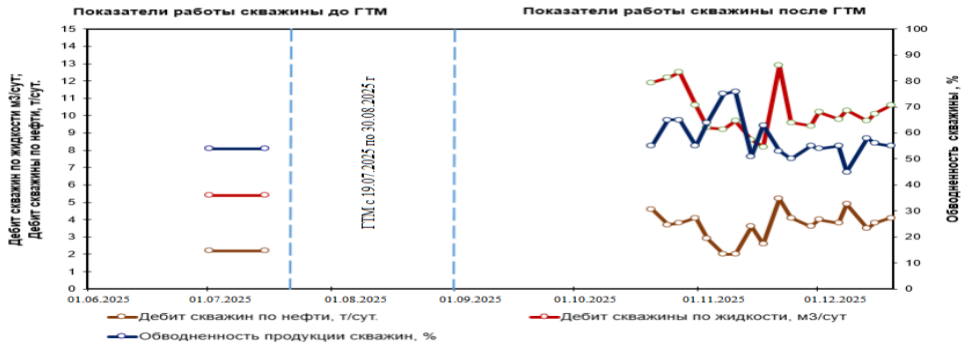


Рисунок 14 – Результаты по скважине 1153

В течение ноября и декабря 2025 года выполнялся проект опытных испытаний данного метода на двух участках с терригенным коллектором. На скважине 5211 операции проводились в шести интервалах ствола. Каждый такой промежуток подвергался обработке двумя кубами глинокислотного раствора. После нагнетания смеси следовала выдержка в течение четырех часов для реакции, затем освоение. Размещение струйного устройства в нужных интервалах дало возможность избирательно генерировать избыточное давление (от 20 до 55 атмосфер на целевой интервал продуктивного пласта).

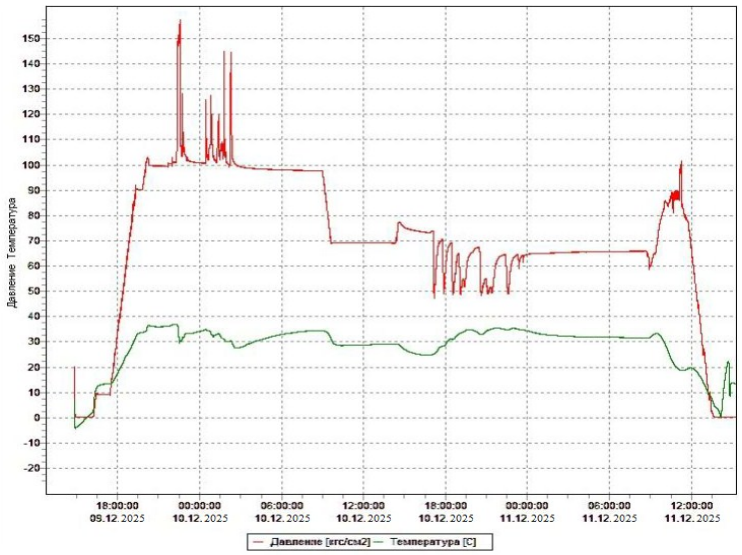


Рисунок 15 – Запись забойного манометра по горизонтальной скважине

Conclusions (Выводы)

Предложенная и обоснованная технология комплексной гидромониторной обработки пласта показала свою эффективность на всех обработанных объектах с нефтью повышенной и высокой вязкости.

Список использованных источников

1. Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтаськин А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71–76.
2. Каракетов А.В. Совершенствование установки ударного внутрискважинного вибросейсмического воздействия на залежь: Автореферат. Уфа. 2017. 24 с.
3. Манасян А.Э. Исследование и разработка комплексной волновой технологии увеличения текущей нефтедобычи (на примере Обошинского месторождения Самарской области). Тюмень, 2015. 22 с.
4. Никитин А.В., Рощин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.
5. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1. С. 7–10.

УДК 622.279.5(571.1)

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Д. Федотов

(ИНГ УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-12)

Аннотация. Статья посвящена технологии эксплуатации газовых скважин с использованием концентрических лифтовых колонн применительно к поздней стадии разработки сеноманской залежи Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Двухколонные лифтовые системы позволяют бороться с выносом пластовой жидкости и повышать эффективность отбора газа; в работе детально описаны технико-технологические особенности их применения. Анализ промысловых данных подтверждает целесообразность внедрения этой технологии при падающем пластовом давлении и обводнении скважин.

Ключевые слова: концентрическая лифтовая колонна, вынос жидкости, газодинамические исследования.

UDC 622.279.5(571.1)

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE RESULTS OF LATERAL TRUNK CUTTING ON THE EXAMPLE OF THE KAMCHATKA DEPOSIT

A.D. Fedotov

(Branch of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-12)

Abstract. This article examines concentric lift string technology for gas well operation during the late development stage of the Cenomanian reservoir at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. The study presents technical and technological characteristics of dual-string lift systems designed to address liquid removal challenges while enhancing gas production efficiency. Field data analysis demonstrates that this technology proves viable under conditions of declining reservoir pressure and progressive well watering.

Keywords: concentric lift string, liquid removal, gas dynamic studies.

Введение

Снижение пластового давления и рост обводненности продукции – характерные черты поздних стадий разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Традиционные однотрубные лифтовые колонны в подобных условиях зачастую не способны обеспечить критическую скорость газа, достаточную для выноса капельной жидкости с забоя. Жидкость накапливается в стволе скважины, дебит падает, работа становится нестабильной, а затем скважина останавливается.

Концентрические лифтовые колонны позволяют продлить период бескомпрессорной эксплуатации. Принцип их действия основан на изменении геометрии потока: газ движется по межтрубному пространству и центральной трубе. Скорость потока в критических сечениях возрастает, тогда как депрессия на пласт остается практически неизменной.

Материалы и методы

Исследование опирается на аналитические модели расчета критической скорости выноса жидкости, в частности методику Тернера и ее модификации. Проведен сравнительный анализ эффективности однотрубной и двухтрубной конструкций лифта. Оценку выполняли на основе гидродинамических параметров, типичных для сеноманских залежей: глубина скважин составляла 1000–1300 м, пластовое давление – 3–4 МПа, обводненность достигала 25%.

Результаты

Концентрическая лифтовая колонна состоит из двух коаксиально расположенных труб, которые спускают в эксплуатационную колонну (рисунок 1). Внутреннюю трубу диаметром 60–73 мм подвешивают на устье скважины, наружную (89–114 мм) фиксируют пакером. Газ проникает через перфорированный участок в межтрубное пространство, поднимается до головы лифта, а затем перетекает во внутреннюю трубу. Так формируются два параллельных канала для движения продукции.

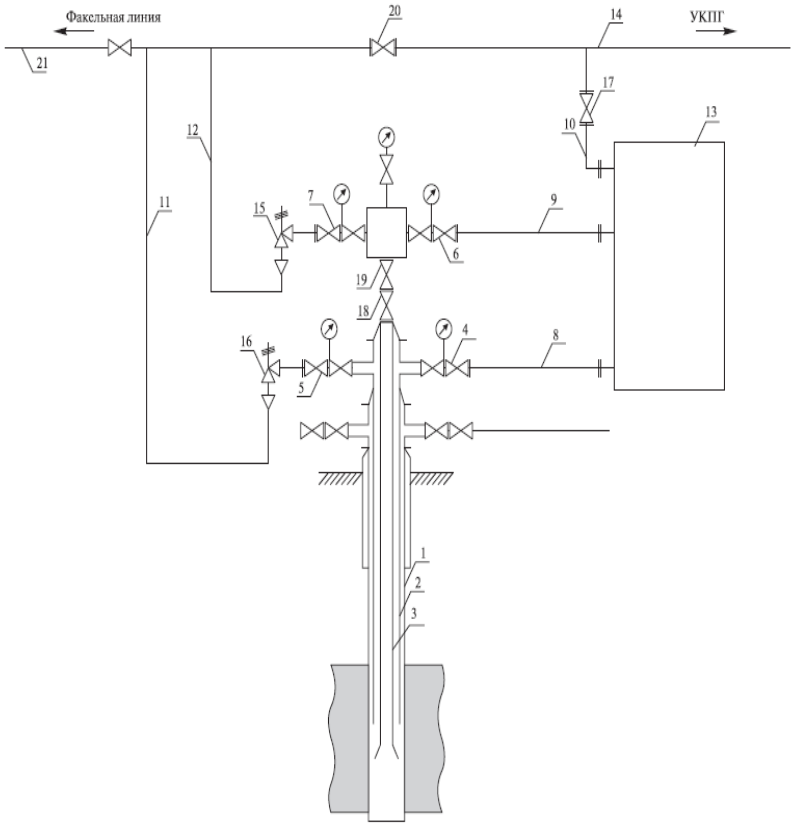


Рисунок 1 – Схема надземного и подземного оборудования скважины работающей по технологии КЛК

1 – ЭК; 2 – ОЛК; 3 – ЦЛК; 4, 5, 6, 7 – струнные задвижки; 8 – 12 – трубопроводы устьевой обвязки; 13 – управляющий комплекс; 14 – ГСК; 15, 16 – регулируемые дроссели; 17 – запорная арматура; 18 – коренная задвижка ФА; 19 – надкоренная задвижка ФА; 20 – задвижка ГСК; 21 – факельная линия

Увеличение скорости газа в межтрубном зазоре составляет основу физического эффекта: гидравлический диаметр здесь значительно меньше, чем в стандартной однотрубной колонне. Капли жидкости удерживаются во взвешенном состоянии при более низком пластовом давлении.

Критическая скорость газа $v_{кр}$, обеспечивающая вынос капель жидкости, определяется по формуле Тернера с поправкой на реальные условия:

$$v_{кр} = \frac{1{,}5 * \sqrt[4]{\sigma(\rho_ж - \rho_г)g}}{\sqrt{\rho_г}}$$

где σ – поверхностное натяжение на границе газ–жидкость, $\rho_ж$ и $\rho_г$ – плотности жидкости и газа, g – ускорение свободного падения.

Концентрическая колонна достигает критической скорости потока $v_{кр}$, благодаря сужению площади поперечного сечения. Расход газа сохраняется, скорость возрастает обратно пропорционально площади. Эквивалентная скорость потока в двухтрубной системе рассчитывается с учетом параллельного движения по межтрубному каналу и внутренней трубе. Расчеты для скважин глубиной 1200 м при пластовом давлении 3,5 МПа и обводненности 15% дали следующие результаты:

- Однотрубная колонна диаметром 114 мм требует дебита не менее 85 тыс. м³/сут для достижения критической скорости газа.
- Концентрическая колонна 60/89 мм снижает критический дебит до 55 тыс. м³/сут.

С помощью такого решения период, когда скважина работает стабильно, становится больше на 35 - 40 % по объему добычи. И скважину можно использовать при более низких значениях пластового давления без применения компрессоров.

Если точно выбрать диаметры труб, глубину их размещения и точку, где находится пакер, то метод будет результативным. Для жесткой концентрической колонны внутреннюю трубу опускают до зоны, где находятся отверстия в пласте, а пакер ставят выше. Подобную схему используют, когда давление в пласте является низким. При использовании варианта с плавающей головой внутренняя труба не доходит до пакера. С этой конструкцией проводить монтаж проще, но жидкость удаляется менее эффективно.

Если в среде находится много химически активных веществ (CO_2 , H_2 S), то применяют материалы, которые не разрушаются под их воздействием. К ним относятся стали с нержавеющими свойствами и стеклопластик.

На объектах, к которым относится Бованенковское месторождение, полученые сведения в ходе практического применения концентрических лифтов показывают увеличение в 1,5–2 раза благодаря снижению гидратообразования и пульсаций потока, объемы ингибиторных обработок сократились на 20–30%, а режимное управление скважиной стало доступно для автоматизации.

Вывод

Когда месторождения газа находятся на этапе завершения разработки, пластовое давление становится низким, а количество воды в продукции увеличивается. В таких условиях специалисты используют концентрические лифтовые колонны для добычи. Если диаметр канала, по которому движется поток, становится меньше, то скорость газа возрастает. За счет этого газ движется стабильно при разных объемах добычи. Для удаления жидкости требуется меньше продувок и защитных веществ, поэтому скважины работают без компрессоров дольше. На северных территориях газ добывать сложно, так как низкие температуры мешают выносу жидкости. Но этот метод помогает эффективно работать в таких условиях. И предприятия получают пользу, если массово применяют данную технологию.

Подтверждение

То, что метод является технически пригодным и приносит доход, доказывают итоги опытно-промышленных работ. Эти сведения есть в отчетах отрасли и в документах ПАО «Газпром», которые содержат правила и нормы.

Список использованных источников

1. Вяхирев, Р.И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1999. – 412 с.
2. Тернер Р.Г., Хаббард М.Г., Дьюкер А.Е. Критические параметры выноса жидкости из газовых скважин // Нефтегазовое обозрение, 2019. – № 4. – С. 45–52.
3. Бухгалтер Э.И., Кустышев А.В. Технология эксплуатации газовых скважин с концентрическими лифтовыми колоннами // Газовая промышленность, 2021. – № 3. – С. 28–33.
4. Истомин В.А., Хаустов А.П. Разработка газовых месторождений на поздней стадии. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – 312 с.
5. Филиппов А.А., Медведев П.Ю. Анализ эффективности двухтрубных лифтовых систем на месторождениях Крайнего Севера // Нефть и газ, 2022. – № 6. – С. 72–78.
6. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам: Р Газпром 2-3.3-556-2011. – М., 2011. – 24 с.
7. СТО Газпром 2-3.5-1125-2019. Скважины газовые и газоконденсатные. Правила эксплуатации при наличии пластовой жидкости. – М.: ООО «Газпром экспо», 2019.

УДК 614.83:665.6

СИНЕРГИЗМ ВЛИЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПОПУТНОГО ГАЗА НА ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ МЕТАНОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ В СИСТЕМАХ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Д.Р. Фокин

(ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский государственный технологический институт (технический университет)", аспирант)

Аннотация: В статье рассматривается проблема изменения взрывобезопасных свойств газовоздушных сред в системах сбора и подготовки нефти, обусловленная многокомпонентным составом попутного нефтяного газа (ПНГ). Показано, что присутствие тяжелых углеводородов (С2–С5+) в метановоздушных смесях приводит к синергетическим эффектам, которые не учитываются при оценке рисков для однокомпонентных газоанализаторов. Наличие этана, пропана и бутанов расширяет область взрывоопасных концентраций и снижает энергию зажигания смеси. Обоснована необходимость корректировки порогов срабатывания систем газового контроля, требований к вентиляции и регламентов подготовки оборудования к ремонту с учетом фактического компонентного состава ПНГ конкретных месторождений.

Ключевые слова: Синергизм газов, метан, взрывобезопасность, газ, безопасность нефтяных месторождений, нижний концентрационный предел распространения пламени, окислительные процессы, горение.

UDC 614.83:665.6

SYNERGISM OF THE INFLUENCE OF HYDROCARBON COMPONENTS OF ASSOCIATED GAS ON THE EXPLOSION SAFETY OF METHANE-AIR MIXTURES IN OIL COLLECTION AND TREATMENT SYSTEMS

D.R. Fokin

(St. Petersburg State Institute of Technology (Technical University), postgraduate student)

Abstract: The article discusses the problem of changing the explosion-proof properties of gas-air media in oil collection and treatment systems due to the multicomponent composition of associated petroleum gas (APG). It is shown that the presence of heavy hydrocarbons (C2–C5+) in methane-air mixtures leads to synergistic effects that are not taken into account when assessing risks for single-component gas analyzers. The presence of ethane, propane, and butanes expands the range of explosive concentrations and reduces the ignition energy of the mixture. The necessity of adjusting the thresholds of operation of gas control systems, ventilation requirements and

regulations for the preparation of equipment for repair, taking into account the actual component composition of APG of specific deposits, is substantiated.

Keywords: Gas synergism, methane, explosion safety, gas, safety of oil fields, lower concentration limit of flame propagation, oxidative processes, gorenje.

Обеспечение безопасной эксплуатации объектов добычи, сбора и подготовки нефти является критически важной задачей, поскольку технологические процессы сопровождаются выделением и возможным накоплением горючих газов. Основную опасность представляют метановоздушные смеси, образующиеся при утечках, разгерметизации оборудования, в системах сепарации и в резервуарных парках.

Ключевой характеристикой, определяющей пожаровзрывоопасность таких сред, является нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР) — минимальное содержание горючего газа в смеси с окислителем, при котором возможно воспламенение и устойчивое распространение пламени. Для индивидуальных веществ эти величины хорошо известны, но в процессе эксплуатации возможность существования однокомпонентных газовых смесей сводится к минимуму.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой многокомпонентную смесь, состав которой варьируется в широких пределах в зависимости от месторождения и стадии его эксплуатации . Помимо метана , в состав ПНГ входят этан, пропан , бутаны, пентаны, а также неуглеводородные компоненты (азот, диоксид углерода, сероводород) . Кроме того, в технологиях интенсификации нефтедобычи, на установках подготовки газа и при продувках оборудования возможно присутствие водорода

Присутствие даже небольших количеств высокореакционных компонентов способно существенно изменить параметры воспламенения базовой метановоздушной смеси.[1] Инструментами предупреждения аварийных ситуаций является постоянный контроль газоанализаторами для прогнозирования НКПР. Для расчета многокомпонентных смесей используется правило Ле-Шателье, которое предполагает аддитивность свойств компонентов. Однако, как показывают исследования в области физики горения, для многих бинарных и многокомпонентных систем наблюдается отклонение от аддитивности, обусловленное синергетическими эффектами — нелинейным взаимодействием компонентов, влияющим на кинетику цепных реакций горения.

В работах В.А. Бунева и В.С. Бабкина [2] было показано, что правило Ле-Шателье может не выполняться для сложных смесей, особенно при наличии компонентов с существенно различающейся реакционной способностью

Методология исследования [3] включает теоретическое моделирование и экспериментальную верификацию. Концентрационный интервал варьирования компонентов (шаг 10 об.%) выбран исходя из условия достаточности для установления характера зависимости НКПР от состава углеводородной смеси и оценки синергетических эффектов.

Для расчета НКПР смеси использовалось правило Ле Шателье в формуле:

$$\text{НКПР}_{\text{смеси}} = \frac{100}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\varphi_i}{\text{НКПР}_i}},$$

где φ_i-Объемная доля i-го компонента в смеси, выраженная в процентах; НКПР_i- Нижний концентрационный предел распространения пламени для чистого i-го компонента (в % об.).

Получение экспериментальных данных проводилось на установке по определению концентрационных пределов распространения пламени в газовоздушных смесях (Рис.1). [4]

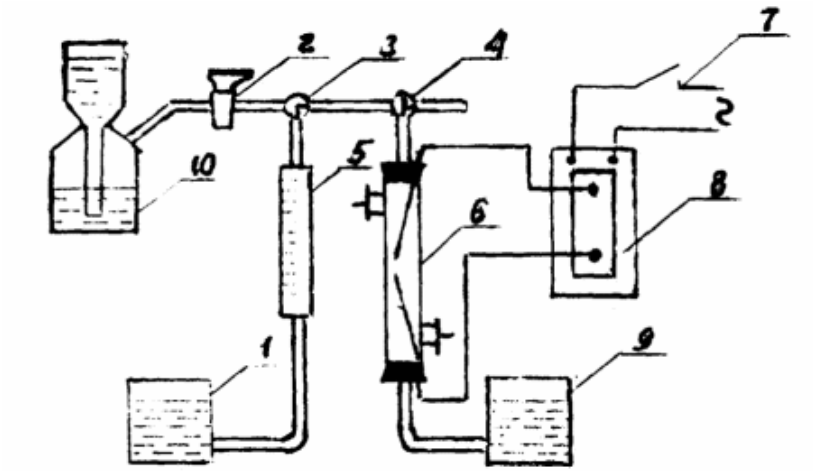


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки для определения концентрационных пределов распространения пламени

Влияние синергизма углеводородных компонентов попутного газа на параметры взрывобезопасности метановоздушных смесей позволяет сформулировать следующие основные положения, имеющие значение для безопасной эксплуатации объектов нефтяных месторождений:

Синергизм в многокомпонентных топливных смесях проявляется в изменении кинетики химических реакций горения и распространения пламени. В контексте смесей метана с углеводородами ПНГ (этан, пропан, бутан) механизм влияния на взрывобезопасность реализуется через два ключевых фактора:

1. Расширение области взрывоопасных концентраций. Присутствие тяжелых углеводородов со значительно более низкими НКПР, чем у метана, понижает общий нижний предел распространения пламени смеси. Это означает, что газовая смесь становится взрывоопасной при меньших объемных долях газа в воздухе, чем чисто метановая.
2. Снижение энергии зажигания. Тяжелые углеводороды (особенно пропан и бутан) требуют меньшей энергии для поджигания по сравнению с метаном. Они также снижают температуру самовоспламенения смеси. Это приводит к тому, что источник зажигания, безопасный для метановоздушной среды (например, искра от электрооборудования или разряд статического электричества), может оказаться достаточным для инициирования взрыва смеси

Системы автоматического газового контроля на объектах нефтедобычи часто настраиваются на пороги срабатывания, ориентированные на метан. При наличии в газе значительных прмесей, аварийные предупредительные сигналы должны подаваться при более низких объемных долях газа в воздухе. Рекомендуется пересмотр установок газоанализаторов с учетом фактического компонентного состава ПНГ конкретного месторождения, стремясь к порогу, ориентированному на газ с наименьшим НКПР. [5]

При проведении ремонтных работ на трубопроводах и емкостях, содержащих ПНГ, метод продувки инертным газом (азотом) должен обеспечивать полное вытеснение не только метана, но и сорбированных тяжелых углеводородов. Остаточные пленки конденсата при испарении могут создавать локальные взрывоопасные концентрации, не фиксируемые анализаторами, настроенными на метан. Регламенты подготовки оборудования к ремонту должны включать более длительные циклы пропарки и продувки, а также лабораторный контроль остаточной концентрации тяжелых углеводородов.[6,7]

Список литературы

1. В. М. Шварцберг, В. А. Бунев, “Исследование синергетических эффектов в пламенах смесей метана и монооксида углерода с воздухом”, *Физика горения и взрыва*, **57**:5 (2021), 3–137; *Combustion, Explosion and Shock Waves*, 57:5 (2021), 511–520

2. Ивахнюк, Г. К. Синергизм влияния углеводородного газа на окислительные процессы метановоздушных смесей / Г. К. Ивахнюк, Д. Р. Фокин // Нефтегазохимия - 2025 : Материалы VIII Международного научно-технического форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке, Минск, 03–05 декабря 2025 года. – Минск: Белорусский государственный технологический университет, 2025. – С. 43-47. – EDN NYIXPX.

3. Редин В.И., Антоненков А.Г.Определение концентрационных пределов распространения пламени в газовоздушных смесях: Методические указания. СПбГТИ(ТУ),2008. 17 с.

4. Bunev, V.A., Babkin, V.S. Limits of the propagation of a wave for single-component oxidizers. *Combust Explos Shock Waves* **13**, 397–398 (1977).

5. Nolan, D.P.. (2011). Handbook of Fire and Explosion Protection Engineering Principles. 10.1016/C2009-0-64221-5.

6. Бард В.А., Кузин А.В. Предупреждение аварий в нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах. М.: Химия, 2009. 356 с.

7. Бесчастнов М.В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. - М.: Химия. 2011. 432 с.

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ НА ОБЪЕМ ЕЕ ДОБЫЧИ

А. А Хабирова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-13)

Аннотация. В статье рассмотрены особенности многоступенчатой сепарации нефти в промысловых условиях и проведён сравнительный анализ контактного и дифференциального методов разделения. Показано влияние давления, температуры и числа ступеней сепарации на объём и свойства дегазированной нефти. Предложен подход к выбору оптимальных давлений на отдельных ступенях на основе анализа констант фазового равновесия компонентов углеводородной смеси. Установлено, что увеличение числа ступеней контактной сепарации позволяет приблизить процесс к дифференциальному режиму и повысить эффективность извлечения нефти.

Ключевые слова: многоступенчатая сепарация, контактная сепарация, дифференциальная сепарация, фазовое равновесие, константа равновесия K, оптимизация давления сепарации.

UDC 622.276

INFLUENCE OF OIL SEPARATION CONDITIONS ON ITS PRODUCTION VOLUME

A. A. Khabirova

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-13)

Abstract. This article examines the features of multistage oil separation under field conditions and provides a comparative analysis of contact and differential separation methods. The influence of pressure, temperature, and the number of separation stages on the volume and properties of degassed oil is demonstrated. An approach to selecting optimal pressures at individual stages is proposed based on an analysis of the phase equilibrium constants of hydrocarbon mixture components. It is established that increasing the number of contact separation stages allows the process to approach differential operation and improves oil recovery efficiency.

Keywords: multistage separation, contact separation, differential separation, phase equilibrium, equilibrium constant K, separation pressure optimization.

В условиях высокого давления в скважине сырая нефть содержит большое количество растворенного газа. В ходе разработки месторождения первой установкой является комплекс сепараторов, позволяющих отделять газ и воду от извлекаемой сырой нефти. По мере подъема нефти на поверхность давление постепенно снижается, что приводит к

высвобождению растворенного газа из сырой нефти. В зависимости от изменений давления и температуры соотношение высвобожденного газа и извлеченной сырой нефти будет меняться. Контролируемое разделение должно быть направлено на максимизацию количества извлеченной сырой нефти, поскольку это является основной целью рациональной добычи, достигаемой за счет:

– отделения легких углеводородов от сырой нефти (метана и этана) и азота;

– максимального извлечения промежуточных фракций, т. е. пропана, бутана и пентана;

– получения более тяжелых компонентов в жидком виде и их переноса на последующие этапы процесса разработки.

Эффективность газонефтяного разделения зависит не только от качества сепараторов, но и от условий, в которых происходит процесс, т. е. давления и температуры разделения. Таким образом, процесс разделения влияет на количество извлеченной нефти и, следовательно, на степень истощения ресурсов. Характер изменений объема нефти на пути от месторождения к резервуару для хранения определить сложно – это, безусловно, не простой процесс. Предполагается, что он наиболее близок к неизотермическому контактному процессу, где отделенный газ остается в контакте с нефтью.

Минимизация потерь углеводородов в газовом потоке и максимизация извлечения в жидкой фазе могут быть достигнуты двумя методами:

- дифференциальным – при котором газ отделяется от нефти, а извлечение углеводородов в жидкой фазе высокое;

- контактным – также известным как равновесный, при котором большая часть тяжелых углеводородов вместе с газом переходит на следующие этапы разделения в условиях равновесия [2].

Фундаментальное различие между этими двумя методами заключается в том, что при контактном методе газ, отделенный от нефти, остается в равновесии с нефтью, и общий состав смеси не изменяется. При дифференциальном методе отделенный газ удаляется из испытательной камеры на каждом этапе изменения давления, что приводит к непрерывному изменению химического состава смеси. Углеводородная смесь, остающаяся в камере, становится богаче более тяжелыми компонентами с одновременным увеличением молярной массы. Если оба эксперимента, то есть дифференциальный и контактный, проводятся в изотермических условиях при одинаковых шагах давления, то при самом низком давлении получаются разные объемы жидкости.

Для низколетучей нефти, в которой растворенный газ состоит преимущественно из метана и этана, объемы жидкости, полученные обоими методами, практически одинаковы. Для более летучей нефти, содержащей большее количество промежуточных углеводородов, таких как бутан и пентан, объемы жидкости, полученные на заключительном этапе испытания, значительно различаются. В целом, при контактном методе выделяется больше газа, чем при дифференциальном, что приводит к меньшему объему жидкости, полученному при контактном методе.

Оба метода исследования представляют собой упрощение процессов, происходящих при разделении нефти и газа. Также не всегда верно, что контактное разделение производит меньшее количество жидкости, чем дифференциальное разделение. Однако следует признать, что оба метода разделения производят разное количество жидкости на заключительном этапе, но эти различия должны быть физически измерены в ходе эксперимента. Для адекватного описания явлений разделения и изменений объема отдельных фаз лучше использовать оба метода.

Общепринято, что дифференциальный метод лучше описывает разделение нефти в пласте при пластовых давлениях ниже давления насыщения нефтью, в то время как характер изменений объема, происходящих между пластом и резервуаром в неизотермических условиях, более точно описывается контактным методом. В одном сепараторе отделенный газ остается в равновесии с нефтью в течение определенного периода – аналогично

контактному методу. В случае двух или более сепараторов газ физически отделяется в первом сепараторе, а нефть – во втором. Такое физическое разделение газа и нефти больше соответствует дифференциальному методу ПВТ-исследований, с той разницей, что оно происходит при разных температурах. По этой причине на нефтяных месторождениях используется многоступенчатая сепарация нефти и газа, поскольку дифференциальная сепарация позволяет получить больший конечный объем нефти, чем сопоставимый контактный метод. Эти соображения подтверждают, что количество извлеченной нефти в резервуаре зависит – помимо условий сепарации – также от метода сепарации.

При дифференциальной сепарации легкие фракции постепенно (почти полностью) отделяются от нефти на последующих стадиях сепарации – по мере снижения давления потока нефти – и не контактируют с более тяжелыми углеводородными фракциями. При контактной сепарации фракции, отделенные от нефти, поддерживаются в контакте с жидкой фазой, поскольку между этими двумя фазами устанавливается термодинамическое равновесие, и сепарация происходит при определенном, требуемом давлении.

При сравнении вышеуказанных методов следует отметить, что дифференциальная сепарация обеспечивает максимальное извлечение более тяжелых углеводородов (из промежуточных и тяжелых групп) и минимальное уменьшение объема пластовой нефти в резервуаре. Это объясняется тем, что сепарация легких углеводородных фракций происходит на более ранних стадиях, при более высоком давлении [4].

Таким образом, в сепараторах низкого давления вероятность потерь тяжелых углеводородов одновременно с легкими фракциями сводится к минимуму. В итоге, контактная сепарация дает худшие результаты, чем дифференциальная, поскольку в условиях фазового равновесия она создает большую вероятность потерь тяжелых углеводородов одновременно с легкими фракциями.

Промышленная сепарация нефти по дифференциальному методу не используется, поскольку считается достаточно затратной. На практике используется контактный процесс с небольшим количеством ступеней сепарации. Как показано в таблице 1, четырех- или пятиступенчатая контактная сепарация дает результаты, аналогичные дифференциальной сепарации.

Таблица 1 - Зависимость степени сходства контактной и дифференциальной сепарации от количества ступеней разделения [1]

Количество степеней разделения	Степень сходства между контактным и дифференциальным методами, %
2	0
3	75
4	90
5	96
6	98,5

Промышленная высокотемпературная сепарация сырой нефти представляет собой многоступенчатую контактную систему, где несколько ступеней работают последовательно при постепенно снижающемся давлении. Количество ступеней зависит от плотности сырой нефти, показателя газовой фазы и динамического давления. Высокая плотность, высокое динамическое давление и показатель газовой фазы требуют большего количества ступеней сепарации (от 3 до 4). Хотя использование пяти и более ступеней приводит к несколько большему извлечению нефти из резервуара, результирующая разница в объеме нефти не покрывает затраты на расширение установки.

Поверхностные условия сепарации, т.е. давление и температура, играют ключевую роль в количестве извлеченной нефти в резервуаре. Поддержание заданного давления сепарации проще по сравнению с установлением температуры сепарации, которая является функцией температуры окружающей среды.

Большинство методов, используемых для оптимизации процесса сепарации, основаны на принципах термодинамического равновесия двух фаз: газа и жидкости, но этот метод не учитывает исходный состав пластовой сырой нефти или другие свойства смеси. Фазовое равновесие определяется средним давлением сепарации, значением, при котором в резервуаре для хранения достигается максимальное количество нефти, а также минимальный газовый показатель и плотность нефти. Важную роль здесь играют результаты полевых испытаний и лабораторных исследований. Другие предлагаемые методы сепарации основаны на получении максимального количества жидкости или минимизации затрат на повторное сжатие сепараторного газа (при низком давлении) до давления на входе – в последнем случае решающим фактором является требуемая минимальная мощность компрессора. Опыт в этой области показывает, что оптимизация мощности компрессора, которая оказывает очень малое влияние на количество и плотность нефти, не так проста, как максимизация нефтеизвлечения.

Новый метод выбора условий многоступенчатой нефтесепарации основан на анализе констант равновесия K в фазовом равновесии нефти и газа.

Константа равновесия K – это отношение концентрации компонента в газовой фазе к его концентрации в жидкой фазе. Для более летучих компонентов смеси значение этой константы больше 1, а для менее летучих компонентов – меньше 1 [3].

Схема процесса разделения нефти на третьей стадии представлена на рисунке 1. Нефть из скважины поступает в сепаратор первой стадии, где при условиях равновесия P1 и T1 газ отделяется от нефти. Отделенный газ может быть использован, а нефть, насыщенная оставшимся газом при условиях P1 и T1, поступает на вторую стадию разделения при более низком давлении P2 и температуре T2.

В зависимости от количества стадий разделения процесс повторяется до достижения резервуара-накопителя. Для процесса разделения на третьей стадии в последовательных стадиях с постепенно снижающимся давлением показана процедура расчета параметров разделения нефти на основе анализа изменений констант равновесия.

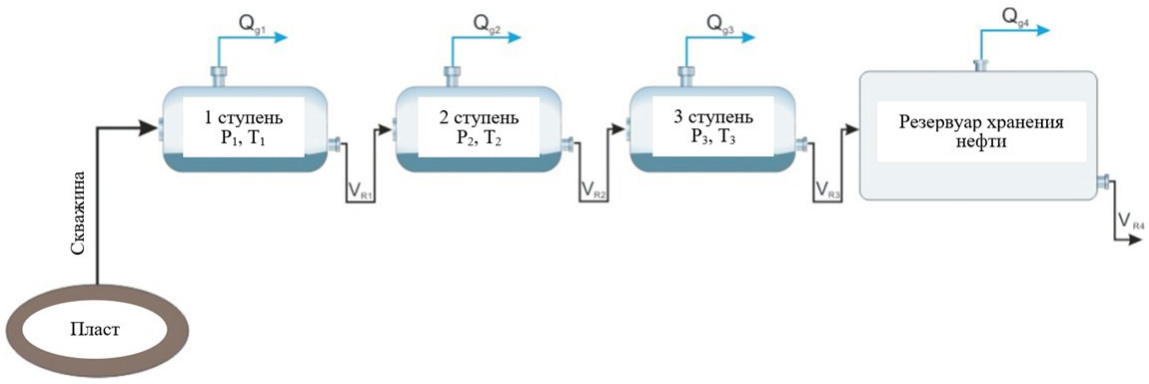


Рисунок 1 - Схема трехступенчатого процесса разделения нефти [5]

Для известного состава входного потока смеси на первую стадию разделения и условий работы этого сепаратора относительные пропорции компонентов смеси могут быть рассчитаны с использованием уравнения состояния газа. Оптимизация условий разделения, в частности давления разделения для отдельных ступеней, может быть выполнена следующим образом:

1. Изменяйте давление разделения на первой ступени и исследуйте изменения константы равновесия K предпочтительных компонентов, например, метана, н-пентана, фракции C7+, а также количества и плотности дегазированной сырой нефти в резервуаре – в зависимости от давления разделения. Подходящее давление разделения на первой ступени – это давление, при котором константы равновесия K для метана, н-пентана и плотности сырой нефти минимальны, а для остальных компонентов достигают максимальных значений.

2. После определения давления разделения на первой ступени на шаге 1, измените давление разделения на второй ступени и действуйте так же, как и в предыдущем случае. Подходящее давление разделения на второй ступени – это давление, при котором константы равновесия K достигают значений, как на шаге 1.

Таким образом, разделение сырой нефти, или отделение газа от сырой нефти, — это процесс, направленный на получение максимально возможного объема дегазированной сырой нефти с наиболее благоприятными свойствами, то есть богатой легкими и средними углеводородами. Этот эффект достигается за счет многоступенчатого разделения, особенно для летучей сырой нефти, богатой легкими и промежуточными углеводородными компонентами.

Список использованных источников:

1. Власов, В. Г. Подготовка и переработка нефтей : учебное пособие / В. Г. Власов. - Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. - 328 с.

2. Гареев, А. А. К вопросу о процессе сепарации / А. А. Гареев // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 2. – С. 94-98.

3. Гасанов, Ф. Г. Анализ системы сепарации в добыче нефти и газа / Ф. Г. Гасанов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – № 1. – С. 29-33.

4. Данилов, А. М. Книга для чтения по переработке нефти : учебное пособие / А. М. Данилов. - СПб : Химиздат, 2024. - 352 с.

5. Повышение эффективности процессов переработки нефти с использованием методов математического моделирования : монография / И. В. Пискунов, В. М. Капустин, Е. А. Чернышева, Н. Ю. Башкирцева ; под ред. О. Ф. Глаголевой ; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. - 2-е изд. - Казань : Изд-во КНИТУ, 2023. - 384 с.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПЛАСТОВ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЁТОМ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПЛАСТОВ

И.Н. Хакимзянов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

А.А.М. Ал-Шуваили

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-12)

Аннотация: Одним из наиболее распространённых и технологически обоснованных методов воздействия на пласт является обработка призабойной зоны кислотными составами. Кислотные обработки позволяют удалять продукты загрязнения, растворять карбонатные включения и цементирующие вещества, а также формировать дополнительные фильтрационные каналы, что способствует увеличению проницаемости и росту дебита добывающих скважин. Однако эффективность данных мероприятий в значительной степени определяется геолого-физическими условиями, типом коллектора, составом пластовых флюидов и правильным подбором кислотных реагентов и режимов обработки. В связи с этим возникает необходимость научно обоснованного подхода к выбору и применению кислотных обработок на конкретных объектах разработки.

Ключевые слова: терригенные коллекторы; призабойная зона пласта; кислотные обработки; проницаемость; неоднородность; Ватьеганское месторождение.

UDC 622.276

RATIONALE FOR THE SELECTION OF ACID COMPOSITIONS FOR THE VATYEGAN DEPOSIT RESERVOIRS, TAKING INTO ACCOUNT THE LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL FEATURES OF THE RESERVOIRS

I.N. Khakimzyanov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)

A.A.M. Al-Shuwaili
(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group MGR12-24-12)

Abstract: One of the most common and technologically sound methods of reservoir stimulation is the treatment of the near-wellbore zone with acidic compounds. Acidic treatments remove contaminants, dissolve carbonate inclusions and cementing agents, and create additional filtration channels, thereby increasing permeability and boosting the flow rate of producing wells. However, the effectiveness of these treatments is largely determined by geological and physical conditions, reservoir type, formation fluid composition, and the proper selection of acid reagents and treatment modes. Therefore, a scientifically sound approach to the selection and application of acidic treatments at specific development sites is required.

Key words: terrigenous reservoirs; bottomhole formation zone; acid treatments; permeability; heterogeneity; Vateganskoye field.

Эффективность разработки нефтяных месторождений, сложенных терригенными коллекторами, в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны добывающих скважин и степенью сохранности её фильтрационно-емкостных свойств [1]. В процессе эксплуатации скважин происходит ухудшение проницаемости призабойной зоны вследствие кольматации порового пространства механическими примесями, миграции и переотложения глинистых частиц, образования асфальтосмолопарафиновых отложений, а также выпадения неорганических солей и продуктов химических реакций [2]. Указанные процессы особенно интенсивно проявляются в условиях терригенных коллекторов, характеризующихся сложным минералогическим составом и высокой литолого-фациальной неоднородностью [3].

Продуктивные пласты Ватьеганского месторождения представлены преимущественно терригенными отложениями, сложенными песчаниками, алевролитами и глинистыми породами различной зернистости, с глинистым цементом каолинит-хлорит-гидрослюдистого состава. Данные пласты отличаются широким диапазоном фильтрационно-емкостных характеристик, значительной водоудерживающей способностью и неоднородностью распределения проницаемости как по разрезу, так и по площади. Наличие локальных карбонатных прослоев, а также различная степень уплотнения пород дополнительно усложняют выбор оптимальных методов воздействия на призабойную зону [4].

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин в период опробования показывает, что наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладает объект $АВ_{1-3}$. Наименьшие средние значения гидродинамических параметров и дебитов жидкости отмечены по объектам $БВ_7^1$ и $ЮВ_1$.

По объекту $АВ_{1-3}$ коэффициент проницаемости достигает $79 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 при среднем значении $42{,}0 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, гидропроводность – 122,1·мкм^2·см/(мПа·сек) при среднем значении 28,1·мкм^2·см/(мПа·сек). Дебит нефти по объекту $АВ_{1-3}$ в диапазоне изменения от 0,3 до 155,0 м^3/сут. Среднее значение коэффициента продуктивности составляет 1,11 м^3/(сут·МПа).

По объекту $АВ_8$ коэффициент продуктивности и гидропроводность определены в одной скважине 23Р и составляют соответственно 0,5 м^3/(сут·МПа) и 7,5 мкм^2·см/(мПа·сек). Приток чистой нефти получен в 2 скважинах, пластовой воды в 10 скважинах, приток воды с нефтью в 2 скважинах и по скважине 150Р отмечена пленка нефти. Средний дебит нефти составляет 23,5 м^3/сут, воды – 18,8 м^3/сут.

По объекту $БВ_{1-2}$ определили коэффициент проницаемости, гидропроводность и коэффициент продуктивности, средние значения которых составили соответственно $8{,}0 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, 5,4 мкм^2·см/(мПа·сек), 0,4 м^3/(сут·МПа). Дебит нефти изменяется от 0,1 до 61,2 м^3/сут и в среднем составляет 15,8 м^3/сут. Средний дебит воды – 13,6 м^3/сут при интервале 0,8 – 32,3 м^3/сут.

В ходе опробования объекта $БВ_6$ получили 2 притока чистой нефти дебитами 1,8 (скв. 4П) и 3,5 (скв. 14Р) м^3/сут, 5 притоков чистой воды дебитами от 1,5 до 37,6 м^3/сут и 2

притока нефти с водой дебитами 12 (скв. 14Р) и 13,8 (скв. 34Р) $м^3$/сут. Гидродинамические параметры не определены.

По объекту $БВ_7^1$ значения гидропроводности, проницаемости и коэффициента продуктивности определены только по скважине № 25Р и составили 3,3 $мкм^2$·см/(мПа·сек), $4{,}0 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$ и 0,02 $м^3$/(сут·МПа) соответственно. Дебит нефти изменяется в пределах 0,1-16,3 $м^3$/сут при среднем значении 9,0 $м^3$/сут. Дебит воды изменяется в диапазоне от 3,6 до 10,6 $м^3$/сут и в среднем составляет 7,5 $м^3$/сут.

По объекту $БВ_{10}$-Ач значение гидропроводности определено только в скважине № 47 и равно 49 $мкм^2$·см/(мПа·сек). Средние дебиты воды и нефти составили 7,7 и 7,3 $м^3$/сут соответственно. Коэффициент продуктивности получен по двум объектам опробования со значениями 0,02 $м^3$/(сут·МПа) – скв. 19Р и 0,22 $м^3$/(сут·МПа) – скв. 47Р.

Объект $ЮВ_1$ характеризуется низкими значениями гидродинамических параметров. Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 0,01 до 0,2 $м^3$/(сут·МПа), гидропроводность – от 0,2 до 1.6 $мкм^2$·см/(мПа·сек), проницаемость – от $3{,}2 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$ до $19{,}0 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. Средний дебит нефти составил 13,5 $м^3$/сут, воды – 5,2 $м^3$/сут.

Первичные дебиты нефти по пластам изменялись в значительных пределах. Максимальные – получены из основных объектов $АВ_{1\text{-}2}$, $АВ_8$, $БВ_1$, $ЮВ_1^1$ и равны, соответственно, 155,0 $м^3$/сут (скв. 172Р), 55,0 $м^3$/сут (скв. 163Р), 61,2 $м^3$/сут (скв. 41Р) и 86,4 $м^3$/сут (скв. 24Р). Минимальные дебиты нефти получены по пластам $АВ_6$ (0,3 $м^3$/сут), $БВ_6^2$ (0,6 $м^3$/сут), $БВ_7^1$ (0,1 $м^3$/сут), $Ач_3^2$ (0,03 $м^3$/сут). В большинстве случаев в притоках присутствует вода.·

Средние значения пластовой температуры и пластового давления увеличиваются с глубиной залегания пласта. Температура изменяется от 52,0°С – пласт $АВ_0$, до 94,0°С – пласт $ЮВ_1^2$. Пластовое давление изменяется от 18,8 МПа на пласте $АВ_0$ до 29,2 МПа – пласт $ЮВ_1^2$.

Давления пересчитаны на отметку ВНК пласта (в случае, если скважина эксплуатирует несколько пластов, то на верхний). Коэффициент проницаемости рассчитывался на эффективную нефтенасыщенную толщину, удельный коэффициент продуктивности (приемистости) - на эффективную перфорированную толщину.

По добывающим скважинам объект $АВ_6$ выделяется наибольшими средними гидродинамическими параметрами: проницаемость – $55{,}5 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$, гидропроводность – 7,8 $мкм^2$·см/(мПа·сек), коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности – 24,4 $м^3$/(сут·МПа) и 2,1 $м^3$/(сут·МПа/м) соответственно, среднее значение скин-фактора составило – 2,1.

Объект $АВ_7^2$ выделяется наименьшими средними гидродинамическими параметрами: проницаемость – $4{,}3 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$, гидропроводность – 2,2 $мкм^2$·см/(мПа·сек), коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности – 2,9 $м^3$/(сут·МПа) и 0,4 $м^3$/(сут·МПа/м) соответственно.

В результате анализа эффективности проведения ОПЗ на добывающих скважинах средний относительный коэффициент продуктивности по объекту $АВ_{1\text{-}3}$ составил 2,4. До проведения мероприятий ОПЗ в среднем коэффициент продуктивности составлял 1,2 $м^3$/(сут·МПа), а после ГТМ – 2,3 $м^3$/(сут·МПа).

Значительное увеличение среднего коэффициента продуктивности в 3.3 раза после ОПЗ получено по объекту $АВ_7^1$.

В целом по анализируемым объектам коэффициент продуктивности, полученный в результате проведения ОПЗ – в 2,7 раз.

Проведённый анализ литологического строения, гранулометрического состава, минералогии цемента и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Ватьеганского месторождения показал, что основные объекты разработки представлены терригенными коллекторами сложного строения, характеризующимися высокой фациальной и фильтрационной неоднородностью, значительным содержанием глинистого цемента и широким диапазоном проницаемостей [5].

Для большинства пластов ($АВ_{1\text{-}2}$, $АВ_3$, $АВ_6$–$АВ_8$, $БВ_1$–$БВ_7$, $БВ_{10}$, $ЮВ_1$) характерно

преобладание каолинит-хлоритового и гидрослюдистого цемента, при этом содержание карбонатного материала, как правило, невелико и носит локальный характер (таблица 1). Исключение составляют отдельные интервалы пластов ЮВ и локальные глинисто-карбонатные прослои, где карбонатизация оказывает заметное влияние на механические и фильтрационные свойства пород.

Широкий диапазон значений проницаемости (от 1 до 100 $\cdot 10^{-3}$ мкм^2) и водоудерживающей способности (до 99 %) указывает на выраженное развитие процессов кольматации призабойной зоны, миграции тонкодисперсных частиц и вторичного ухудшения ФЕС в процессе эксплуатации. Это обуславливает необходимость применения комплексных кислотных и физико-химических технологий, направленных не только на растворение цемента, но и на стабилизацию глинистых минералов, удаление АСПО и продуктов реакции.

Анализ применяемых в межпроектный период технологий ОПЗ показал, что использование модифицированных кислотных составов (Аксис-КС, Алдинол-20, КСПЭО-2Б, СКС-2) и комбинированных технологий (Гелий, ГИОТЭК, ПГДА) в целом соответствует геолого-физическим условиям терригенных коллекторов месторождения.

Соляная кислота (HCl). Обоснована для пластов с локальной карбонатизацией ($ЮВ_1$, отдельные интервалы АВ и БВ), где растворение кальцитового цемента позволяет восстановить проницаемость. Эффективность ограничена в глинистых коллекторах без стабилизаторов [6]. Наиболее перспективным является дифференцированный подход к выбору состава ОПЗ с учётом литологического типа пласта, глинистости, степени карбонатизации и проницаемостной неоднородности.

Таблица 1 – Характеристика продуктивных пластов Ватьеганского месторождения

Пласт	Преобладающая фракция	Глинистый цемент	Карбонатность	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм^2	Особенности
$АВ_{1-2}$	Песчаная	Каолинит (61 %), хлорит	Низкая	0,01–55	Высокая неоднородность, линзовидные текстуры
$АВ_3$	Алевритовая	Каолинит (64 %)	Низкая	0,02–13	Повышенная водоудерживающая способность
$АВ_6$	Песчаная	Каолинит–хлорит	Низкая	0,01–76	Хорошие ФЕС при риске кольматации
$АВ_7$	Алевритовая	Хлорит (33 %), гидрослюда	Низкая	0,01–15	Повышенная глинистость
$АВ_8$	Песчаная	Каолинит–хлорит	Низкая	0,01–97	Массовый объект эксплуатации
$БВ_1$	Песчаная	Хлорит (45 %)	Практически отсутствует	0,01–18	Хорошая сохранность каркаса
$БВ_6$	Песчаная	Хлорит–гидрослюда	Локальная	0,01–62	Уплотнение, регенерационные каемки
$БВ_7$	Алевритовая	Хлорит (49 %)	Локальная	0,01–34	Снижение ФЕС
$БВ_{10}$	Алевритовая	Хлорит–гидрослюда	Локальная	0,01–34	Низкая проницаемость
Ач	Алевритовая	Хлорит (58 %)	Отсутствует	0,01–25	Низкопроницаемый объект
$ЮВ_1$	Песчаная	Каолинит	Повышенная	0,01–307	Высокая пористость, низкая фильтрация

Аксис-КС. Оптимален для большинства терригенных пластов ($АВ_{1-2}$, $АВ_6$–$АВ_8$, $БВ_1$), так как сочетает функции ПАВ, ингибитора солеотложений и гидрофобизатора. Особенно эффективен при высокой водоудерживающей способности и наличии АСПО.

Алдинол-20. Рекомендуется для пластов с выраженной загрязнённостью ПЗП углеводородной плёнкой и механическими примесями ($АВ_3$, $АВ_7$, $БВ_7$). Модификатор Алдинол-МК обеспечивает более глубокое проникновение кислоты и снижение коррозионной активности [7].

Технология «Гелий» (HCl / HCl+HF). Обоснована для терригенных коллекторов с кварцево-полевошпатовым скелетом ($АВ_{1-2}$, $АВ_6$, $БВ_1$), где требуется частичное растворение силикатного материала. Обязательное свабирование снижает риск вторичного повреждения ПЗП [8].

ГИОТЭК и ПГДА. Целесообразны для низкопроницаемых и уплотнённых объектов ($БВ_6$, $БВ_{10}$, Ач), где химическое воздействие ограничено. Формирование микротрещин и импульсное воздействие повышают эффективность последующих кислотных обработок [9].

Таким образом, выполненное обоснование применения кислотных составов и технологий обработки призабойной зоны по основным продуктивным пластам Ватьеганского месторождения показывает, что выбор конкретного реагента или технологической схемы должен осуществляться с учётом литолого-петрофизических особенностей каждого объекта разработки. Анализ минералогического состава цемента, гранулометрических характеристик пород, диапазонов проницаемости и степени водоудерживающей способности позволил выделить группы пластов, для которых целесообразно применение как классических солянокислотных обработок, так и модифицированных кислотных составов, а также комбинированных физико-химических технологий воздействия.

Установлено, что для терригенных коллекторов с преобладанием глинистого цемента и высокой водоудерживающей способностью наибольший технологический эффект может быть достигнут при использовании кислотных составов, содержащих поверхностно-активные вещества, ингибиторы солеотложения и компоненты, обеспечивающие гидрофобизацию порового пространства и стабилизацию продуктов реакции. В то же время для уплотнённых и низкопроницаемых пластов, а также объектов с выраженной проницаемостной неоднородностью, целесообразно сочетание химического воздействия с импульсными и акустическими методами, обеспечивающими улучшение условий фильтрации и повышение глубины проникновения кислотных растворов [10].

Полученные выводы подтверждают, что дифференцированный подход к выбору кислотных составов и технологий ОПЗ, основанный на комплексной оценке геолого-петрофизических характеристик пластов, является необходимым условием повышения результативности обработок призабойной зоны в условиях Ватьеганского месторождения. Однако обоснование целесообразности применения тех или иных составов и технологий не может рассматриваться как завершённый этап без анализа фактических результатов их использования.

Список использованных источников:

1. Березовский Д.А. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский, А.В. Лаврентьев, О.В. Савенок, А.Т. Кошелев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

2. Исмайылов С.З. К вопросу обработки призабойной зоны скважины кислотными составами / С.З. Исмайылов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 11. – С. 191–197.

3. Абросимов А.А. Изучение образования каналов-червоточин в результате солянокислотной обработки в коллекторах сложного типа по данным фильтрационных и цифровых рентгенотомографических исследований / А.А. Абросимов // Записки Горного института. – 2025. – Т. 271. – С. 63–73.

4. Булгакова Г.Т. Моделирование и оптимизация кислотной обработки трещины ГРП в карбонатных коллекторах / Г.Т. Булгакова, А.В. Блонский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 3. – С. 45–52.

5. Андреев К.В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе / К.В. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 98–101.

6. Ефимов О.Д. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава / О.Д. Ефимов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 7 (46). – С. 48–50.

7. Казанцев А.С. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов для комплексных кислотных обработок скважин в условиях послойной неоднородности карбонатных коллекторов / А.С. Казанцев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 94–97.

8. Карпунин Н.А. Современный опыт обработки призабойной зоны терригенного пласта кислотными композициями / Н.А. Карпунин, А.А. Рязанов, Л.Н. Хромых, Н.А. Щукин // Вестник Евразийской науки. – 2018.

9. Кривощеков С.Н. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности / С.Н. Кривощеков, А.А. Кочнев, К.А. Равелев // Записки Горного института. – 2021. – № 250. – С. 587–595.

10. Кузьмин Е.В. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий с применением полимерных составов на неоднородных коллекторах / Е.В. Кузьмин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С. 132–135.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ВАТЬЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Н. Хакимзянов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

А.А.М. Ал-Шуваили

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-12)

Аннотация: Основной задачей кислотной обработки скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счѐт разрушения, растворения и выноса в ствол скважины кольматирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта [1]. В данной статье будет выполнена оценка эффективности применения кислотных составов и технологий обработки призабойной зоны добывающих скважин на Ватьеганском месторождении на основе анализа фактических промысловых данных. Рассмотрены результаты проведения ОПЗ по основным объектам разработки, а также по отдельным участкам геолого-промыслового анализа.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны; кислотные составы; терригенный коллектор; Ватьеганское месторождение; эффективность ОПЗ; дополнительная добыча нефти.

UDC 622.276

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF ACID COMPOSITIONS AND TECHNOLOGIES FOR TREATING THE BOTTOMHOLE ZONE AT THE VATEGANSKOYE FIELD

I.N. Khakimzyanov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)
A.A.M. Al-Shuwaili
(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group MGR12-24-12)

Abstract: The primary objective of acidizing wells is to restore the reservoir properties of the near-wellbore zone by breaking up, dissolving, and transporting natural and man-made solids into the wellbore, improving the filtration characteristics of the near-wellbore zone by expanding existing and creating new fluid-conducting channels, preferably throughout the entire perforated formation thickness. This article evaluates the effectiveness of acidizing compounds and technologies for treating the near-wellbore zone of production wells at the Vatyeganskoye field based on an analysis of actual field data. The results of the acidizing study for the main development targets, as well as for individual sections of the geological and field analysis, are discussed.

Key words: bottomhole zone treatment; acid compositions; terrigenous reservoir; Vateganskoye field; bottomhole treatment plant efficiency; additional oil production.

При выполнении ОПЗ на объектах Ватьеганского месторождения за межпроектный период применялись такие составы/технологии, как: «HCl», «Аксис-КС», «Алдинол-20», «Гелий», «ГИОТЭК», «КСПЭО-2Б», «СКС-2», «ПГДА», единичные обработки «ГИВДУС», «Компонекс-21ТВ», «ПИВ», «СКСМ-А7».

По состоянию на 01.01.2023 выполнено 2496 ОПЗ: дополнительная добыча нефти составляет 2576,9 тыс. т (1032 т/скв.-опер.).

По объектам разработки объем обработок ПЗП в 2016-2020 гг. распределяется следующим образом:

– на объекте $АВ_{1-3}$ выполнено 144 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 65,0 тыс. т;

– на объекте $АВ_6$ выполнено 1 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 0,3 тыс. т;

– на объекте $АВ_7$ выполнено 5 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 0,5 тыс. т;

– на объекте $АВ_8$ выполнено 13 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 10,6 тыс. т;

– на объекте $БВ_{0-2}$ выполнено 26 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 13,1 тыс. т;

– на объекте $БВ_7$ выполнено 2 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 0,2 тыс. т;

– на объекте $ЮВ_1$ выполнено 172 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 74,0 тыс. т.

За межпроектный период наиболее часто применялись составы/технологии: «ГИОТЭК» – 97 скв.-опер., «КСПЭО-2Б» – 76 скв.-опер. и «СКС-2» – 68 скв.-опер. В 2019 г. были прекращены обработки составами «КСПЭО-2Б» и «СКС-2», но возобновлено применение состава «Алдинол-20».

Всего по объекту $ЮВ_1$ за межпроектный период выполнено 172 ОПЗ, суммарная дополнительная добыча нефти составляет 74,0 тыс. т (430 т/скв.-опер.). Объект включает в себя два продуктивных пласта: $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$. Объект $ЮВ_1$ делится на восемь участков ГПА.

Пласт $ЮВ_1^1$ является основным, содержит 73,7 % от суммарных геологических запасов группы ЮВ.

Анализ геологического разреза продуктивного объекта $ЮВ_1$, детальное изучение коллекторских свойств и характеризующих коэффициентов объекта, анализ реализуемой системы разработки позволили выполнить геолого-промыслово-технологическое районирование объекта разработки с целью совершенствования технологии разработки.

Было выделено пять участков для дальнейшего детального анализа выработки запасов, рисунок 1.

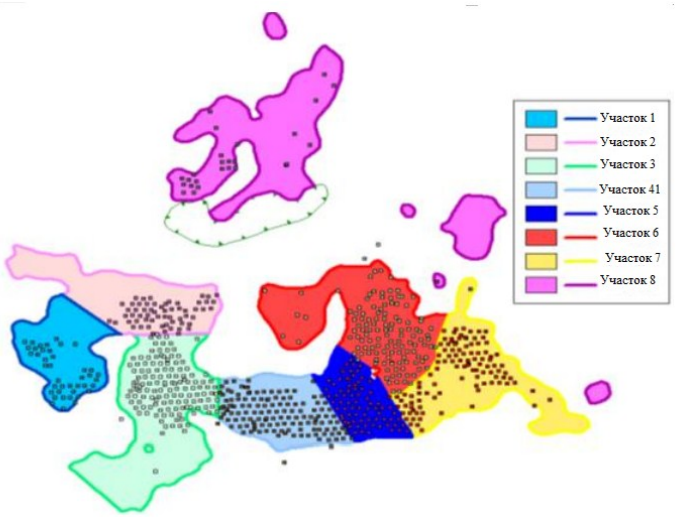


Рисунок 1 – Схема расположения зон различной продуктивности объекта $ЮВ_1$

Участок 1. Средняя эффективная толщина пласта составляет 9,7 м, нефтенасыщенная толщина – 7,4 м. Среднее значение коэффициента пористости по участку равно 0,18 доли ед. Проницаемость пласта составляет $29{,}9 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Коэффициент песчанистости характеризуется значением 0,67 доли ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,64 доли ед. Расчленённость пласта по участку составляет 5, что указывает на развитую внутреннюю неоднородность разреза.

Участок 5. Участок характеризуется наибольшей эффективной толщиной пласта – 16,0 м и нефтенасыщенной толщиной 15,5 м. Средний коэффициент пористости составляет 0,18 доли ед. Проницаемость пласта равна $30{,}3 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Коэффициент песчанистости – 0,50 доли ед., коэффициент нефтенасыщенности достигает 0,68 доли ед., что является максимальным значением среди участков. Расчленённость пласта составляет 4.

Участок 7. Эффективная толщина пласта составляет в среднем 6,5 м, нефтенасыщенная толщина – 5,3 м. Средний коэффициент пористости равен 0,18 доли ед. Проницаемость пласта составляет $29{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Коэффициент песчанистости характеризуется значением 0,53 доли ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,63 доли ед. Расчленённость пласта оценивается в 4.

В таблице 1 приведена эффективность ОПЗ по участкам на объекте $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения. Ввиду высокой эффективности ОПЗ скважины № 8998, № 9244, были исключены из анализа по участкам.

Таблица 1 – Распределение количества и эффективности ОПЗ по участкам ГПА объекта $ЮВ_1$

Параметр	Участок 1	Участок 2	Участок 3	Участок 4
Количество, скв.-опер.	3	12	24	28
Ср. входной прирост чн, т/сут	3,5	2,1	3,4	2,5
Ср. удельный прирост чн, т/сут	2,5	2,1	2,6	2,3
Доп. добыча нефти, тыс. т	1,6	4,1	11,5	9,4
Доп. добыча нефти на одну скв., т/скв.-опер.	518,7	343,0	479,5	335,2
	Участок 5	Участок 6	Участок 7	Участок 8
Количество, скв.-опер.	43	15	43	2
Ср. входной прирост чн, т/сут	2,9	3,3	2,4	2,8
Ср. удельный прирост чн, т/сут	2,1	2,4	1,8	2,1
Доп. добыча нефти, тыс. т	16,5	8,9	9,0	2,3
Доп. добыча нефти на одну скв., т/скв.-опер.	383,0	593,9	209,4	1140,5

Наибольшее количество обработок ПЗП (43 скв.-опер.) проведено в скважинах пятого

и седьмого участков. Из наиболее часто применяемых составов/технологий (более 10 ОПЗ за межпроектный период) высокие показатели эффективности достигнуты по обработкам ПЗП по технологии «Гелий».

Дополнительная добыча нефти составила 13,2 тыс. т (508 т/скв.-опер.), средний входной прирост дебита нефти составил 3,2 т/сут, удельный прирост – 3,2 т/сут.

Также высокие показатели входного и удельного приростов дебита нефти достигнуты по обработкам ПЗП по технологии «ГИОТЭК»: дополнительная добыча нефти составила 32,4 тыс. т (484 т/скв.-опер.), средний входной прирост дебита нефти составил 3,2 т/сут, удельный прирост – 2,7 т/сут. и составом Аксис-КС дополнительная добыча составила 13,9 тыс. т (409 т/скв.-опер.), средний входной прирост дебита нефти составил 2,7 т/сут, удельный прирост – 2,1 т/сут. Ввиду малого количества ОПЗ оценить эффективность составов/технологий «Алдинол-20», «ПГДА», «ПИВ» и «ГИВДУС» не представляется возможным.

Для объекта $ЮВ_1$ оценка эффективности ОПЗ по участкам выполнена с целью выявления связи между геологическими особенностями строения залежи и результативностью кислотного воздействия. Терригенный коллектор объекта характеризуется различной степенью песчанистости и расчленённости, изменчивостью эффективной нефтенасыщенной толщины и проницаемости, что определяет неодинаковую чувствительность участков к обработке призабойной зоны.

В таблице 2 приведены геологические параметры участков объекта $ЮВ_1$ и показатели эффективности ОПЗ, позволяющие выделить зоны, где кислотные обработки обеспечивают устойчивый прирост добычи нефти, а также участки с низкой результативностью, обусловленной ограничениями фильтрационно-емкостных свойств и/или повышенным влиянием водопритока.

Таблица 2 – Эффективность ОПЗ по участкам объекта $ЮВ_1$

Участок	Геологические особенности	Эффективность ОПЗ	Обоснование
1	Ограниченная площадь, хорошие ФЕС	Высокая	Высокий удельный прирост
2	Средние ФЕС, высокая обводнённость	Средняя	Эффект устойчивый, но быстро затухает
3	Оптимальные условия, значительная нефтенасыщенность	Высокая	Максимальная дополнительная добыча
4	Водообогащённые зоны	Средняя	Рост дебита жидкости снижает удельный эффект
5–7	Различная неоднородность, высокая расчленённость	Средняя–высокая	Эффективны при правильном подборе состава
8	Минимальная проницаемость и пористость	Низкая	Ограниченное проникновение реагента

Наибольший эффект достигается при использовании комплексных кислотных составов («Гелий», «Аксис-КС») в зонах с сохранённой нефтенасыщенностью. В низкопроницаемых участках стандартные ОПЗ малоэффективны.

По объекту $ЮВ_1$ установлено, что максимальная эффективность ОПЗ характерна для участков с более благоприятными ФЕС и достаточной нефтенасыщенностью, где кислотное воздействие приводит к восстановлению проницаемости призабойной зоны и росту продуктивности. На участках с пониженной проницаемостью, высокой расчленённостью и выраженным вовлечением водонасыщенных интервалов наблюдается снижение удельного эффекта: прирост дебита жидкости не сопровождается сопоставимым ростом дебита нефти, что указывает на доминирование водопритока и недостаточный охват нефтенасыщенных пропластков [2]. В целом анализ по трём объектам подтверждает, что различия эффективности ОПЗ на месторождении являются следствием геологической неоднородности

и стадии разработки, что обосновывает переход к следующему подразделу, посвящённому обобщению результатов и формированию рекомендаций по повышению эффективности обработок (в том числе за счёт технологий, обеспечивающих перераспределение потока реагента и увеличение охвата воздействия).

Таким образом, анализ эффективности кислотных обработок по участкам Ватьеганского месторождения показал, что различия в технологическом эффекте ОПЗ в первую очередь обусловлены геологической неоднородностью продуктивных пластов. Наибольшая результативность достигается на участках с развитой песчаной составляющей, достаточной эффективной нефтенасыщенной толщиной и благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами [3]. В то же время на участках, приуроченных к водонефтяной зоне, кровельным и подошвенным частям залежей, а также в условиях повышенной глинистости и низкой проницаемости, эффективность обработок существенно снижается. Полученные результаты подтверждают необходимость адресного подбора кислотных составов и технологий ОПЗ с учётом геологических параметров участков и текущей стадии разработки, что послужило основой для разработки рекомендаций по повышению эффективности обработок на высокообводнённом фонде в последующих разделах работы [4].

По результатам анализа межпроектного периода 2016–2022 гг. на объекте $ЮВ_1$ выполнено 172 обработки призабойной зоны, обеспечившие суммарную дополнительную добычу 74,0 тыс. т (в среднем 430 т/скв.-опер.), что является максимальным объёмом работ среди рассматриваемых объектов. Концентрация мероприятий на $ЮВ_1$ определяется сочетанием строения коллектора, масштабности объекта и подтверждённой промысловой результативности применяемых технологий.

Геолого-петрофизическая характеристика $ЮВ_1$ указывает на повышенную карбонатность при сочетании относительно высокой пористости с пониженной фильтрационной способностью. Такая конфигурация параметров свидетельствует о том, что проводимость порового пространства в значительной степени контролируется цементацией и вторичными минералообразовательными процессами, а не только исходной гранулометрией и структурой скелета. В этих условиях применение кислотных составов технологически обосновано, поскольку солянокислотные и комплексные системы обеспечивают растворение карбонатной составляющей (прежде всего кальцита) цемента и продуктов вторичной цементации в призабойной зоне, что приводит к восстановлению эффективной проницаемости и улучшению условий притока [5].

Дополнительное объяснение высокой интенсивности ОПЗ связано с минералогическими особенностями цемента и выраженной вариативностью фильтрационно-ёмкостных свойств. Для $ЮВ_1$ характерно преобладание каолинита при наличии хлорита и гидрослюды, а также широкий диапазон пористости и проницаемости и высокая водоудерживающая способность. Указанные признаки соответствуют неоднородному строению коллектора и повышенной чувствительности призабойной зоны к изменениям условий фильтрации, что проявляется в склонности к повторному ухудшению фильтрационных характеристик после эксплуатации и технологических воздействий [6]. По этой причине наряду с базовой солянокислотной обработкой целесообразно применение модифицированных кислотных систем (ингибированных, с ПАВ, комплексообразователями и стабилизирующими добавками), обеспечивающих более устойчивый технологический результат.

Список использованных источников:

1. Нургалиев Р.З. Оценка достоинств и недостатков основных технологий вытеснения нефти водой из неоднородных по проницаемости нефтяных коллекторов / Р.З. Нургалиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С. 5–8.

2. Силин М.А. Особенности свойств сульфаминовой кислоты, повышающие эффективность кислотных обработок / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, З.Р. Давлетов, К.А. Потешкина // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 44–47.

3. Стариков А.Н. Подбор реагентов для обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин / А.Н. Стариков, И.А. Шилов, Т.В. Чабина, Г.П. Хижняк // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 7 (619). – С. 29–33.

4. Харисов Р.Я. Подходы к стимуляции скважин в карбонатных коллекторах (кислотные воздействия и параметры эффективности) / Р.Я. Харисов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78–82.

5. Хромых Л.Н. Обзор существующих поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти / Л.Н. Хромых // Ашировские чтения. – 2016. – Т. 2. – № 1-1 (8). – С. 30–35.

6. Юрин А.В. Методика определения оптимального объема реагента для кислотных обработок карбонатных коллекторов на основе метода кривой восстановления давления / А.В. Юрин, Е.П. Рябоконь // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 215–226.

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП НА КУСТОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.Н. Хакимзянов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

Ш.Х.М.М. Сувайд

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-12)

Аннотация: В современных условиях разработки нефтяных месторождений возрастает роль методов интенсификации добычи, направленных на вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов. Ухудшение структуры запасов, снижение проницаемости продуктивных пластов, рост неоднородности коллекторов и увеличение обводнённости продукции скважин обусловливают необходимость повышения эффективности геолого-технических мероприятий [1].

Одним из наиболее распространённых и результативных методов интенсификации притока нефти является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эффективность данного метода в значительной степени определяется геолого-физическими условиями залегания продуктивных пластов, такими как проницаемость, пористость, эффективная нефтенасыщенная толщина, степень неоднородности и напряжённо-деформированное состояние пород [2].

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, эффективность, Кустовое месторождение, геолого-физические параметры, продуктивные пласты, нефтенасыщенность.

UDC 622.276

GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS OF PRODUCTIVE STATIONS AND THEIR INFLUENCE ON THE EFFICIENCY OF FRACTURING AT A CLUSTER FIELD

I.N. Khakimzyanov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)

Sh.H.M.M. Suwaid

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group MGR12-24-12)

Abstract: In today's oil field development environment, the role of production enhancement methods aimed at bringing hard-to-recover reserves into production is increasing. The deterioration of reserve structure, decreasing permeability of productive formations, increasing reservoir heterogeneity, and increasing water cut in well production necessitate improving the efficiency of well interventions [1].

One of the most common and effective methods of oil production enhancement is hydraulic fracturing (HF). The effectiveness of this method is largely determined by the geological and physical conditions of the productive formations, such as permeability, porosity, net pay, degree of heterogeneity, and stress-strain state of the rocks [2].

Key words: hydraulic fracturing, efficiency, well pad, geological and physical parameters, productive formations, oil saturation.

Эффективность гидравлического разрыва пласта на Кустовом месторождении формируется не одним параметром, а результатом совместного действия геолого-физических характеристик коллектора и текущего состояния разработки. В соответствии с теоретическими положениями ключевыми условиями получения устойчивого технологического эффекта являются: наличие ограничений притока в ПЗП и/или в пласте (низкая–средняя проницаемость), достаточная эффективная нефтенасыщенная мощность, благоприятная геологическая неоднородность (для подключения недренируемых зон), приемлемые риски вскрытия водо- и газонасыщенных интервалов, а также достаточный запас пластовой энергии (пластовое давление) при контролируемом водопритоке.

Кустовое месторождение характеризуется многопластовым строением и значимой вариативностью параметров по объектам, что требует дифференцированной оценки эффективности ГРП по каждому пласту/горизонту. Оценка ожидаемой эффективности гидравлического разрыва пласта выполнена по сопоставлению параметров, определяющих фильтрационные сопротивления, объём вовлекаемых запасов, неоднородность разреза и условия сохранения проводимости трещины. В качестве влияющих параметров использованы эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, песчанистость, расчленённость, а также начальные пластовые давление и температура и вязкость нефти [3]. Значения параметров по объектам приведены в таблице 3.1, результаты прогноза ожидаемого эффекта ГРП – в таблице 1.

Таблица 1 – Ожидаемость эффекта ГРП по пластам

Пласт	Ожидаемый эффект ГРП	Уровень эффекта	Обоснование
$АС_4^0$	Не ожидается		$h_{эф}$=1,2 м (малая); k=51,6 мД (средняя); песчанистость низкая (глинистость высокая, риск потерь проводимости)
$АС_4^{1верх}$	Ожидается	Средний	$h_{эф}$=1,70 м (малая); k=70,1 мД (средняя); песчанистость средняя; нефтенасыщенность низкая-средняя
$АС_4^{1низ}$	Ожидается	Средний	$h_{эф}$=2,60 м; k=402,7 мД (высокая – эффект чаще как ПЗП/короткая трещина); песчанистость средняя
$БС_{10}^1$	Ожидается	Средний	$h_{эф}$=1,8 м (малая); k=50,8 мД (средняя); песчанистость средняя
$БС_{10}^3$	Ожидается	Высокий	$h_{эф}$=3 м; k=57,7 мД (средняя); песчанистость высокая; нефтенасыщенность высокая
$БС_{11}^0$	Ожидается	Высокий	$h_{эф}$=1,8 м (малая); k=64,3 мД (средняя); песчанистость высокая;
$БС_{11}^1$	Ожидается	Высокий	мощность $h_{эф}$=4,4 м (достаточная); k=130,9 мД (повышенная); песчанистость высокая; расчлененность высокая
$БС_{11}^2$	Ожидается	Высокий	$h_{эф}$=2,90 м; k=343,3 мД; расчлененность высокая
$Ач_1^1$	Ожидается	Очень высокий	мощность $h_{эф}$=6,2 м (достаточная); k=10,1 мД (низкая – ГРП целесообразен); расчлененность высокая; нефтенасыщенность высокая; $Р_{плнач}$ высокое
$Ач_1^2$	Ожидается	Очень высокий	мощность $h_{эф}$=3,80 м (достаточная); k=23,0 мД (низкая – ГРП целесообразен); песчанистость высокая; расчлененность высокая; $Р_{плнач}$ высокое
$Ач_1^3$	Ожидается	Высокий	$h_{эф}$=2,20 м; k=1,5 мД (низкая – ГРП целесообразен); песчанистость высокая; расчлененность высокая

$ЮС_0^1$	Ожидается	Очень высокий	hэф=2,7 м; k=1,2 мД (низкая – ГРП целесообразен); расчлененность очень высокая (подключение пропластков); Кн высокая; $Р_{пл\ нач}$ высокое
$ЮС_1^1$	Ожидается	Высокий	hэф=3,1 м; k=78,9 мД (средняя); песчанистость высокая; расчлененность высокая; $Р_{плнач}$ высокое

Для пласта $АС_4^0$ потенциальный технологический эффект ограничивается малой эффективной нефтенасыщенной толщиной ($h_{эф.нн}$ = 1,20 м) при умеренной проницаемости (k = 51,6 мД) и крайне низкой песчанистости (0,06), что повышает риск деградации проводимости трещины и снижает устойчивость притока. При расчленённости (1,90) и начальном пластовом давлении (18,90 МПа) улучшение притока после ГРП ожидается неустойчивым и маловыраженным.

Для пласта $АС_4^{1верх}$ эффект ГРП формируется в условиях малой мощности продуктивного интервала ($h_{эф.нн}$ = 1,7 м) при средней проницаемости (k = 70,1 мД) и умеренной песчанистости (0,21), что допускает формирование проводящей трещины, однако ограничивает масштаб вовлекаемых запасов. Расчленённость (2,2) указывает на неоднородность, в которой ГРП может улучшить связь интервалов, но итоговый результат остаётся умеренным при нефтенасыщенности ($К_н$ = 0,37) и давлении (18,9 МПа); температурно-вязкостные условия (Т = 68 °С; μ = 2,67 мПа·с) поддерживают приток без существенного усиления эффекта.

Для пласта $АС_4^{1низ}$ при большей эффективной толщине ($h_{эф.нн}$ = 2,6 м) и высокой проницаемости (k = 402,7 мД) ГРП в большей степени проявляется как улучшение притока и снижение дополнительных сопротивлений в зоне трещины, чем как радикальное снижение фильтрационных сопротивлений коллектора. При песчанистости (0,33) и расчленённости (2,5) условия формирования трещины благоприятнее, чем в более глинистых объектах, однако высокий уровень исходной проницаемости ограничивает относительный прирост дебита; при нефтенасыщенности ($К_н$ = 0,48) и давлении (18,9 МПа) ожидаемый результат определяется преимущественно геометрией трещины и зоной её влияния.

Для пласта $БС_{10}^1$ ожидаемость эффекта определяется малой эффективной толщиной ($h_{эф.нн}$ = 1,8 м) при умеренной проницаемости (k = 50,8 мД) и средней песчанистости (0,23), что обеспечивает возможность улучшения притока при ограниченном вовлечении запасов. Расчленённость (1,8) и нефтенасыщенность ($К_н$ = 0,46) формируют умеренный потенциал, а более высокое начальное давление (22,5 МПа) по сравнению с вышележащими отложениями улучшает условия реализации эффекта; влияние температуры и вязкости (Т = 72,5 °С; μ = 1,98 мПа·с) благоприятно для притока.

Для пласта $БС_{10}^3$ потенциал ГРП повышается за счёт достаточной эффективной толщины ($h_{эф.нн}$ = 3 м), высокой нефтенасыщенности ($К_н$ = 0,53) и повышенной песчанистости (0,43), при проницаемости среднего уровня (k = 57,7 мД), для которой формирование высокопроводящего канала даёт выраженный прирост продуктивности. Расчленённость (2,3) поддерживает приобщение неоднородных интервалов, а термобарические условия ($Р_{пл}$ = 23 МПа; Т = 74,5 °С; μ = 1,59 мПа·с) способствуют устойчивому притоку.

Для пласта $БС_{11}^0$ при малой эффективной толщине ($h_{эф.нн}$ = 1,8 м) и средней проницаемости (k = 64,3 мД) ожидаемый эффект зависит от корректного охвата продуктивного интервала, поскольку ограничение по мощности повышает чувствительность результата к положению и высоте трещины. При песчанистости (0,39) условия сохранения проводимости благоприятны, нефтенасыщенность ($К_н$ = 0,51) и давление (23,2 МПа) поддерживают приток, а температура и вязкость (Т = 79,3 °С; μ = 1,65 мПа·с) улучшают фильтрационные условия.

Для пласта $БС_{11}^1$ высокий потенциал эффекта обусловлен значительной эффективной толщиной ($h_{эф.нн}$ = 4,4 м) и высокой расчленённостью (4,4), что повышает вероятность приобщения неоднородных пропластков и устойчивого расширения области дренирования. При повышенной проницаемости (k = 130,9 мД) часть эффекта может быть связана с

улучшением притока в зоне трещины, однако песчанистость (0,45) снижает риск потерь проводимости, а нефтенасыщенность ($K_н$ = 0,52) и термобарические условия ($P_{пл}$ = 23,30 МПа; Т = 79,3 °С; μ = 1,65 мПа·с) поддерживают реализацию результата.

Для пласта $БС_{11}^2$ высокий ожидаемый эффект формируется при сочетании умеренной эффективной толщины ($h_{эф.нн}$ = 2,9 м) и высокой нефтенасыщенности ($K_н$ = 0,59) с высокой проницаемостью (k = 343,3 мД), что делает эффект ГРП значимым, но часто проявляющимся через улучшение гидродинамической связи и снижение дополнительных сопротивлений. Расчленённость (3,1) поддерживает приобщение интервалов, песчанистость (0,38) не создаёт критических ограничений проводимости, а термобарические условия ($P_{пл}$ = 23,5 МПа; Т = 80,8 °С; μ = 1,07 мПа·с) благоприятны для притока.

Для пласта $Ач_1^1$ наибольшая ожидаемость эффекта связана с сочетанием большой эффективной толщины ($h_{эф.нн}$ = 6,20 м) и низкой проницаемости (k = 10,1 мД), при котором создание трещины приводит к существенному снижению фильтрационных сопротивлений и росту продуктивности. Высокая расчленённость (6) усиливает эффект за счёт приобщения неоднородных интервалов, а песчанистость (0,23) при таких условиях остаётся приемлемой. Высокое давление (25,7 МПа) и благоприятные температурно-вязкостные условия (Т = 82 °С; μ = 0,61 мПа·с) поддерживают устойчивый приток.

Для пласта $Ач_1^2$ высокий потенциал ГРП обеспечивается достаточной эффективной толщиной ($h_{эф.нн}$ = 3,80 м) при низкой проницаемости (k = 23 мД) и высокой песчанистости (0,52), что снижает риск ухудшения проводимости трещины. При расчленённости (4,4) вероятно приобщение интервалов, а нефтенасыщенность ($K_н$ = 0,56) и термобарические условия (Рпл = 25,7 МПа; Т = 82 °С; μ = 0,61 мПа·с) обеспечивают устойчивое проявление эффекта.

Для пласта $Ач_1^3$ крайне низкая проницаемость (k = 1,5 мД) определяет высокую целесообразность ГРП, однако умеренная эффективная толщина ($h_{эф.нн}$ = 2,2 м) ограничивает объём вовлекаемых запасов по сравнению с более мощными объектами. Высокая песчанистость (0,55) снижает риск потерь проводимости, расчленённость (5) поддерживает приобщение интервалов, но итоговая величина эффекта зависит от геометрии трещины и полноты охвата нефтенасыщенной части разреза при нефтенасыщенности ($K_н$ = 0,41) и давлении (25,7 МПа).

Для пласта $ЮС_0$ при очень высокой нефтенасыщенности ($K_н$ = 0,91) и значительной эффективной толщине ($h_{эф.нн}$ = 5,8 м) потенциальный эффект ГРП может быть существенным, однако отсутствие исходных значений по проницаемости, песчанистости, расчленённости и термобарическим параметрам не позволяет однозначно оценить устойчивость проводимости трещины и характер притока. В таких условиях прогноз по уровню эффекта формируется ориентировочно и требует уточнения при наличии дополнительных данных.

Для пласта $ЮС_0^1$ сочетание низкой проницаемости (k = 1,2 мД) и крайне высокой расчленённости (7,5) формирует предпосылки для выраженного эффекта ГРП за счёт одновременного снижения фильтрационных сопротивлений и приобщения неоднородных интервалов. При эффективной толщине ($h_{эф.нн}$ = 2,7 м) и высокой нефтенасыщенности ($K_н$ = 0,62) ожидается устойчивый прирост, а термобарические условия ($P_{пл}$ = 25,9 МПа; Т = 88,2 °С; μ = 0,72 мПа·с) поддерживают проявление эффекта.

Для пласта $ЮС_1^1$ высокий потенциал ГРП формируется при эффективной толщине ($h_{эф.нн}$ = 3,1 м), средней проницаемости (k = 78,9 мД) и высокой расчленённости (4,2), что обеспечивает увеличение эффективной площади фильтрации и улучшение связи интервалов. Песчанистость (0,4) является благоприятной для сохранения проводимости трещины, нефтенасыщенность ($K_н$ = 0,53) достаточна для устойчивого притока, а термобарические условия ($P_{пл}$ = 25,9 МПа; Т = 88,2 °С; μ = 0,72 мПа·с) способствуют реализации ожидаемого результата.

Основным донором для проведения операции ГРП на Кустовом месторождении является объект $ЮС_1^1$. Большая часть запасов приходится на водонефтяную зону, где они

являются либо контактными, либо отделены малыми глинистыми перемычками (до 3 м). По большей части скважин после ГРП наблюдается увеличение обводненности в первые месяцы (в среднем с 20 до 60%), которая затем снижается в течение года при падении дебита жидкости.

На стадии мини-ГРП используется увеличенная масса проппанта (порядка 3х тонн) мелкой фракции (20/40 и мельче). Закачка производится с низкой концентрацией проппанта (400-500 кг/м^3) и повышенной загрузкой брейкера, что способствует ускоренному разрушению полимерной цепи жидкости ГРП и оседанию расклинивающего агента до окончательного закрытия трещины [4].

На пластах ачимовской толщи Кустового месторождения повторных операций ГРП не проводилось. На текущий момент появляется необходимость в таких обработках.

Рекомендуется проведение ГРП с массой проппанта 50-70 тонн в скважинах, где наблюдается значительное снижение дебита жидкости относительно показателей первых месяцев работы, при этом нет критических значений обводнённости и рисков прорыва в зону влияния скважин ППД [5]. Применение метода ГРП на пласте $БС_{10}^{1}$ осложнено малыми нефтенасыщенными толщинами пласта, по большинству скважин от 2 до 3 м. При этом снизу и сверху располагаются водонасыщенные $БС_{10}^{2}$ и $БС_{10}^{0}$.

К особенностям объекта $ЮС_{1}^{1}$ относятся значительная площадь нефтеносности (119 687 тыс. м^2), выраженная зональная и послойная неоднородность, высокая расчленённость разреза и наличие как нефтенасыщенных, так и водонасыщенных интервалов в пределах общей толщины пласта. Средняя общая толщина пласта составляет 21,4 м, при этом эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,1 м, а водонасыщенная – 5,1 м.

Пласт характеризуется сложным геологическим строением, наличием линзовидных тел и изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств по площади. Коэффициент песчанистости по пласту в целом составляет 0,403, коэффициент расчленённости – 4,2, коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0,508.

Указанные параметры отражают значительную литологическую неоднородность и структурную фрагментарность коллектора, что обуславливает неполное естественное дренирование запасов и формирование зон со сниженной гидродинамической связью.

Таким образом, с учётом параметров таблицы 1, очень высокий ожидаемый эффект ГРП прогнозируется по объектам $Ач_{1}^{1}$, $Ач_{1}^{2}$, $ЮС_{0}^{1}$. Высокий ожидаемый эффект прогнозируется по объектам $БС_{10}^{3}$, $БС_{11}^{0}$, $БС_{11}^{1}$, $БС_{11}^{2}$, $Ач_{1}^{3}$, $ЮС_{1}^{1}$. Средний эффект ожидается в пластах $АС_{4}^{1верх}$, $АС_{4}^{1низ}$, $БС_{10}^{1}$. Эффект не ожидается по объекту $АС_{4}^{0}$.

Список использованных источников:

1. Баранов А.П. Анализ гидроразрыва пласта на нефтяные скважины / А.П. Баранов, Л.Г. Киселев // Нефтяной журнал. – 2021.

2. Лукичев С.К. Применение гидроразрыва пласта на месторождениях с низкой проницаемостью / С.К. Лукичев, А.В. Синицын // Журнал нефтяной и газовой промышленности. – 2023. – Т. 48, № 1. – С. 72–78.

3. Афанасьев И.С. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта / И.С. Афанасьев, А.Н. Никитин, И.Д. Латыпов, А.М. Хайдар, Г.А. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 62.

4. Гаффаров Д.Р. Факторы, влияющие на эффективность гидравлического разрыва пласта / Д.Р. Гаффаров // Вестник науки. – 2024. – № 6 (75), т. 2. – С. 1826–1830.

5. Вотчель В.А. График закачки проппанта, исходя из эффективности жидкости по анализу падения давления / В.А. Вотчель // Наука, образование и культура. – 2020. – № 6 (50). – С. 22–26.

УДК 622.276

СОПОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП

И.Н. Хакимзянов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, профессор)

Ш.Х.М.М. Сувайд

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. МГР12-24-12)

Аннотация: Гидравлический разрыв пласта (ГРП) обоснован как метод технологического воздействия, поскольку формирование проводящей трещины с проппантом обеспечивает эффективное расширение дренируемой области и подключение ранее недренируемых зон, однако итоговая результативность ГРП определяется совокупностью геолого-физических и технологических факторов и требует научно обоснованного подбора кандидатов и параметров обработки [1]. Устойчивое повышение эффективности ГРП достигается при интегрированном подходе к проектированию (геология–гидродинамика–геомеханика) и при формализации цели операции через обобщённый показатель эффективности, что повышает воспроизводимость проектных решений и снижает субъективность выбора режимов закачки и массы проппанта.

Ключевые слова: Кустовое месторождение, объект $ЮС_1^1$, ГРП, технологический эффект, фильтрационно-ёмкостные свойства.

UDC 622.276

COMPARISON OF GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE FORMATION, TECHNOLOGICAL PARAMETERS AND INDICATORS OF FRACTURING EFFICIENCY

I.N. Khakimzyanov

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Professor)

Sh.H.M.M. Suwaid

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student group MGR12-24-12)

Abstract: Hydraulic fracturing (HF) is a proven method of technological intervention, as the formation of a conductive fracture with proppant ensures effective expansion of the drained area and the reconnection of previously undrained zones. However, the ultimate effectiveness of HF is determined by a combination of geological, physical, and technological factors and requires a scientifically sound selection of candidates and treatment parameters [1]. Sustainable improvement in HF efficiency is achieved through an integrated design approach (geology–hydrodynamics–geomechanics) and by formalizing the operation's objective through a generalized performance indicator, which increases the reproducibility of design solutions and reduces the subjectivity of the selection of injection modes and proppant mass.

Key words: Cluster field, object YUS^1_1, hydraulic fracturing, technological effect, filtration-capacitive properties.

Кустовое месторождение характеризуется многопластовым строением, значительным числом залежей и выраженной неоднородностью фильтрационно-ёмкостных свойств по разрезу и площади, что предопределяет неравномерность выработки запасов и различную технологическую отдачу методов воздействия по объектам.

Текущее состояние разработки отражает позднюю стадию с высокой обводнённостью и снижением эффективности добычи. По состоянию на 01.01.2022 отбор от НИЗ составляет 56,1% при текущей обводнённости порядка 88% и текущем КИН 0,199, при этом поддержание пластового давления обеспечивается закачкой с накопленной компенсацией 82,7% (закачано 79 325 тыс. $м^3$).

Метод гидравлического разрыва пласта на Кустовом месторождении начали применять в 2005 г. По состоянию на 01.01.2022 на Кустовом месторождении выполнено 110

ГРП. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 1137,35 тыс. т, средняя удельная эффективность – 10,3 тыс. т/скв.-оп

Потенциальная результативность операций определяется не только «паспортными» ФЕС пласта (проницаемость, пористость, эффективная нефтенасыщенная мощность, песчанистость и расчленённость), но и стадией разработки (выработка запасов, обводнённость, режим ППД), а также выбранным технологическим дизайном обработки. Следовательно, для корректного объяснения вариативности промыслового эффекта и обоснования оптимизации дальнейших работ требуется перейти от качественной геологической оценки к количественному сопоставлению: какие именно сочетания геологических параметров в интервале ГРП и технологических характеристик закачки (масса и концентрация проппанта, темп, стадийность, тип скважины и категория фонда) приводят к наибольшему приросту дебита и дополнительной добыче [2].

В связи с этим выполняется сопоставление геологических характеристик пласта в интервале обработки, технологических параметров проведения ГРП и показателей его эффективности (прирост дебитов нефти и жидкости, динамика обводнённости, дополнительная добыча и длительность эффекта) по объектам и временным периодам проведения работ на основе сводных промысловых материалов, приведённых в данной статье.

Объект $ЮС_1$ является основным объектом воздействия, на нем выполнено 79 % операций ГРП от общего числа обработок на добывающем фонде. Апробация метода гидроразрыва пласта на объекте была в 2002 г. – выполнен один ГРП на эксплуатационном фонде. В 2005 г. продолжено дальнейшее внедрение метода на эксплуатационных скважинах.

По состоянию на 01.01.2022 на объект $ЮС_1^1$ выполнено 87 скважино-операции, после которых скважины запущены в добычу. Так, 33 ГРП выполнено на эксплуатационных скважинах, 52 ГРП на скважинах из бурения (в т. ч. 39 ГРП на ННС из бурения, 8 ГРП – на БВГС, 3 ГРП – на ГС и 2 ГРП – на БВС), один ГРП при переводе с вышележащего объекта, один ГРП при приобщении объекта $ЮС_1^1$ к ранее работающему объекту. На дату анализа методом гидроразрыва пласта охвачено 75 % разбуренного фонда скважин.

С 2006 г. начато выполнение ГРП при освоении ННС из бурения. Начиная с 2010 г., наблюдается снижение объемов ГРП на объекте с 9 до одной операции в 2011 г., в этот же период наблюдается снижение добычи нефти на объекте. В 2016 г. возобновлено массовое выполнение ГРП на скважинах при освоении из бурения – выполнено 18 ГРП, в том числе 2 многозонных ГРП на горизонтальных скважинах. Увеличение количества ГРП привело к росту добычи нефти. Затем происходит спад объемов ГРП до 3-4 ГРП к 2017-2021 гг., и, как результат, наблюдается снижение добычи нефти.

Объект $ЮС_1^1$ на Кустовом месторождении представлен 9 залежами. По залежам объемы ГРП распределились следующим образом: более 40 % операций выполнено на залежи 6 (35 ГРП), 17 % ГРП - на залежи 2 (15 ГРП), по 11 % ГРП – на залежах 1 и 2а (по 10 ГРП), 7 % ГРП – на залежи 4 (6 ГРП), по 5 % операций приходится на залежь 1 и залежь в районе скважины № 128Р (по 4 ГРП), 2 % ГРП - на залежи 3 (2 ГРП), 1 % ГРП – на залежи в районе скважины №253Р (1 ГРП).

На объекте $ЮС_1^1$ за счет ГРП на эксплуатационном фонде дополнительно добыто 257,1 тыс. т нефти или 7,8 тыс. т на одну скважино-операцию, за счет одного ГРП при переводе с другого объекта – 12,5 тыс. т, за счет приобщения с ГРП – 0,05 тыс. т. Вклад дополнительной добычи нефти за счет ГРП в общую добычу по объекту $ЮС_1^1$ составил 11,7 %. По скважинам из бурения за счет ГРП добыто 751,4 тыс. т нефти или 14,2 тыс. т/скв. Вклад добычи после ГРП на фонде из бурения в общую добычу по объекту составил 32,6 %.

Объект $ЮС_1^1$ характеризуется как высокопроницаемый неразобщенный с нижней водонасыщенной частью, глинистый экран между нефтенасыщенными и водонасыщенными пропластками слабо выражен (не более 3 м).

В качестве эффекта принимаются начальный и среднегодовой прирост дебита нефти после ГРП, поскольку эти показатели одновременно отражают интенсивность отклика в первые месяцы и устойчивость результата во времени [3]. В основу анализа положены сопоставления по эксплуатационному фонду, по скважинам с повторными ГРП и по ННС из бурения (таблица 1).

Таблица 1 – Сопоставление геологических характеристик пласта, технологических параметров и показателей эффективности ГРП

Параметр	Ед. измерения	ГРП по эксплуатационным скважинам	Повторные ГРП		ГРП по ННС из бурения	ГРП по БС
			1 ГРП	2 ГРП		
Эффективная толщина	м	7,0	4,9	6,9	5,6	
Нефтенасыщенная толщина	м	5,5	4,5	5,5	4,5	
Коэффициент пористости	доли ед.	0,17	0,17	0,16	0,17	
Проницаемость	10^{-3} мкм^2	93,3	105,5	93,5	67,0	
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,32	0,23	0,31	0,28	
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,54	0,52	0,51	0,48	
Расчлененность	ед.	3	2	3	3	
Масса проппанта	т	38,0	26,0	44,8	24,6	18,8
Удельная масса	т/м	5,4	5,3	6,5	4,4	18,8
Максимальная концентрация	кг/м^3	1054	1033	1156	1103	950
Темп закачки	м^3/мин	2,8	2,4	3,4	2,7	2,9
Показатели за 3 месяца после ГРП						
дебит жидкости	т/сут	29,5	25,0	21,2	34,3	24,6
дебит нефти	т/сут	9,9	14,6	7,6	18,1	9,7
обводненность	%	66,4	41,4	64,3	47,2	60,5
Среднегодовой дебит						
жидкости	т/сут	20,0	16,1	12,1	26,4	25,2
нефти	т/сут	7,7	10,6	5,4	16,8	6,4
Добыча						
жидкости	тыс.т	575,8			1058,2	41,8
нефти	тыс.т	257,1			574,8	11,5
Удельная эффективность						
жидкости	тыс.т/скв.	17,4			27,1	20,9
нефти	тыс.т/скв.	7,8			14,7	5,8

В группе ГРП по эксплуатационным скважинам наблюдается устойчивая связь результата с мощностью нефтенасыщенной части и неоднородностью разреза. При средних значениях эффективной толщины (7 м), нефтенасыщенной толщины (5,5 м), проницаемости ($93{,}3 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), песчанистости (0,32) и нефтенасыщенности (0,54) достигается дебит нефти за три месяца после ГРП (9,9 т/сут) при дебите жидкости (29,5 т/сут) и обводнённости (66,4 %), тогда как устойчивость эффекта во времени характеризуется среднегодовым дебитом нефти (7,7 т/сут) при среднегодовом дебите жидкости (20 т/сут). Внутригрупповая дифференциация по временным периодам и залежам показывает, что при смещении работ в более поздние стадии разработки прирост дебита нефти уменьшается на фоне роста обводнённости и выработанности запасов; данная деградация результата проявляется даже при близких технологических нагрузках, что указывает на лимитирующую роль текущего состояния разработки наряду с исходными ФЕС [4].

Связь эффекта с технологическими параметрами в эксплуатационном фонде выражается через перераспределение отклика между нефтью и жидкостью. При массе проппанта (38 т), удельной нагрузке (5,4 т/м), максимальной концентрации (1054 кг/м^3) и

темпе закачки (2,8 $м^3$/мин) достигается сбалансированный эффект, однако усиление воздействия за счёт роста удельной проппантной нагрузки и темпа закачки в целом повышает риск приоритета прироста жидкости над приростом нефти, что проявляется ростом обводнённости и снижением прироста дебита нефти.

В группе повторных ГРП зависимость результата определяется сочетанием стадии разработки и фактической нефтенасыщенности интервала приобщения. Первичный ГРП в группе повторных операций характеризуется значительным приростом дебита нефти при параметрах эффективной толщины (4,9 м), нефтенасыщенной толщины (4,5 м), проницаемости ($105{,}5 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$), песчанистости (0,23), нефтенасыщенности (0,52) и умеренной проппантной нагрузке (26,0 т) с темпом (2,4 $м^3$/мин), что соответствует дебиту нефти за три месяца после ГРП (14,6 т/сут) и среднегодовому дебиту нефти (10,6 т/сут) при относительно низкой обводнённости (41,4 %). При выполнении второго ГРП на тех же скважинах рост интенсивности технологического воздействия, выраженный увеличением массы проппанта (44,8 т), удельной нагрузки (6,5 т/м), максимальной концентрации (1156 кг/$м^3$) и темпа закачки (3,4 $м^3$/мин), не приводит к пропорциональному росту прироста дебита нефти: дебит нефти за три месяца после ГРП снижается до (7,6 т/сут), среднегодовой дебит нефти до (5,4 т/сут) при росте обводнённости до (64,3 %). Такая закономерность интерпретируется как проявление истощения запасов и увеличения водопритока, при котором дополнительная энергетика воздействия преимущественно реализуется в жидкости.

Промысловые примеры повторных ГРП указывают, что увеличение массы проппанта при расширении интервала приобщения может дать кратковременное усиление дебитов, но сопровождается ростом обводнённости и падением устойчивости прироста дебита нефти. В отдельных случаях повторный ГРП не формирует прирост дебита при резком росте обводнённости, что интерпретируется как следствие неподтверждённой текущей нефтенасыщенности целевого интервала и неблагоприятной структурной позиции по отношению к водонасыщенным зонам [5].

В группе ННС из бурения зависимость результата от параметров интервала проявляется наиболее устойчиво, а технологический отклик отличается максимальной стабильностью. При эффективной толщине (5,6 м), нефтенасыщенной толщине (4,5 м), проницаемости ($67{,}0 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$), песчанистости (0,28), нефтенасыщенности (0,48) и умеренных технологических нагрузках (масса проппанта 24,6 т; максимальная концентрация 1103 кг/$м^3$; темп 2,7 $м^3$/мин) достигается дебит нефти за три месяца после ГРП (18,1 т/сут) и среднегодовой дебит нефти (16,8 т/сут) при обводнённости (47,2 %). Для ННС диапазон эффективной толщины (около 5–6 м) и умеренная проницаемость создают условия, при которых формирование трещины обеспечивает значимый прирост притока без выраженного смещения эффекта в сторону притока воды, а устойчивость обеспечивается меньшей выработанностью запасов на момент ввода скважины.

В группе боковых стволов зависимость результата определяется не только параметрами закачки, но и компоновкой ствола и стадийностью работ.

Обобщение зависимостей по всем типам ГРП показывает, что максимальная устойчивость прироста дебита нефти достигается при вводе скважин с ГРП, тогда как при переходе к повторным воздействиям наблюдается снижение прироста дебита нефти и рост доли воды. На уровне технологических параметров устойчивому приросту дебита нефти соответствует умеренная проппантная нагрузка и темп закачки, тогда как форсирование массы проппанта, концентрации и темпа при повторных воздействиях повышает вероятность перераспределения эффекта в сторону жидкости [6].

Дополнительно для объекта $ЮС_1^1$ рассмотрим показатель кратности дебита нефти после ГРП, позволяющий сравнивать результативность операций независимо от абсолютного уровня дебита.

Кратность определена как отношение дебита нефти после ГРП к дебиту нефти до ГРП (по средним значениям за 3 месяца), а также как годовая кратность, рассчитанная через среднегодовой прирост дебита нефти относительно дебита нефти до воздействия. Введение

показателя кратности позволяет количественно фиксировать деградацию прироста дебита нефти при повторных воздействиях и отделять влияние технологии от влияния стадии разработки (рисунок 1).

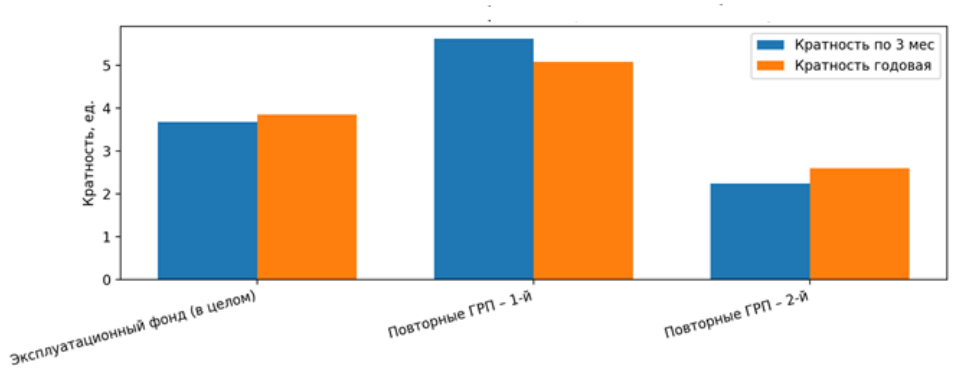


Рисунок 1 – Кратность прироста дебита нефти после ГРП по объекту $ЮС_1$[1]

Таким образом, повторное воздействие снижает годовую кратность эффекта примерно в 2 раза, даже при сохранении технологической применимости операции. На эксплуатационном фонде в среднем кратность по 3 месяцам составляет 3,67, годовая кратность – 3,85, что соответствует устойчивому, но менее выраженному эффекту по сравнению с первичным ГРП в группе повторных операций. Различие связано с тем, что первичный ГРП на скважинах повторного фонда проводился в условиях более выраженного технологического «узкого места» (низкие дебиты до воздействия), тогда как на эксплуатационном фонде в целом исходная база выше и эффект усредняется по разным залежам и периодам [7].

Наиболее высокий и устойчивый эффект фиксируется при нефтенасыщенной толщине порядка 5–7 м и эффективной толщине порядка 6–9 м, когда трещина работает преимущественно в нефтенасыщенной части пласта и сохраняется достаточный объём вовлекаемых запасов; при снижении нефтенасыщенной мощности до 2–3 м результат становится нестабильным и возможен нулевой эффект по нефти при резком росте обводнённости.

Список использованных источников:

1. Овсянников Е.А. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность применения гидроразрыва пласта / Е.А. Овсянников // Академический журнал Западной Сибири. – 2019. – Т. 15, № 1 (78).

2. Пеняев И.Н. Критерии выбора скважин для проведения гидроразрыва пласта (ГРП) / И.Н. Пеняев // Студенческий. – 2021. – № 12-3 (140). – С. 11–13.

3. Савельев В.В. Влияние реологических параметров жидкости разрыва на геометрию трещины гидроразрыва пласта в терригенных резервуарах / В.В. Савельев, И.Н. Озов // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 4. – С. 138–148.

4. Самолев О.В. О критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта / О.В. Самолев, А.В. Насыров, Р.З. Сабитбулатов, В.Г. Самолев // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 4. – С. 368–373.

5. Стромило Д.В. Геологические факторы и современные подходы к гидроразрыву пласта / Д.В. Стромило, Б.С. Ахмедбаев // Вестник науки. – 2024. – Т. 81, № 12. – С. 138–144.

6. Сафаров Р.Р. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта как метода интенсификации притока / Р.Р. Сафаров // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2, № 1. – С. 12–13.

7. Гаффаров Д.Р. Факторы, влияющие на эффективность гидравлического разрыва пласта / Д.Р. Гаффаров // Вестник науки. – 2024. – № 6 (75), т. 2. – С. 1826–1830.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «ИНГУШНЕФТЬ»

А.Ш. Халадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)
М.М. Велиев
(профессор кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)
З.Х. Газабиева
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
И.И.Алиев
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
А.А.Дзейтов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м/п)
Батыр.А.Эжиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
Башир.А.Эжиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м/п)

Аннотация. По рассматриваемым объектам, находящимся на завершающей стадии разработки, с 1959 г. проведен значительный объем промысловых, геофизических, гидродинамических и лабораторных исследований, который позволил установить расчетные параметры, особенности геолого-физических характеристик коллекторов и пластовых флюидов, запроектировать и внедрить высокоэффективную систему нефтеизвлечения на гравитационно-упруго-водонапорном режиме при фонтанном способе эксплуатации скважин. Залежи приурочены к замкнутым системам. С падением пластового давления не отмечается заметного снижения продуктивности скважин. Для восстановления производительности лифта и создания нормальных условий выполнения глубинных замеров проводили обработку растворителями, термообработку. По материалам исследований скважин устанавливались оптимальные режимы их эксплуатации и причины отклонения индикаторной линии к оси перепада давления на забое.

Ключевые слова: месторождение, скважина, дебит, нефть, обводненность, закачка, продуктивность, технологии, рабочие агенты, варианты разработки.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND EFFICIENCY OF THE APPLIED TECHNOLOGY FOR DEVELOPING OIL DEPOSITS AT THE INGUSHNEFT FIELD

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, PhD, Associate Professor)
M.M. Veliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – professor of the department of RRGM)
Z.Kh. Gazabieva
Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Senior Lecturer)
I.I. Aliyev

Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov Institute of Oil and Gas in Grozny, Senior Lecturer)
A.A. Dzeitov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)
Batyr.A. Ezhiev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)
Bashir.A. Ezhiev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

Abstract. Since 1959, a significant amount of field, geophysical, hydrodynamic, and laboratory research has been conducted at the studied reservoirs, which are in the final stages of development. This research enabled the establishment of design parameters, the specific geological and physical characteristics of reservoirs and formation fluids, and the design and implementation of a highly efficient oil recovery system based on gravity-elastic-water-drive technology with flowing well operation. The deposits are confined to closed systems. With a decrease in reservoir pressure, no significant reduction in well productivity has been observed. Solvent treatment and heat treatment were used to restore well productivity and create normal conditions for performing downhole measurements. Well test data were used to determine optimal operating conditions and the causes of indicator line deviation from the bottomhole pressure differential axis.

Keywords: field, well, flow rate, oil, water cut, injection, productivity, technologies, working fluids, development options.

Верхнемеловая залежь нефтяного месторождения Малгобек-Вознесеновское относится к типу массивно-пластовых залежей. Структура выражена единой крупной антиклинальностью, протягивающаяся в запад-северо-западном направлении. Для коллекторов трещиновато-каверного типа, которыми представлены верхнемеловые отложения Малгобек-Вознесеновского-Алиюртовского месторождения (т.е. породы, в которых нефть содержится в пустотах вторичного происхождения) общеприняты для терригенных коллекторов понятия, «эффективная мощность», «нефтенасыщенная мощность», теряют свое смысловое значение, т.к. для коллекторов трещиновато-каверного типа вся мощность в пределах начального контура (в пределах залежи) является нефтесодержащий, а следовательно и эффективной).

Карабулак-Ачалукское месторождение открыто и введено в разработку в 1956 г.

Административно Карабулак-Ачалукское месторождение входит в состав Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.

Нефтяное месторождение Малгобек – Вознесеновское расположено в пределах западной и центральной частей Терского хребта.

По административному делению оно входит в состав Малгобекского района Республики Ингушетия. Верхнемеловая залежь нефтяного месторождения Малгобек – Вознесеновское относится к типу массивно-пластовых залежей [1].

Структура выражена единой крупной антиклинальностью, протягивающаяся в запад – северо – западном направлении.

В строении Малгобек-Вознесеновского месторождения принимает участие комплекс отложений, в котором установленные эквиваленты почти всех стратиграфических подразделений, начиная предположительно с юрских и кончая антропогеновым образованием.

Карабулак-Ачалукское месторождение открыто и введено в разработку в 1956 г.

Административно Карабулак-Ачалукское месторождение входит в состав Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.

Нефтяное месторождение Малгобек – Вознесеновское расположено в пределах западной и центральной частей Терского хребта.

По административному делению оно входит в состав Малгобекского района Республики Ингушетия. Верхнемеловая залежь нефтяного месторождения Малгобек – Вознесеновское относится к типу массивно-пластовых залежей [1].

Структура выражена единой крупной антиклинальностью, протягивающаяся в запад – северо – западном направлении.

В строении Малгобек-Вознесеновского месторождения принимает участие комплекс отложений, в котором установленные эквиваленты почти всех стратиграфических подразделений, начиная предположительно с юрских и кончая антропогеновым образованием.

В процессе эксплуатации залежей было отобрано и проанализировано значительное количество поверхностных проб верхнемеловой нефти. Кроме того, проанализировано 26 глубинных проб нефти по скважинам: №№ 227, 991, 142, 808, 805, 100, 105, 750, 160, 141, 106, 141, 106, 141, 106, 113, 789, 120. По остальным скважинам буферное давление 3,2-10 МПа. Эксплуатации ведется с использованием 2-3 мм штуцеров в течение 3-31 суток в месяц. Для этой залежи оказался эффективным метод гидродинамического воздействия при стационарном и нестационарном режиме путем ограничения дебитов (уменьшение соотношения гидродинамического и гравитационного градиента давления).

Бездействует скважины из-за высокой обводненности 85-99 %, отсутствия фонтанной арматуры растворителей. Коэффициент эксплуатации 0,98, использования 0,58. скважина № 791 в капитальном ремонте. В залежи проводилась утилизация вод. В бездействии находится 7 скважин по состоянию на 1.01.04. г. средний дебит нефти на скважину равен 10,7 тонн в сутки, жидкости 20 тн. в сутки при обводненности 47 %. Газовый фактор 113 $м^3$/сут.

Для повышения эффективности широко применяются гидродинамические методы воздействия на продуктивные отложения путем изменения режимов работы добывающих скважин для довыработки остаточных запасов из менее проницаемых зон. С 1976 г. применялись методы оптимизации (ограничения) отборов, циклическая эксплуатация скважин, а также исследования по форсированному отбору жидкости. Рассмотрены два варианта доразработки залежи без ввода дополнительных скважин [1].

В варианте 1 предусмотрено изменение дебита скважин с 19 до 17 т/сут, выбытие добывающих скважин вследствие обводнения. К концу расчетного периода фонд добывающих скважин уменьшится до десяти. Дебит нефти уменьшится с 6 до 2-х т/сут. при обводненности 68 и 87 % соответственно. За проектный период будет добыто 84 тыс.т нефти при суммарном водонефтяном факторе 3,9 $м^3$/т. Годовой уровень добычи нефти уменьшится с 20 тыс.т до 7 тыс.т. Объем утилизированных вод через 7 нагнетательных скважин составит 70-62 тыс. $м^3$. Утилизацию планируется начать с 2000 г.

Накопленная добыча нефти получается равной 55550 тыс.т., что будет превышать запасы, числящиеся на балансе. Текущий коэффициент нефтеизвлечения на 2000 г. составит 0,703 при водонефтяных факторах 6,6 $м^3$/т. с начала разработки добыча жидкости 65,3 млн. т, нефтяного газа 11,6 млрд. $м^3$, закачено (утилизировано) 14,03 млн. $м^3$. Текущая компенсация 91-108 % в год.

Вариант 2 предусматривает в отличие от первого добычу жидкости (в пластовых условиях) стабильной. Годовая добыча нефти будет несколько больше, чем в варианте 1 и составит 21-9 тыс.т., однако добыча жидкости больше и во времени увеличивается с 66 тыс.т в 1999 г. до 77 тыс.т. Фонд добывающих скважин сократится до 9. Дебита жидкости увеличится с 20 до 26 т/сут, а нефти, наоборот, уменьшится с 6 до 3 т/сут. За проектный период будет добыто 95 тыс.т нефти (ВНФ=4,4 $м^3$/т), 19 млн. $м^3$ газа, утилизировано 453 тыс. $м^3$ воды. Накопленная добыча нефти равна 55561тыс.т, тыс.;11,57 млрд.$м^3$, утилизировано

14,14 млн. $м^3$ воды. Компенсация закачкой 86-91 %. Проектный коэффициент нефтеизвлечения 0,703.

Разработка характеризуется тремя стадиями [1]:

1. Стадия разработки залежи (1959-1964 гг.) характеризовались резким ростом годовой добычи нефти со 120 до 3900 тыс.тон с вводом большого количества добывающих скважин (35 шт).

Среднесуточный дебит по нефти составлял 240-490 т., из залежи добывалось практически безводная нефть. В этот период отобрано 18,2 %. Темп отбора составлял 0,2-7 % в год. Текущий водонефтяной контакт (ТВНК) на конец стадии был на минус 2590 м., средняя скорость перемещения его 10м./год. Коэффициент нефтедобычи в заводненном объеме 12 % равен 0,593.

2. Стадия (1965-1971 гг.) – период стабилизации добычи нефти на уровне 5200-6500 тыс. тон в год. В этот период введено 32 добывающих скважин, т.е. 45 % от общего числа скважин, перебывавших в эксплуатации, средний дебит их по нефти составлял 450-520 т/сутки. Темп обора 9,5-11,7 % в год.

К концу периода из залежи отобрано 91,8 % от низа. Началось интенсивное обводнение добывающих скважин. Среднегодовое обводнение продукции увеличилось с 2,8 % в 1965 г., до 17,6 % в 1971 г., максимальный годовой отбор нефти был, достигнут в 1967г. (6482 тыс. т). С 1970 г., осуществлялась утилизация воды в объемах от 15 до 800 тыс. м., кубических в год. Минимальное пластовое давление 31,5 МПа в 1971 г.

Стадия разработки (1972-1973 гг.) характеризуется резким снижением отборов нефти с 5,2 млн., т., (1971 г.) до 555 тыс., т, в (1973 г.), резким ростом обводнённости с 17,6 % до 70,4 %. Средний дебит на одну добывающую скважину уменьшился с 536 до 57 т/сут. Залежь полностью разбурена. Пластовое давление увеличилось до 32,3 МПа. Начиная с 1974 г., началась завершающая, самая продолжительная трудоемкая стадия разработки. Добыча постепенно снизилась с 291 до 23-31 тыс.т/год.

Успешно реализуются методы интенсификации нефтедобычи [3, 5, 5]. За время 2-й стадии скорость продвижения ВНК 35 м, в год, наибольшая за все время разработки, при этом коэффициент нефтеизвлечения в заводненном объеме составлял 0,699. За период интенсивного снижения добычи нефти (3 стадия) и на завершающей 4 стадии разработки скорость продвижения ВНК снизилось до 32 в год, а в последние несколько лет его продвижение незначительно.

На Малгобек - Вознесеновском месторождении по верхнему мелу закачка воды проводилась с целью ее утилизации. В закачке воды с целью поддержания пластового давления необходимости не было. Начальное пластовое давление составляло 47,5 МПа. (гипсометрическая отметка - 2,350). Текущее пластовое давление на этой отметке составляет 35 МПа. Давление насыщения нефти газом составляет 20 МПа. Исходя из этого, пластовая энергия достаточна для введения разработки без поддержания пластового давления. Утилизация воды проводилась двумя кустовыми насосными станциями (КНС), на которых были установлены насосы типа 9 МГР. Для установления правильного режима работы фонтанной скважины необходимо периодически ее исследовать.

Для гидродинамического исследования скважин в работе проводимых НГДУ «Малгобекнефть» включают: 1) снятие индикаторной кривой; 2) снятие кривой восстановление давления после прекращения отбора; 3) отбор проб жидкости и газа с последующим их анализом [1].

На Карабулак-Ачалукском месторождении залежи нефти приурочены к отложениям верхнего и нижнего мела. Залежь нефти верхнемеловых отложений приурочена к массивному карбонатному коллектору каверно-трещинного типа.

Начальные размеры залежи равны 22,0·2,5-3,0 км, высота – 900 м. начальный ВНК располагался на западе – 1650 м, на востоке – 1950 м. залежь нефти массивного типа. Средняя нефтенасыщенная толщина 236 м.

Промышленная нефтеносность установлена в терригенных коллекторах нижнего мела (пласт $К_2$) и карбонатных коллекторах верхнего мела (пласт $К_1$). В настоящее время в разработке находятся обе залежи. На 01.01.2011 г. на Карабулак-Ачалукском месторождении всего пробурено 131 скважина (разведочных и эксплуатационных) [2].

По состоянию на 01.01.2011 г. в добывающем фонде числится 108 скважин. Текущий отбор от начальных извлекаемых запасов составил 97,8 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,513 при утвержденном – 0,525. С начала разработки закачано 35040 тыс.$м^3$ воды.

С начала разработки залежи в эксплуатации перебывало 85 добывающих скважин, в том числе 23 переведенных с нижнемеловой залежи. Накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину составляет 168,5 тыс.т. В нагнетательном фонде перебывало 34 скважины, из них специально пробурено 16 скважин.

По состоянию на 01.01.2011 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 74, в том числе действующих – 12, в бездействии – 10, в ожидании ликвидации – пять, наблюдательных – две, ликвидированных - 45. Скважины эксплуатируются фонтанным способом (на штуцерах диаметром 3- 4 мм). В 2010 г. коэффициент эксплуатации составил 0,81, коэффициент использования фонда – 0,54 [1-4].

В нагнетательном фонде числятся 34 скважины, в том числе (т.ч.) бездействующих - четыре, ликвидированных – 30.

В 2010 г. добывающие скважины работали с дебитами по нефти 0,32 – 5,3 т/сут при обводненности – 15,1-95 %. Дебиты жидкости составляли 1,4 – 23,5 т/сут, газовые факторы по промысловым данным равны 100 $м^3$/т. Верхнемеловая залежь прошла несколько стадий разработки и в настоящее время находится на завершающей стадии [2-6].

Первая стадия разработки (1956-1959 гг.) характеризовалась быстрым ростом добычи нефти до 804 тыс.т (отбор от НИЗ 5,5 %), низкой обводненностью добываемой продукции, ростом фонда добывающих скважин.

Упруговодонапорный режим быстро сменился на смешанный с ограниченным вторжением пластовых вод. В последний год освоили систему закачки воды. Текущее пластовое давление уменьшилось до 25,8 МПа, что на 2,2 МПа ниже давления насыщения. Газовый фактор увеличился с 280-230 $м^3$/т до 425 $м^3$/т.

На конец стадии фонд состоял из 35 добывающих скважин, одной нагнетательной скважины. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,070, отбор от НИЗ - 0,118.

Вторая стадия разработки (1960-1971 гг.) продолжалась 12 лет с искусственным ограничением отборов по технологическим и техническим причинам. Для этого периода характерны темпы отбора нефти 5,6 % в год от НИЗ. Годовой объем закачки увеличивался и к 1968 г. доведен до 1910 тыс.$м^3$. В эксплуатации перебывало 46 скважин эксплуатационного фонда. В конце стадии добывающий фонд составил 39 скважин.

Пластовое давление в общем снизилось на 4,1 МПа. Максимальное падение давления - 1,0 МПа было в 1960 г. В течение 1964-67 гг. пластовое давление было на уровне 23,8 - 23,0 МПа. На начало 1972 г. оно уже составляло 21,7 МПа (0,78 от давления насыщения). Текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,456, отбор от НИЗ – 78,4 %. Газовый фактор снизился с 405 до 267 $м^3$/т.

Третья стадия продолжительностью 11 лет (1972-1982 гг.) характеризуется снижением добычи нефти с 765 тыс.т до 52 тыс.т и ростом обводненности с 16,4 % до 50-43 %. Фонд добывающих и нагнетательных скважин сократился до 29 и 12 соответственно. Дебит жидкости уменьшился с 84 до 9,6 т/сут. Газовый фактор с началом промышленного эксперимента увеличивался с 266-377 до 1445 $м^3$/т в 1977 г., затем уменьшился до 815 $м^3$/т в 1982 г.

Пластовое давление в общем снизилось незначительно (на 0,3 МПа) и в конце стадии было на уровне 21,2 МПа (0,76 от давления насыщения).

Объем закачки сократился с 1640 до 430 тыс.$м^3$/т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,545, отбор от НИЗ – 92,1 %.

Четвертая стадия продолжается 28 лет (1983-2010 гг.). Ведется доразработка залежи. Добыча нефти за первые 10 лет стадии снизилась до 14 тыс.т в 1993 г. В последующие годы добыча нефти увеличивалась, достигнув в 2001 г. 85 тыс.т.

Объемы закачки сократились с 200 до 70 тыс. $м^3$, а с 1994 г. закачка прекращена.

Процент обводнения изменялся от 43 до 25 % в 1993 г., а в последующие годы увеличение отборов жидкости с целью интенсификации добычи нефти из обводненных скважин привело к росту обводненности до 56,9 % в 1998 г.

Снижение содержание воды добываемой продукции в 1999- 2000 гг. соответственно до 55 и 46 % объясняется, во- первых, остановкой высокообводненных скважин, во-вторых, успешным переводом скважин с нижезалегающих горизонтов, обводненность которых ниже средней по залежи.

В настоящее время залежь разрабатывается на смешанном режиме (с проявлением режима растворенного газа в верхней части залежи). Технологические показатели разработки рассчитаны для каждого объекта и в целом по месторождению по двум вариантам.

Первый вариант предусматривает проведение разработки по сложившейся системе. Во втором варианте дополнительно к варианту 1 предлагается вывод скважин из неработающего фонда и перенос интервалов перфорации по действующему фонду скважин [2-3].

Разработку Карабулак-Ачалукского месторождения рекомендуется реализовывать по варианту 2 со следующими основными показателями: достижение КИН - 0,525; накопленная добыча нефти - 20040 тыс.т; проектные уровни добычи: нефти - 40,7 тыс.т (2015 г.); жидкости - 283,7 тыс.т (2020 г.); использование газа – 95 % (2011 г.); в том числе:

по верхнемеловому объекту достижение КИН - 0,590; накопленная добыча нефти - 14690 тыс.т; проектные уровни добычи: нефти - 33,1 тыс.т (2015 г.); жидкости - 230,3 тыс.т (2016 г.); использование газа – 95 % (2011 г.); по нижнемеловому объекту достижение КИН - 0,402; накопленная добыча нефти - 5350 тыс.т; проектные уровни добычи: нефти - 8,0 тыс.т (2014 г.); жидкости - 53,4 тыс.т (2018 г.); использование газа – 95 % (2011 г.) [1-7].

Список использованных источников:

1. Фондовые материалы Малгобек-Вознесенского месторождение Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.

2. Фондовые материалы Карабулак-Ачалукское месторождение Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.

3. Комплексная технологическая схема опытно-промышленной разработки ХЛ-ХШ пласта южной Вознесенки путем закачки, в залежь пара. Отчет промежуточный. тема: 6/76, СевКавНИПИнефть, Дегтярев Н.М., Багов Р.А., Грозный, 1975 г.

4. Строительство эксплуатационных скважин № 332-8, 333-8, 334-8; 163-9, I64-9 на площади Малгобек-Вознесенская. Заказ 917. Технико-рабочий проект. Смета. СевКавНИПИнефть; Ясний Ш.Т., Грозный, 1975, 36 с.

5. Халадов А.Ш. Анализ методов интенсификации добычи нефти месторождений грозненского нефтяного района / Халадов А.Ш., Касумов М.И., Каграманов А.Г. // Фундаментальные и прикладные исследования. актуальные проблемы и достижения, сборник избранных статей Всероссийской (национальной) научной конференции Санкт-Петербург, 11 декабря 2020 года, С 93-95, УДК: 622.276.63.

6. Халадов А.Ш. Эксплуатация скважин в целях выпадения асфальта-смолистых веществ / Халадов А.Ш., Кадыров Л.Х., Кутуев М.У., Абумуслимов А.М-Э, Муратов А.Т. // Актуальные вопросы современной науки: теория, технология, методология и практика. Материалы Международной научно-практической онлайн-конференции, приуроченной к 60-летию член-корреспондента Академии наук ЧР, доктора технических наук, профессора Сайд-Альви Юсупова Муртазаева. 28 апреля 2021 г. Россия, Чеченская республика, г.Грозный, С 96-100.

7. Халадов А.Ш. Развитие методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений грозненского нефтяного района / Халадов А.Ш., Мещанинов М.В., Ляпкин С.П., Бетилгириев И.М., Андреев В.Е., Ямалетдинова А.А. // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы X Международной научно-практической и методической конференции. Уфа, 2022. Издательство: Башкирский государственный университет (Уфа) 26–27 мая 2022 года, С 179-184.

8. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

9. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

10. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

11. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)

А.А.Умаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)

И.И.Алиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)

З.Х.Газабиева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)

М.М.Дудаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)

А.Мамажонов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

М.А.Татарханов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

А.Х.Усмонов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

Ю.Ш.Усмонов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
М.Э. Велиева
(студент гр. РДТ9ш-25-11, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация: На всех этапах разработки нефтяных месторождений осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки без изменения системы разработки или с частичным её изменением. Главная задача контроля за разработкой нефтяных месторождений— определение и отработка методов регулирования разработки месторождения для достижения проектных показателей. На сегодняшний день контроль над разработкой нефтяных и газовых месторождений преобразовался в отдельную научную отрасль, у которой имеется своя собственная методика и оснащение. Применение этих технологий позволяет разрешить ряд существующих целей и задач: определение нужного места дислокации и проведение наблюдения за тем, как проводятся работы по извлечению полезных ископаемых; наблюдение и регулирование передвижений фронта нагнетательных вод по пласту; оценка показателей настоящей и итоговой насыщенности углеводородами пластов; изучение отдачи и способности принимать закачиваемую воду скважинами; проверка технического состояния ствола скважины; проведение мониторинга работы и технического состояния оснащения, которое используется во время эксплуатации скважин. Вместе с импульсными и стационарными методами осуществления контроля широкое распространение и применение получили методы термометрии, акустического каротажа, дебитометрии, а также методология интерпретации.

Ключевые слова: месторождение, физико-химическое свойства, скважина, промыслово-геофизические исследования.

UDC 622.276

GEOLOGICAL AND INDUSTRIAL JUSTIFICATION OF MEASURES TO CONTROL AND REGULATE THE PROCESS OF DEVELOPMENT OF THE GROZNY OIL DEPOSIT

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Associate Professor)
A.A. Umayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Senior Lecturer)
I.I. Aliyev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Senior Lecturer)
Z.Kh. Gazabieva
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Senior Lecturer)
M.M. Dudayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Senior Lecturer)
A. Mamazhanov
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education,

Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

M.A. Tatarkhanov

Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

A.Kh. Usmonov

Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

Yu.Sh. Usmonov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

M.E. Velieva

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – student gr. RDT9sh-25-11)

Abstract: At all stages of oil field development, the development process is monitored, analyzed, and regulated without changing the development system or with partial modifications. The primary objective of oil field development monitoring is to define and refine methods for regulating field development to achieve design indicators. Today, oil and gas field development monitoring has evolved into a separate scientific field with its own methodology and equipment. The use of these technologies allows us to address a number of existing goals and objectives: • determining the desired deployment location and monitoring the progress of mineral extraction; • monitoring and regulating the movement of the injection water front within the formation; • assessing the current and final hydrocarbon saturation of formations; • studying the yield and capacity of wells to receive injected water; • inspecting the technical condition of the wellbore; • monitoring the operation and technical condition of equipment used during well operation. Along with pulsed and steady-state monitoring methods, thermometry, acoustic logging, flowmetering, and interpretation methodology have become widely used and utilized.

Keywords: field, physical and chemical properties, well, production geophysical surveys.

Одно из месторождений: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д., Северо-Брагунское введено в эксплуатацию в 1982 году после получения нефти из поисковой скважины № 80. Подсчёт запасов и проектные документы на разработку залежи до 1996 года выполнялись в СевКавНИПИнефть, с 2002 года проектирование разработки, авторский надзор за разработкой и пересчёт запасов нефти и растворённого газа ведутся в РосНИПИтермнефть, с 2006 года – в «Роснефть»-НТЦ [1].

На Северо-Брагунском месторождении на фораминиферовые слои и верхний мел пробурено 21 скважина и на нижний мел – одна скважина, в том числе 6 поисковых, 12 – разведочных и 4 – эксплуатационные. В контуре нефтеносности залежи верхнего мела оказалось 4 поисковые (включая скважину № 30 – нижний мел), 6 разведочных и 4 эксплуатационные скважины.

По состоянию на 01.01.2006 год на залежи перебывало в эксплуатации на нефть 11 скважин. Скважина № 22 ко времени её ввода в эксплуатацию в 1987 году вскрыла заводнённую зону и была ликвидирована по геологическим причинам. В действующем фонде находится 5 добывающих и 3 нагнетательные скважины. В 2005 году среднегодовой дебит скважин по нефти составлял 175,1 т/сут, обводнённость 4 %, средняя приёмистость нагнетательных скважин 496 $м^3$/сут. Система поддержания пластового давления (ППД) была введена в эксплуатацию только в 2005 году. Всего по состоянию на 01.01.2006 год из залежи

отобрано 8244 тыс.т нефти, 8329 тыс.т жидкости, закачано 313 тыс.м^3 воды, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,365 (рис.1). В 2005 году получено 358 тыс.т. нефти при темпе отбора от текущих извлекаемых запасов 9,6 % [1].

В орографическом отношении район приурочен к двум крупным элементам: северному склону Брагунского хребта и к Притеречной низменности. В 1973 году на схематической структурной карте по кровле верхнего мела Терско-Сунженского нефтегазоносного района впервые выделена Северо-Брагунская складка, которая располагается севернее и параллельно Брагунской.

В 1976 году сейсмическими работами треста «Грознефтегеофизика» по методу отраженный волн и общей глубинной точки выявлены антиклинальный перегиб, который интерпретировался как западная переклиналь Северо-Брагунской складки, а также восточная переклиналь складки.

В 1977 году геологами объединения «Грознефть» (АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.)) и института «СевКавНИПИнефть» была составлена схематическая структурная карта по кровле верхнего мела этой площади и намечены для бурения три поисковые скважины, расположенные в диагональном профиле: в сводовой части скважина № 80, к северо-востоку от нее скважина № 2, к юго-западу скважина № 3.

Литологический состав верхнемеловых отложений представлен терригенно-карбонатными породами (перслаивание известняков и мергелей, встречаются известковистые песчаники и песчанистые известняки, чистые известняки, пестроцветные мергели). Общая мощность верхнемеловых отложений от 50 до 1012 м.

По кровле верхнемеловых отложений складка представляет антиклиналь, осложненную на севере и юге продольными разрывными нарушениями типа сброса, амплитудой 200-300 м.

В скважинах №№ 5, 6, 9, 10, 20, 22 месторождения Северо-Брагунское выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований. Образцы пород практически непроницаемы и содержат воду. Величина вторичной пустотности, определенная по 286 интервалам, колеблется от 0 до 4,5 %, составляя в среднем 0,42 %. По аналогии с другими верхнемеловыми залежами Чеченской Республики начальная нефтенасыщенности принята равной 85 %. Средняя величина проточной емкости, определенная по индикаторным зависимостям, снятым в нескольких скважинах, составляет 0,16 %, проницаемость 0,032 мкм^2.

Так, в сводовых скважинах №№ 8, 16, 23, 80 дебиты нефти составляют:250-450 т/сут, а в крыльевых скважинах №№ 3, 5, 7 - всего 1- 2 т/сут.

Физико-химические свойства пластовых флюидов изучались на основании глубинных и поверхностных проб нефти. Отобрано 11 глубинных проб (в скважинах №№ 3, 6, 8, 10, 16, 80). Пробы воды - в скважинах №№ 5, 7, 13. Состав газа, растворенного в нефти, исследовался по 12 пробам, отобранным в скважинах №№ 3, 6, 8, 10, 16, 20, 80.

Нефть верхнемеловой залежи является легкой, малосернистой, парафинонафтенового типа. Средние величины отдельных компонентов, содержащихся в нефти, составляют: серы - 0,09 %, смол селикагелевых - 2,35 %, асфальтенов - 0,22 %, парафинов - 2,45 %.

Давление насыщения нефти газом - 23,4 МПа, газосодержание нефти -289 м^3/м, плотность нефти в пластовых условиях 0,640 т/м^3, вязкость в пластовых условиях 0,27 мПа·с, плотность разгазированной нефти 816 кг/м^3. Начало кипения нефти 86^0 С, выкипает при температуре 300^0 С - 61 %.

Газ, растворенный в нефти, легкий, метановый, с малым содержанием тяжелых компонентов. Содержание метана - 64 %, гексана и высших компонентов - 1 %. Плотность газа 1,207 кг/м^3. Сероводород в газе отсутствует.

Пластовые воды верхнемеловых отложений, полученные в процессе эксплуатации и освоения скважин №№ 5, 7, 13, относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 31-33 г/л и плотностью 1018 кг/м^3. Газосодержание и объемный коэффициент пластовой воды не определялись. Вязкость воды в пластовых условиях, определенная по известной зависимости вязкости минерализованной воды от пластовой температуры, составляет 0,21 мПа·с.

Северо-Брагунская залежь массивно пластового типа. Начальное положение водонефтяного контакта имеет сложную поверхность, наклоненную с севера на юг от минус 5450 м до минус 5530 м и с востока на запад от минус 5260 м до минус 5540 м.

В 1988-1989 гг. СевКавНИПИнефтью по состоянию изученности на 01.01.89 год по верхнемеловой залежи осуществлен подсчет запасов нефти и растворенного газа. Подсчет запасов осуществлен объемным методом по категориям C_1 и C_2.

Коэффициент нефтеизвлечения обоснован равным 0,5. Запасы нефти категории C_1 составляют:

балансовые 25238 усл.ед.,

извлекаемых 12619 усл.ед.

Запасы нефти категории C_2 составляют:

балансовые 1594 усл.ед.,

извлекаемые 797 усл.ед.

Гидродинамические исследования, в основном, методом установившихся отборов, замеры пластового и забойного давления проводились по всему фонду добывающих скважин месторождения Северо-Брагунское.

Анализ зависимости накопленного отбора жидкости от понижения пластового давления подтверждает вывод об ограниченных размерах системы, позволяет оценить недостаток пластовой энергии и необходимость системы поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении Северо-Брагунское продуктивную толщу вскрыли 18 скважин, из которых шесть ликвидированы (№№ 9, 11, 17, 19, 22) и 12 скважин приняты в эксплуатацию - 11 добывающих и одна наблюдательная (№ 13). При работе добывающих скважин на режимах гидродинамических исследований дебиты нефти и жидкости не превышали 6-20 т/сут в малодебитных скважинах №№ 3, 7; 62-72 т/сут – в скважинах №№ 5, 10, 21 и 195 -262 т/сут – в высокодебитных скважинах №№ 6, 8, 16, 20, 23, 80.

Дебиты нефти и жидкости 0,03-449 т/сут при устьевых давлениях фонтанирования 4,5-30 мПа и перепадах забойного давления 0,4-5,4 мПа, в среднем 2,4 мПа при дебите 192 т/сут.

Толщина интервалов дренирования 35-98 м. Сообщение скважин с пластом осуществляется:

-в скважинах №№ 3, 8, 13, 20, 21, 80 посредством спуска сетки фильтра;

-в скважинах № 16, 80 посредством открытого забоя;

-в скважинах №№ 5, 6, 7, 10, 23 посредством перфорации. Расстояние от нижних отверстий интервалов дренирования до начального водонефтяного контакта от 6 до 600 м, наибольшее расстояние в сводовых и присводовых скважинах (№№ 6, 8, 10, 16, 20, 21, 80).

С небольшим дебитом безводной нефти 4 т/сут работает скважина № 3.

В скважине № 5 после перевода на меньший штуцер диаметром 2 мм исчезла вода, и скважина стала устойчиво работать с дебитом 8 т/сут нефти.

Скважина № 7 работала в режиме периодической фонтанной эксплуатации, отбирается накопившаяся нефть (скважина обводнилась).

С 1989 года значительно ухудшила работу скважина № 10 при общем снижении продуктивности с 72 до 40 т/сут жидкости. Содержание воды в 02.1990 году достигло 63 %, но резко снизилось до 26 % к середине года. Скважина расположена на высоких гипсометрических отметках в присводовой части. Поэтому причины поступления воды в этой скважине пока остаются не совсем ясными, - то ли вода поступает по сбросовому

нарушению небольшой амплитуды (наличие его можно предположить), то ли это вода других горизонтов (необходимо провести гидродинамические и термодинамические исследования). Из-за ускоренного обводнения скважина может выйти из эксплуатации раньше проектного срока.

С небольшим дебитом работает скважина № 21, в ней вскрыто 17 м верхнего мела и 42 м фораминиферовых отложений и, несмотря на сводовое расположение скважины, производить большие отборы нефти из нее недопустимо.

Таким образом, из 11 скважин только шесть (№№ 6, 8, 16, 20, 23, 80) обладают хорошей продуктивностью 148-449 т/сут, в среднем 293 т/сут и обеспечивают в настоящее время 94 % текущей добычи нефти по залежи (92 % от накопленной добычи). Все эти скважины расположены в центральной и присводовой частях залежи. Поддерживать высокие дебиты технологически нецелесообразно, поскольку это может привести к преждевременному или ускоренному обводнению скважин и ухудшению показателей разработки.

За весь срок разработки планировалось добыть 12872 тыс.т нефти, коэффициент извлечения нефти КИН=0,51. Закачка воды составит 19140 тыс.м^3, накопленная компенсация 62,3 %. Минимальное пластовое давление 48 мПа, максимальное 56 мПа в конце разработки на минус 4850 м.

Средние дебиты жидкости 154 т/сут за период отбора основных запасов (1986-2006 гг). Средние темпы разработки за этот же период 3,8 %, максимальный темп 5,21 % в 1990 году.

Меньшие темпы добычи нефти и закачки воды создают условия для большего охвата залежи процессами вытеснения и заводнения. В связи с этим проектируется создание системы поддержание пластового давления с площадной закачкой воды в заводненные интервалы залежи с перенесением фронта нагнетания от пониженных и приконтурных зон нагнетания воды к присводовой части залежи.

Подсчеты показали, что ресурсов пластовой энергии недостаточно для обеспечения рациональной доразработки залежи (достижения возможного большего КИН). Таким образом, упругий режим залежи переходит в искусственный водонапорный.

В качестве рабочего агента системы поддержания пластового давления выбрана вода, как наиболее отвечающая требованиям совершенствования технологии разработки, и обеспечивающая полный охват вытеснения при достижении максимального коэффициента охвата заводнением при режиме гидродинамического вытеснения нефти водой.

Разработка залежи (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) обеспечивается фондом пробуренных добывающих скважин.

Фактическая конструкция скважин, исходя из единого принципа расчета и производственного опыта, выбрана с учетом выделения пяти зон крепления, отличающихся разными горно-геологическими условиями совместимости бурения, и состоит из [2]:

- направления диаметром 720 мм и шириной 7 м;
- кондуктора диаметром 426 мм и глубиной спуска в подошву акчагыла;
- первой промежуточной колонны диаметром 340 мм и глубиной спуска в глину чокракского горизонта;
- второй промежуточной колоны, диаметром 273 мм, с установкой башмака колонны в кровле нижнего Майкопа;
- третьей промежуточной колонны диаметром 245 х 219 мм, с длиной до кровли фораминиферовых отложений;
- потайной колонны диаметром 168 мм для перекрытия фораминиферовых отложений;
- эксплуатационной колонны диаметром 114 х 127 х 168 х 194 мм со вскрытием верхнего мела.

Выбранная конструкция скважин при соблюдении технологических условий бурения позволяет довести скважину до проектной глубины (без износа промежуточных колонн до аварийного состояния), обеспечивает повышенную прочность устьевой части и конструкции в целом, обеспечивает выполнение технических мероприятий и требований по охране недр.

Эксплуатация ряда скважин (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) осложняется отложениями на насосно-компрессорных трубах асфальто-смолистых и парафиновых веществ (АСПВ).

С целью их удаления применяется технология обработки с использованием растворителей бутил-бензольной или бензол-толуольной фракции или их смеси: расчетный объем растворителя закачивается в НКТ и после 0,5-2,0 часа остановки скважина запускается в работу. Эффекты от обработок получены на скважинах №№ 3, 5, 6, 7, 10, 16 (на двух последних с увеличением дебитов нефти).

Проводились обработки кислотными эмульсиями призабойных зон пласта (ПЗП) в скважинах с целью интенсификации притока нефти. Проведено 16 обработок (в скважинах №№ 3, 5, 6, 8, 10, 20, 80), успешность-62,5 %.

Отмечена высокая эффективность поинтервальной кислотной обработки в скважине 10- воды в продукции не было более двух лет. Но в связи с появлением воды были проведены работы по селективной изоляции притока воды (на основе жидкого стекла). Анализ результатов обработки и химический анализ воды указывает на вероятность обводнения посторонними водами. В связи с этим необходимо предусмотреть проведение специальных исследований с целью установления места и характера притока воды в скважину.

Специальные мероприятия по защите НКТ и выкидных линий от коррозийного разрушения не проводились. При обводненности до 60 % и буферном давлении выше 17,5 МПа не происходит коррозионного разрушения НКТ (технологический режим защиты). Этим условиям удовлетворяет режим работы скважин №№ 6, 8, 16, 20, 23. Не происходит коррозийного разрушения и выкидных линий этих скважин по той причине, что расчетная объемная скорость ниже фактической.

Скважины №№ 5, 10 эксплуатируются в режиме, когда начинает проявляться питтинговый характер коррозийного разрушения.

Устьевое и скважинное оборудование удовлетворяет требованиям эксплуатации. Замер продукции скважин осуществляется на индивидуальных и групповых замерных установках (ГЗУ): сепарация нефти производится при давлении 0,3-0,4 мПа, жидкость откачивается на ЦППС - Брагуны, газ не утилизируется (подается на факел). Продолжительность замера 1-2 часа.

Скважина № 20 Северо - Брагунская расположена у берега реки Терек и принадлежит ЦДНГ «Правобережное».

Скважина № 20 заложена в центральной сводовой части структуры с целью оценки нефтенасыщенности и коллекторских свойств верхнемеловых отложений, эксплуатации залежи.

Для обоснования способа эксплуатации были определены условия фонтанирования скважин. Необходимое давление фонтанирования определялось обводненностью продукции и величиной устьевого давления для транспорта продукции по существующей системе сбора.

Проведенные расчеты показывают, что при высокой обводненности продукции (до 96 %) на поздней стадии разработки, будет обеспечено фонтанирование скважин.

Эксплуатацию глубих высокотемпературных скважин осложняют также отложения АСВ в насосно-компрессорных трубах. Они препятствуют проведению глубинных исследований и является причинами оставления приборов в скважинах.

Анализ геолого-промыслового материала, проведенный по скважинам АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-

Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) показал, что главную роль в формировании отложений в призабойной зоне пласта играют депрессия на пласт, коэффициент продуктивности и глубина скважин. Так, в скважинах, работающих с депрессией менее 7,5 МПа вероятность отложения АСВ в призабойной зоне пласта составляет порядка 10 %, тогда как при депрессиях свыше 20 МПа около 100 %. При коэффициентах продуктивности скважин менее 40 $м^3$/сут МПа вероятность отложений АСВ составляет 80 %. При увеличении коэффициента продуктивности скважин до 100 $м^3$/сут МПа и более вероятность отложений не превышает 15 %. Отложения АСВ в насосно-компрессорных трубах отмечаются на самых различных глубинах. Основным фактором, влияющим на интенсивность отложений, является гидродинамика газожидкостного потока и связанная с ним степень турбулентности. Почти все скважины, где отмечается отложения АСВ в трубах, характеризуются пониженной продуктивностью и высокими депрессиями на пласт. Некоторое влияние оказывает выделение попутного газа-при увеличении объемного газосодержание вероятность отложений АСВ возрастает.

Таким образом, наиболее рациональными методами борьбы с осложнениями являются технологические методы, т.е. методы, которые в той или иной степени направлены на установление оптимального режима эксплуатации скважин, и только при невозможности их реализации необходимо применять реагенные методы - закачка различных растворителей или ингибиторов.

С целью повышения устьевых давлений и снижения депрессии на пласт в скважинах, эксплуатирующих верхнемеловые отложения рекомендуется совместить работы по удалению органических отложений и увеличению проницаемости призабойной зоны пласта. Для этого необходимо применять для обработки скважин нефтекислотную эмульсию с добавлением аминов C_{11}-C_{20}. При этом для повышения эффективности обработки целесообразно первую порцию эмульсии приготовить с повышенным содержанием органического растворителя (до 70-80 %) и снижать его концентрацию в последующих порциях.

В случае обводнения скважин для увеличения периода фонтанирования целесообразно на скважинах проводить работы по селективному ограничению водопритоков. Наиболее целесообразно для условий месторождения использование растворов силиката натрия, коагуляция которого происходит под действием ионов бивалентных металлов, содержащихся в пластовой воде. Проектирование процесса обработки заключается в выборе объема растворов силиката натрия и времени его выдержки в пласте.

Основной задачей всех видов исследований (на месторождениях: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Северо-Джалкинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) является получение, по возможности, полной информации по всем параметрам работы пласта, скважин и их технического состояния для успешного завершения разработки при достижении полной выработки извлекаемых запасов нефти.

Методы контроля должны носить систематический характер и отражать истинное положение дел в процессе эксплуатации скважин. Для этого соответствующие контрольные точки непосредственно на скважинах, коммуникациях и установках должны быть оборудованы и укомплектованы необходимыми контрольно-измерительными приборами и аппаратурой. Виды, объёмы и периодичность исследовательских работ регламентируются обязательными комплексами гидродинамических, промыслово-геофизических и лабораторных исследований.

По добывающим скважинам обязательный объём исследований предусматривает выполнение следующих видов работ:

- замер дебита жидкости и контроль за обводнённостью – два раза в месяц;
- определение газового фактора – два раза в месяц;
- замер устьевых давлений – два раза в месяц;

- замер пластового давления – один раз в полугодие;
- исследование методом установившихся отборов (снятие индикаторной зависимости) – один раз в два года;
- исследование методом неустановившихся отборов (снятие кривой восстановления давления) один раз в год;
- исследование профиля притока – по мере необходимости;
- отбор проб пластовой нефти и воды на полный анализ – один раз в полугодие;
- регулярное осуществление контроля за перемещением ВНК с использованием существующих методов расчёта.

Для установления возможных перетоков, обследования технического состояния эксплуатационных колонн и проведения изоляционных работ необходимо использовать термодебитометрические исследования.

Для повышения объёма и качества информации возможен перевод в наблюдательный фонд добывающих скважин после их обводнения и вывода из эксплуатации.

При выполнении исследовательских работ особо следует выделить группы скважин, которые проектируется использовать в качестве нагнетательных.

До начала нагнетания в этих скважинах необходимо провести комплекс гидродинамических и термометрических исследований.

Это позволит решить вопросы о приёмистости этих скважин и о том, обеспечит ли эта приёмистость проектные уровни закачки воды.

Необходимый комплекс исследовательских работ, их объёмы и периодичность проведения по нагнетательным скважинам включают в себя:

- определение приёмистости и соответственно устьевого давления – раз в месяц;
- замер пластового и забойного давлений – один раз в год;
- исследование методом восстановления (снятие кривой понижения давления) – один раз в два года;
- исследование методом установившихся закачек – один раз в начале нагнетания (в дальнейшем по мере необходимости).

Список литературы

1. Меркулов А.В. и др. Подсчет запасов нефти и газа на территории деятельности объединения «Грознефть». Раздел IV. Подсчет запасов нефти и газа месторождения Северо-Брагунское. (заключительный). СевКавНИПИнефти, г.Грозный, 1989 г.

2. Сидорович Т.С., Фролов Г.А. Проект поисков нефтяной залежи в эоценовых и верхнемеловых отложениях Северо-Брагунской площади. СевКавНИПИнефть, г.Грозный, 1979 г.

3. Комиссаров А.И. и др. Селективное ограничение водопритоков в глубокозалегающих низкопроницаемых коллекторах. Труды «СевКавНИПИнефть», 1984 г, вып. 40, с 3-7.

4. Халадов, А. Ш. Особенности осложнений эксплуатации скважин при разработке мезозойских залежей Чеченской Республики / А. Ш. Халадов. Грозненский государственный нефтяной институт. - Грозный, 1998. – 11 с. – Библиогр.: 12 назв.- Деп. в ВИНИТИ 25.05.98, № 1584 – В 98.

5. Халадов А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Грознен. нефтяной институт им. акад. М. Д. Миллионщикова. Уфа, 2002. 24 с.

6. Майдебор В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. Плотность сеток скважин и темпы разработки залежей / В. Н. Майдебор, А. И. Комисаров и др. - 1980. С. 140 - 146 // Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. - М.: 1985. - Вып. VIII.

7. Халадов А.Ш. Добыча нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного района. / А.Ш. Халадов, Ю.В. Дудников, А.Р.

Габдуллин, М.Ф.Тухватуллин, М.М. Бакраев, М.М. Дудаев, З.Х. Газабиева, М.С. Халадов, И.И Алиев / Международная научно-практическая конференция «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 2-3 апреля 2018 года РИЦ БашГУ, 2018, 216-218 с, ISBN 978-5-7477-4662-6.

8. Халадов А.Ш. Основные методы повышения и контроля эффективности добычи нефти, и технология освоения скважин мезозойских залежей Грозненского нефтяного района с трещинным типом коллектор / / А.Ш. Халадов, Ю.В. Дудников, К.Ш. Ямалетдинова, М.С. Халадов, И.И. Алиев, А.Р. Габдуллин, А.А. Ямалетдинова / Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса Материалы VIII Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 10-14 декабря 2018 г.) УФА РИЦ БашГУ 2018, УДК 330; 622.276; 622.692; 665.6 ББК 65.01; 33.36+32.96 Н34, Часть I

9. Халадов А.Ш. Исследование разработки нефтеотдачи месторождений Грозненского нефтяного района/ Халадов А.Ш., Умаев А.А., Газабиева З.Х., Халадов М.С., Алероев Б.А. // Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 8 (146), ISSN 1684-2626 ООО Компания спутник +2020. С. 100-104.

10. Халадов А.Ш. Новые технологии обработки мезозойских скважин Чеченской республики с целью восстановления и повышения их продуктивности // Халадов А.Ш, Ямалетдинова К.Ш., Дегтярев Н. М., Алиев И.И., Дудаев М.М. / Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: коллективная монография / под ред. И. А. Керимова, В. А. Широковой. - Грозный, 2016. - Том V. - 698 с.

11. Халадов А.Ш. Эксплуатация скважин с трещинным типом коллектора. //Халадов А.Ш., Дудников Ю.В, Емельянов Д.В., Габдулин А.Р., Ямалетдинова К.Ш. / Материалы VI Международной научно-практической конференции Уфа. «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 27 апреля 2017 года РИЦ БашГУ, 2017, С.177-179.ISBN 978-5-7477-4385-4

12. Халадов А.Ш. Интенсификация добычи нефти из мезозойских залежей месторождений, находящихся на поздней стадии разработки Чеченской Республики. Инновации наукоемкие технологии в образовании и экономике: сборник материалов I международной (X Всероссийской научно-методической конференции) 29-30 апреля 2014 года. Уфа: РИЦ БашГУ, 2014.-216 с. ISBN 978-5-7477-3575-0.

13. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

14. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

15. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

16. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ АСПЕКТЫ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ ИЗ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕЗОЗОЙСКИХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)
М.М. Велиев
(профессор кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)
И.А.Закариев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
С.И. Муртузов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
Ж.Б угли. Содиков
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
Р.А.Сулаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
М.Х.Цухаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
З.А.Эскерханов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
Б.Э.Эльдаров
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

Аннотация. Актуальными задачами добычи нефти в Грозненском нефтяном районе являются вопросы совершенствования применяемых и разработки новых технологических процессов, направленных на оптимизацию работы глубоких и сверхглубоких скважин, эксплуатирующих залежи нефти, приуроченные к коллекторам трещинного и трещинно-кавернозно-порового типа. Это предполагает увеличение уровня добычи нефти и попутного газа не только за счет ускоренного ввода в разработку новых месторождений, но и широкое использование прогрессивных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение дебитов скважин на разрабатываемых залежах. Одним из основных методов повышения эффективности добычи нефти является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости и обеспечения связи забоя скважины с пластом.

Ключевые слова: залежи, нефть, мощность, давления, методы воздействия, глинокислотные растворы, призабойная зона пласта, кислотные эмульсии.

UDC 622.276

GEOLOGICAL AND INDUSTRIAL ASPECTS OF INTENSIFICATION OF LIQUID INFLOW FROM HIGH-TEMPERATURE MESOZOIC FORMS OF THE GROZNY OIL REGION FIELDS

A.Sh. Khaladov
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education,Grozny State Petroleum Technological University named after

Academician M.D. Millionshchikov in Associate Professor)
M.M. Veliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – professor of the department of RRGM)
I.A. Zakariev
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
S.I. Murtuzov
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
Zh.B. Ugli. Sodikov
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
R.A. Sulaev
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
M.Kh. Tsukhaev
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
Z.A. Eskerkhanov
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)
Eldarov B.E.
Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

Annotation. The urgent tasks of oil production in the Grozny oil region are the issues of improving the applied and developing new technological processes aimed at optimizing the operation of deep and superdeep wells that exploit oil deposits confined to fractured and fractured-cavernous-porous reservoirs. This implies an increase in the level of oil and associated gas production not only due to the accelerated commissioning of new fields, but also the widespread use of progressive methods of stimulating the formation, ensuring an increase in well flow rates in the developed deposits. One of the main methods of increasing the efficiency of oil production is the physicochemical impact on the bottomhole formation zone in order to increase its permeability and ensure the connection of the well bottom with the formation.

Key words: deposits, oil, thickness, pressures, methods of action, mud-acid solutions, bottomhole formation zone, acid emulsions.

Среди применяемых растворов наибольшее распространение получили глинокислота и гидрофобные кислотные эмульсии на её основе.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применение этих растворов особенно в глубоких скважинах, не всегда даёт положительный результат. Например, в глубоких мезозойских скважинах объединения АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое,

Горячеисточненское, Северо-Брагунское и т.д.) успешность обработок призабойной зоны пласта глинокислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе - 66,6 %. С увеличением глубины залегания продуктивных отложений отмечается тенденция к снижению эффективности обработок [1, 2, 3]. Наиболее распространённым методом повышения производительности скважин является химическое воздействие на пласт.

В настоящее время для интенсификации притока нефти из глубокозалегающих трещинных и трещинно-поровых коллекторов предпочтительны концентрированные кислотные растворы. Промышленностью поставляется плавиковая кислота концентрацией до 40 % и соляная кислота, ингибированная В-2, концентрацией до 24 %. Из этих кислот можно приготовить раствор с максимальным содержанием плавиковой кислоты 23 % и 10 % соляной кислоты. При таком составе реагент способен растворить до 460 кг горной породы на 1 $м^3$ смеси. К примеру, на месторождении «Белый Тигр» во Вьетнаме применяются нефтекислотные эмульсии в нефтяной промышленности в качестве жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта, глушения скважин перед капитальным ремонтом, в качестве рабочей жидкости для проведения обработки ПЗП, выравнивания фронта вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, уменьшения обводненности пласта. Такие эмульсии не оказывают отрицательного влияния на коллекторские свойства ПЗП [2, 4].

Таким образом, СКО, ГКО применяются эффективно до обводненности скважин 20-25 %. При обводненности более 25 % следует применять кислотные растворы повышенной вязкостью для блокирования высокопроницаемых обводненных поровых каналов (полимеры, нефтекислотные эмульсии и др.).

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктивных отложений нижнемелового возраста в объединении АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское и т.д.) является обработка призабойной зоны пласта глинокислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе. Обработки глинокислотными растворами проводились преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласты с температурой до 110° С.

Помимо высокой скорости нейтрализации кислоты в пласте при этих температурах происходит значительный коррозионный износ насосно-компрессоных труб. В этой связи при интенсификации отборов нефти из пласта с более высокой температурой проводились, главным образом, обработки гидрофобными кислотными эмульсиями. Анализ имеющихся данных показывает, что успешность обработок зависит от типа рабочего агента. Наиболее высокая успешность у нефтекислотных эмульсий, в то же время эффективность зависит от необходимой глубины обработок. Так, средняя успешность обработок эмульсиями в процессе освоения скважин (вызов притока) составляет 55 %, а при интенсификации притока- 66,6 %. При обработках глинокислотными растворами зависимость обратная, - успешность обработок при освоении составляет 62 %, в то время как при интенсификации притока - всего – 50 %. Это можно объяснить скоростью нейтрализации кислоты и размерами зоны охвата пласта химическим воздействием. В добывающих скважинах глинокислотные растворы целесообразно использовать при пластовых температурах до 110 - 115° С, а нефтекислотные эмульсии до 140-170° С [3, 5, 6]. Для условий АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское и т.д.) перспективно также применение для интенсификации притока высококонцентрированных щелочей.

Эксплуатация глубоких мезозойских скважин на ряде месторождений АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское и т.д.) осложняется также отложением в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и призабойной зоне пласта (ПЗП) высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к снижению производительности

скважин (вплоть до полного прекращения подачи), затрудняет, а в отдельных случаях и полностью исключает возможность проведения термогидродинамических исследований и отбора глубинных проб пластовых флюидов. В этой связи разработана, с учетом условий глубоких высокотемпературных скважин и внедряется технология удаления органических отложений из НКТ и ПЗП, с использованием ароматических и предельных углеводородов, а также гидрофилизирующих агентов. В качестве ароматических растворителей использовали бутилбензольную или бензолтолуольную фракции (ББФР или БТФ), а в качестве гидрофилизаторов - водные растворы гидроокиси натрия или жидкого стекла концентрации 30-40 % [3, 6]. Объём ББФР или БТФ на одну обработку составлял 6-18 $м^3$ и в большинстве случаев соответствовал объему НКТ, гидрофилизаторов 0,5-3 $м^3$. Обработки проводились с целью предотвращения осложнений при эксплуатации глубоких скважин на месторождении Правобережное.

Остаются перспективными направления научно- исследовательских и промысловых работ, связанных с увеличением продуктивности добывающих скважин на различных этапах разработки залежей, стабилизацией работы технологического оборудования скважин, за счёт предотвращения отложений АСВ на стенках скважины и подъемника жидкости.

Список литературы

1. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 60 с.
2. Комисаров А.И. и др. Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. - М., 1985.- Вып. VIII.
3. Халадов А.Ш. Диссертация на соискание кандидата технических наук. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. – Уфа: УГНТУ-2002 - 156 с.
4. Фунг Ван Хай, Г.А. Шамаев Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. / Нефтяное хозяйство № 8 2008. С- 88-89.
5. Комисаров А. И., Яровой В.А., Лемешко Н.Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. – 1983. - № 9. – С. 18-19.
6. Халадов А.Ш., Р.Х. Моллаев, Н.Д. Булчаев. Особенности добычи нефти из залежей мезозойских отложений Чеченской Республики / Всероссийская научно-практическая конференция «Перспективы развития топливно-энергического комплекса и современное состояние нефтегазового инженерного образования в России» Посвященная 105-летию академика М.Д. Миллионщикова, Россия, Чеченская Республика, г. Грозный, 21-22 июня 2018 г.
7. Халадов А.Ш. Аналитический обзор и анализ результатов соляно-кислотного воздействия в скважинах с неоднородными карбонатными коллекторами // Халадов А.Ш, Дудников Ю.В., Ямалетдинова К.Ш., Тасуева Й.Д., Дудаев М.М. / Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», Москва, № 6(606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С. 41-46.
8. Халадов А.Ш. Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин // Халадов А.Ш., Дудников Ю.В., Габдуллин А.Р., Ямалетдинов А.А Ямалетдинов К.Ш. Международная научно-техническая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики» С-ПГУ и ТПУ – Skopus. журнал "Успехи современного естествознания"-2018. № 2, http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36689. С.47-49.
9. Халадов А.Ш. Эффективность эксплуатации скважин в условиях асфальтосмолопарофиновых отложениях (на примере Грозненского нефтяного района) // Халадов А.Ш., Дудаев М.М., Алиев И.И., Газабиева З.Х., Исламов А.А. Журнал «Проблемы

сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», Уфа, 2(80)-2017, ISSN1998-8443 С.84-86.

10. Тосунов, Э. М. Обработки пластов с применением полимеров/ Тосунов Э. М., Комисаров А. И., Моллаев Р.Х. // Нефтепромысловое дело: реф. науч.-техн. сб. / ВНИИОЭНГ. - 1977.- № 1 - С. 5-7 .

11. Халадов А.Ш. Новые технологии обработки мезозойских скважин Чеченской республики с целью восстановления и повышения их продуктивности // Халадов А.Ш, Ямалетдинова К.Ш., Дегтярев Н. М., Алиев И.И., Дудаев М.М. / Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: коллективная монография / под ред. И. А. Керимова, В. А. Широковой. - Грозный, 2016. - Том V. - 698 с.

12. Халадов А.Ш. Эксплуатация скважин с трещинным типом коллектора. //Халадов А.Ш., Дудников Ю.В, Емельянов Д.В., Габдулин А.Р., Ямалетдинова К.Ш. / Материалы VI Международной научно-практической конференции Уфа. «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике

13. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

14. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

15. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

16. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276.72

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)

О.В. Велиева

(техник кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

С.Н.Ахмедов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

А.А. угли.Бахромхонов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

М.А.Бизаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

Т.И.Гайтукиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
Р.Р.Галимзянов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
А.А.Гетаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)
М.Х.Цухаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант)

Аннотация. Одной из задач, стоящих перед нефтяной промышленностью Чеченской Республики является устойчивое обеспечение потребностей республики в углеводородном сырье, решение которой существенно зависит от ускорения научно-технического прогресса отрасли. Это предполагает увеличение уровня добычи нефти и попутного газа не только за счет ускоренного ввода в разработку новых месторождений, но и широкое использование прогрессивных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение дебитов скважин на разрабатываемых залежах. Одним из основных методов повышения эффективности добычи нефти является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости и обеспечения связи забоя скважины с пластом.

Ключевые слова: разработка, залежь, скважина, растворители, призабойная зона пласта, интенсификация притоков нефти, кислотные растворы.

UDC 622.276.72

GEOLOGICAL AND INDUSTRIAL FEATURES OF INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION FROM HIGH-TEMPERATURE TERRIGENOUS RESERVOIRS OF THE GROZNY OIL REGION DEPOSITS

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov Associate Professor)
O.V. Velieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – technician of the department of RRGM
S.N. Akhmedov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)
A.A. coal. Bakhromkhonov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)
M.A. Bizayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)
T.I. Gaytukiev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)
R.R. Galimzyanov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)

A.A. Getayev

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's student)

M.Kh. Tsukhaev

Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Master's Student)

Annotation: One of the tasks facing the oil industry of the Chechen Republic is the sustainable provision of the republic's needs for hydrocarbon raw materials, the solution of which significantly depends on the acceleration of the scientific and technological progress of the industry. This implies an increase in the level of oil and associated gas production not only due to the accelerated commissioning of new fields, but also the widespread use of progressive methods of reservoir stimulation, which ensure an increase in well flow rates in developed deposits. One of the main methods for increasing the efficiency of oil production is the physical and chemical impact on the bottomhole formation zone in order to increase its permeability and ensure the connection of the bottom hole with the formation.

Key words: development, reservoir, well, solvents, bottom-hole formation zone, stimulation of oil inflows, acid solutions.

Наиболее распространённым методом повышения производительности скважин является химическое воздействие на пласт с использованием глинокислот и гидрофобных кислотных эмульсий на их основе.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применение этих растворов особенно в глубоких скважинах, не всегда даёт положительный результат. Например, в глубоких мезозойских скважинах объединения АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) успешность обработок призабойной зоны пласта глинокислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе - 66,6 %. С увеличением глубины залегания продуктивных отложений отмечается тенденция к снижению эффективности обработок.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли для интенсификации притока нефти из песчано-алевролитовых отложений (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) используются кислоты или их смеси, а также вещества, взаимодействие которых обеспечивает образование кислот в пластовых условиях способных растворять песчаник. Наибольший эффект приносит применение глинокислоты, представляющей собой смесь соляной и плавиковой кислот. Применение глинокислоты позволило резко повысить успешность и эффективность работ по химическому воздействию на песчано-алевролитовые продуктивные отложения. Результаты промысловых работ показали более высокую успешность и эффективность глинокислотных обработок (ГКО) по сравнению с солянокислотными обработками (СКО) [5, 8]. Добавка метилового спирта в глинокислотные растворы также способствует снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Это создает благоприятные условия для очистки и осушки пласта от воды, продуктов реакции и других загрязнений [1, 2].

Для обработок глубокозалегающих трещинных и трещинно-поровых коллекторов предпочтительны концентрированные кислотные растворы. Промышленностью поставляется плавиковая кислота концентрацией до 40 % и соляная кислота, ингибированная В-2,

концентрацией до 24 %. Из этих кислот можно приготовить раствор с максимальным содержанием плавиковой кислоты 23 % и 10 % соляной кислоты. При таком составе раствор способен растворить до 460 кг горной породы на 1 $м^3$ смеси.

На месторождении «Белый Тигр» во Вьетнаме применяются нефтекислотные эмульсии в нефтяной промышленности в качестве жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта, глушения скважин перед капитальным ремонтом, в качестве рабочей жидкости для проведения обработки ПЗП, выравнивания фронта вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, уменьшения обводненности пласта. Такие эмульсии не оказывают отрицательного влияния на коллекторские свойства ПЗП [6].

К настоящему времени разработано большое количество способов интенсификации притока нефти и газа, в которых вместо хлористого водорода в рабочем растворе используются другие кислоты, например, сульфаминовая, серная [3], фосфорная или её соли, однако эти способы по тем или иным причинам не находят широко применения.

Большинство мезозойских залежей Грозненского нефтяного района находятся на поздней стадии разработки, что создает ряд проблем, главной из которых является интенсивное обводнение продукции скважин и резкое снижение притоков нефти.

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктивных отложений нижнемелового возраста в объединении АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) является обработка призабойной зоны пласта глинокислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе. Обработки глинокислотными растворами проводились преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласты с температурой до 110° С. Помимо высокой скорости нейтрализации кислоты в пласте при этих температурах происходит значительный коррозионный износ насосно-компрессоных труб. В этой связи при интенсификации отборов нефти из пласта с более высокой температурой проводились, главным образом, обработки гидрофобными кислотными эмульсиями.

Анализ имеющихся данных показывает, что успешность обработок зависит от типа рабочего агента. Наиболее высокая успешность у нефтекислотных эмульсий, в то же время эффективность зависит от необходимой глубины обработок. Так, средняя успешность обработок эмульсиями в процессе освоения скважин (вызов притока) составляет 55 %, а при интенсификации притока- 66,6 %. При обработках глинокислотными растворами зависимость обратная, - успешность обработок при освоении составляет 62 %, в то время как при интенсификации притока - всего – 50 %. Это можно объяснить скоростью нейтрализации кислоты и размерами зоны охвата пласта химическим воздействием. В добывающих скважинах глинокислотные растворы целесообразно использовать при пластовых температурах до 110 -115° С, а нефтекислотные эмульсии до 140-170° С [4].

Известно [5, 2, 7], что при низкой температуре и концентрации растворы гидроокиси натрия значительно менее коррозионно - агрессивны по сравнению с глинокислотой. Для обработки скважин растворами гидроокиси натрия выбирались скважины объединения АО «Грознефтегаз», (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) эксплуатирующие отложения, залегающие на глубинах от 2242 до 5250 м с температурой 103-170° С. Анализ полученных результатов показывает, что 78,5 % обработок дали положительный результат. Продолжительность эффекта по скважинам, прореагировавшим на обработки, составила от 8 до 285 суток, а в среднем - 118 суток. После обработки раствором гидроокиси натрия средний дебит скважины увеличился с 28 до 50 т/сут., и с такими параметрами она работала в течение месяца. В дальнейшем в добываемой продукции появлялась вода, и за два месяца обводнённость скважины достигала 53 % [7]. Для обработок призабойной зоны пластов, имеющих температуру 125-180° С, рекомендуется использовать 20-40 % растворы

гидроокиси натрия.

Эксплуатация глубоких мезозойских скважин на ряде месторождений АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) осложняется отложением в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и призабойной зоне пласта (ПЗП) высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к снижению производительности скважин (вплоть до полного прекращения подачи), затрудняет, а в отдельных случаях и полностью исключает возможность проведения термогидродинамических исследований и отбор глубинных проб пластовых флюидов. В этой связи разработана (с учетом условий глубоких высокотемпературных скважин) и внедряется технология удаления органических отложений из НКТ и ПЗП, с использованием ароматических и предельных углеводородов, а также гидрофилизирующих агентов. В качестве ароматических растворителей использовали бутилбензольную или бензолтолуольную фракции (ББФР или БТФ), а в качестве гидрофилизаторов - водные растворы гидроокиси натрия или жидкого стекла концентрации 30-40 % [7]. Объём ББФР или БТФ на одну обработку составлял 6-18 $м^3$ и в большинстве случаев соответствовал объему НКТ, гидрофилизаторов 0,5-3 $м^3$. Обработки проводились с целью предотвращения осложнений при эксплуатации глубоких скважин на месторождениях Правобережное, Мескетинское, Гудермесское, Горячеисточнинское, Минеральное, Старогрозненское, Андреевское, Эльдарово и Заманкул.

Остаются перспективными направления научно- исследовательских и промысловых работ, связанных с увеличением продуктивности добывающих скважин на различных этапах разработки залежей, стабилизацией работы технологического оборудования скважин, за счёт предотвращения отложений асфальтено-смолистых веществ (АСВ) на стенках скважины и подъемника жидкости.

Установлено что, СКО, ГКО применяются эффективно до обводненности скважин 20-25 %. При обводненности более 25 % следует применять кислотные растворы повышенной вязкостью для блокирования высокопроницаемых обводненных поровых каналов (полимеры, нефтекислотные эмульсии и др.). Для условий АО «Грознефтегаз» (месторождения: Хакнкала, Гудермесское, Мескетинское, Старогрозненское, Червленое, Горячеисточненское, Северо-Брагунское, Правобережное, Эльдарово, Октябрьское, Андреевское и т.д.) перспективно применение высококонцентрированных щелочей. Для восстановления работоспособности ПЗП и фонтанного лифта, из-за образования АСПО, целесообразно применение растворителей типа ББФР или БТФ.

Список литературы

1. А.с. 186363 СССР, МКИ Е21В43/27. Гидрофобные кислотные эмульсии для обработки призабойной зоны пласта /Э.М. Тосунов (СССР). – № 1027880; Заявлено 10.09.65; Опубл. 03.10.66.

2. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 60 с.

3. Исследование взаимодействия глин с кислыми и щелочными растворами в процессе их набухания /Р.И. Злоцевская, В.И. Дивисилова, Г.А. Куприна и др. //Связанная вода в дисперсных системах. – М.: МГУ, 1974.- Вып. 3.-С. 4-19.

4. Комисаров А. И., Яровой В.А., Лемешко Н.Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. – 1983. - № 9. – С. 18-19.

5. Халадов А.Ш. Эксплуатация скважин с трещинным типом коллектора. / Халадов А.Ш., Дудников Ю.В, Емельянов Д.В., Габдулин А.Р., Ямалетдинова К.Ш. // Материалы VI Международной научно-практической конференции Уфа. «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 27 апреля 2017 года РИЦ БашГУ, 2017, С.177-179.ISBN 978-5-7477-4385-4

6. Халадов А.Ш. Результаты разработки мезозойских залежей путем заводнения и перспективы развития нефтедобычи (на примере грозненского нефтяного района) / Халадов А.Ш, Дудников Ю.В., Ямалетдинова К.Ш., Тасуева Й.Д., Дудаев М.М. / Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», Москва, № 6(606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С. 41-46.

7. Комисаров А.И. и др. Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. - М., 1985.- Вып. VIII.

8. Фунг Ван Хай, Г.А.Шамаев Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. / Нефтяное хозяйство № 8 2008. С- 88-89.

9. Халадов А.Ш. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. – Уфа:. УГНТУ-2002 - 156 с.

10. Шарипов А.М., Сабиров Х.Ш. Воздействие на призабойную зону скважин спиртокислотными пенами// Газовая промышленность. – 1983. - № 5. - С. 29-30.

11. Халадов А.Ш. Повышение эффективности эксплуатации глубоких высокотемпературных скважин. Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020. С.145-148.

12. Халадов А.Ш. Методы интенсификации притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов. / Халадов А.Ш, Ямалетдинова А.А., Jose Perez Yanes// Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы XI Международной научно-практической и методической конференции. Уфа, 2021. Издательство: Башкирский государственный университет (Уфа) 25–29 октября 2021 года, С 41-43.

13. Халадов А.Ш. Аналитический обзор и анализ результатов соляно-кислотного воздействия в скважинах с неоднородными карбонатными коллекторами / Халадов А.Ш, Дудников Ю.В., Ямалетдинова К.Ш., Тасуева Й.Д., Дудаев М.М. / Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», Москва, № 6(606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С. 41-46.

14. Халадов А.Ш. Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин / Дудников Ю.В., Габдуллин А.Р., Ямалетдинов А.А Ямалетдинов К.Ш. Международная научно-техническая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики» С-ПГУ и ТПУ – Skopus. журнал "Успехи современного естествознания"-2018. № 2, http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36689. С.47-49.

15. Халадов А.Ш. Эффективность эксплуатации скважин в условиях асфальто-смоло-парофиновых отложениях (на примере Грозненского нефтяного района) / Халадов А.Ш., Дудаев М.М., Алиев И.И., Газабиева З.Х., Исламов А.А. Журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», Уфа, 2(80)-2017, ISSN1998-8443 С.84-86.

16. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

17. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

18. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

19. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ ИЗ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)
М.М.Дудаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
М.М. Велиев
(профессор кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)
А.М.Абсатаров
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
Р.Ж.Гариев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
А.Р.Чоджоев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
А.М-Э.Дадаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. НГД-24 м)

Аннотация. Актуальными задачами добычи нефти в Грозненском нефтяном районе являются вопросы совершенствования применяемых и разработки новых технологических процессов, направленных на оптимизацию работы глубоких и сверхглубоких скважин, эксплуатирующих залежи нефти, приуроченные к коллекторам трещинного и трещинно-кавернозно-порового типа. Это предполагает увеличение уровня добычи нефти и попутного газа не только за счет ускоренного ввода в разработку новых месторождений, но и широкое использование прогрессивных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение дебитов скважин на разрабатываемых залежах. Одним из основных методов повышения эффективности добычи нефти является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости и обеспечения связи забоя скважины с пластом. Среди применяемых растворов наибольшее распространение получили глинокислота и гидрофобные кислотные эмульсии на её основе.

Ключевые слова: раствор, продуктивность, призабойная зона пласта, кислота, трещина, порода, скважина, обводненность, эффективность, интенсификация.

UDC 622.276

STIMULATION OF FLUID INFLUX FROM HIGH-TEMPERATURE CARBONATE FORMATIONS IN THE GROZNY OIL REGION

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D.

Millionshchikov, Associate Professor)
M.M. Dudayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Senior Lecturer)
M.M. Veliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – professor of the department of RRGM)
A.M. Absatarov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's Student, VNGD-24 Group)
R.Zh. Gariyev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education,Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's Student, VNGD-24 Group) m)
A.R. Chodzhoev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, Group VNGD-24 m)
A.M.-E. Dadaev
(Oil and Gas Institute, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, Group NGD-24 m)

Abstract. Current challenges in oil production in the Grozny oil region include improving existing and developing new technological processes aimed at optimizing the operation of deep and ultra-deep wells exploiting oil deposits confined to fractured and fractured-cavern-porous reservoirs. This implies increasing oil and associated gas production not only through accelerated commissioning of new fields but also through the widespread use of advanced reservoir stimulation methods to increase well flow rates at existing deposits. One of the main methods for improving oil production efficiency is physicochemical stimulation of the near-wellbore zone to increase its permeability and ensure communication between the wellbore and the formation. Among the solutions used, clay acid and hydrophobic acid emulsions based on it are the most widely used.

Keywords: solution, productivity, bottomhole formation zone, acid, fracture, rock, well, water cut, efficiency, stimulation.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применение этих растворов особенно в глубоких скважинах, не всегда даёт положительный результат. Например, в глубоких мезозойских скважинах объединения АО «Грознефтегаз» успешность обработок призабойной зоны пласта глинокислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе - 66,6 %. С увеличением глубины залегания продуктивных отложений отмечается тенденция к снижению эффективности обработок [1, 2, 3]. Наиболее распространённым методом повышения производительности скважин является химическое воздействие на пласт.

В настоящее время для интенсификации притока нефти из глубокозалегающих трещинных и трещинно-поровых коллекторов предпочтительны концентрированные кислотные растворы. Промышленностью поставляется плавиковая кислота концентрацией до 40 % и соляная кислота, ингибированная В-2, концентрацией до 24 %. Из этих кислот можно приготовить раствор с максимальным содержанием плавиковой кислоты 23 % и 10 % соляной кислоты. При таком составе раствор способен растворить до 460 кг горной породы на 1 м^3 смеси. К примеру, на месторождении «Белый Тигр» во Вьетнаме применяются нефтекислотные эмульсии в нефтяной промышленности в качестве жидкостей для

первичного вскрытия продуктивного пласта, глушения скважин перед капитальным ремонтом, в качестве рабочей жидкости для проведения обработки ПЗП, выравнивания фронта вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, уменьшения обводненности пласта. Такие эмульсии не оказывают отрицательного влияния на коллекторские свойства ПЗП [2]. Большинство мезозойских залежей Грозненского нефтяного района находятся на поздней стадии разработки, что создает ряд проблем, главной из которых является интенсивное обводнение продукции скважин и резкое снижение притоков нефти.

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктивных отложений нижнемелового возраста в объединении АО «Грознефтегаз» является обработка призабойной зоны пласта глинокислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе. Обработки глинокислотными растворами проводились преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласты с температурой до 110° С. Помимо высокой скорости нейтрализации кислоты в пласте при этих температурах происходит значительный коррозионный износ насосно-компрессорных труб. В этой связи при интенсификации отборов нефти из пласта с более высокой температурой проводились, главным образом, обработки гидрофобными кислотными эмульсиями. Анализ имеющихся данных показывает, что успешность обработок зависит от типа рабочего агента. Наиболее высокая успешность у нефтекислотных эмульсий, в то же время эффективность зависит от необходимой глубины обработок. Так, средняя успешность обработок эмульсиями в процессе освоения скважин (вызов притока) составляет 55 %, а при интенсификации притока- 66,6 %. При обработках глинокислотными растворами зависимость обратная, - успешность обработок при освоении составляет 62 %, в то время как при интенсификации притока - всего – 50 %. Это можно объяснить скоростью нейтрализации кислоты и размерами зоны охвата пласта химическим воздействием. В добывающих скважинах глинокислотные растворы целесообразно использовать при пластовых температурах до 110 - 115° С, а нефтекислотные эмульсии до 140-170° С [3]. Эксплуатация глубоких мезозойских скважин на ряде месторождений АО «Грознефтегаз» осложняется отложением в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и призабойной зоне пласта (ПЗП) высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к снижению производительности скважин (вплоть до полного прекращения подачи), затрудняет, а в отдельных случаях и полностью исключает возможность проведения термогидродинамических исследований и отбора глубинных проб пластовых флюидов. В этой связи разработана, с учетом условий глубоких высокотемпературных скважин и внедряется технология удаления органических отложений из НКТ и ПЗП, с использованием ароматических и предельных углеводородов, а также гидрофилизирующих агентов. В качестве ароматических растворителей использовали бутилбензольную или бензолтолуольную фракции (ББФР или БТФ), а в качестве гидрофилизаторов - водные растворы гидроокиси натрия или жидкого стекла концентрации 30-40 % [3]. Объём ББФР или БТФ на одну обработку составлял 6-8, 18 м^3 и в большинстве случаев соответствовал объему НКТ, гидрофилизаторов 0,5-3 м^3. Обработки проводились с целью предотвращения осложнений при эксплуатации глубоких скважин на месторождении Правобережное.

Остаются перспективными направления научно- исследовательских и промысловых работ, связанных с увеличением продуктивности добывающих скважин на различных этапах разработки залежей, стабилизацией работы технологического оборудования скважин, за счёт предотвращения отложений асфальтено-смолистых веществ (АСВ) на стенках скважины и подъемника жидкости.

Таким образом, СКО, ГКО применяются эффективно до обводненности скважин 20-25 %. При обводненности более 25 % следует применять кислотные растворы повышенной вязкостью для блокирования высокопроницаемых обводненных поровых каналов (полимеры, нефтекислотные эмульсии и др.). Для условий АО «Грознефтегаз» перспективно применение высококонцентрированных щелочей. Для восстановления работоспособности ПЗП и фонтанного лифта, из-за образования АСПО, целесообразно применение

растворителей типа ББФР или БТФ.

Вопросы безопасного взаимодействия человека со средой обитания, защита объектов и человека от негативных факторов чрезвычайных ситуаций постоянно должны находиться в центре внимания специалистов нефтегазового предприятия [7].

Список использованных источников:

1. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок // Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 60 с.
2. Комисаров А.И. и др. Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов // - Москва, 1985.- Вып. VIII.
3. Халадов А.Ш. Диссертация на соискание кандидата технических наук. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте // – Уфа:. УГНТУ-2002 - 156 с.
4. Фунг Ван Хай, Г.А.Шамаев Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. // Нефтяное хозяйство № 8 2008. С- 88-89.
5. Комисаров А. И., Яровой В.А., Лемешко Н.Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. – 1983. - № 9. – С. 18-19.
6. Халадов А.Ш. Эффективность эксплуатации скважин в условиях асфальтосмолопарофиновых отложениях (на примере Грозненского нефтяного района) // Халадов А.Ш., Дудаев М.М., Алиев И.И., Газабиева З.Х., Исламов А.А. Журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», Уфа, 2(80)-2017, ISSN1998-8443 С.84-86.
7. Халадов А.Ш. Новые технологии обработки мезозойских скважин Чеченской республики с целью восстановления и повышения их продуктивности // Халадов А.Ш, Ямалетдинова К.Ш., Дегтярев Н. М., Алиев И.И., Дудаев М.М. / Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: коллективная монография / под ред. И. А. Керимова, В. А. Широковой. - Грозный, 2016. - Том V. - 698 с.
8. Хасиханов М.С. Состояние и меры по улучшению экологической обстановки в Чеченской республике // М.С. Хасиханов, Л.М. Масаева, Ш.Д. Амхаев/ Труды Грозненского государственного нефтяного института им. акад. М.Д. Миллионщикова. Вып.1. - Грозный, 2001.
9. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61
10. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.
11. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.
12. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ФЛЮИДОВ ИЗ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕЗОЗОЙСКИХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)
З.Х. Газабиева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
А.А. Байрамалиева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрантка гр. ВНГД-24 м)
А.Х. Удаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
С-М.Ш. Цакаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
К.Э. Велиева
(студент гр. РДТ-25-11, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

Аннотация. Актуальными задачами добычи нефти в Грозненском нефтяном районе являются вопросы совершенствования применяемых и разработки новых технологических процессов, направленных на оптимизацию работы глубоких и сверхглубоких скважин, эксплуатирующих залежи нефти, приуроченные к коллекторам трещинного и трещинно-кавернозно-порового типа. Это предполагает увеличение уровня добычи нефти и попутного газа не только за счет ускоренного ввода в разработку новых месторождений, но и широкое использование прогрессивных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение дебитов скважин на разрабатываемых залежах. Одним из основных методов повышения эффективности добычи нефти является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости и обеспечения связи забоя скважины с пластом.

Ключевые слова: залежи, нефть, мощность, давления, методы воздействия, глинокислотные растворы, призабойная зона пласта, кислотные эмульсии.

UDC 622.276

ENHANCEMENT OF FLUID INFLOW FROM HIGH-TEMPERATURE MESOZOIC RESERVOIRS IN THE GROZNY OIL REGION

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, PhD, Associate Professor)
Z.Kh. Gazabieva
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Senior Lecturer)
A.A. Bayramalieva
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Master's Student, VNGD-24m Group)
A.Kh. Udayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Grozny, Master's student, VNGD-24 m group)

S-M.Sh. Tsakayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Grozny, Master's student, VNGD-24 m group)
K.E. Velieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – student gr. RDT-25-11)

Abstract: Current challenges in oil production in the Grozny oil region include improving existing and developing new technological processes aimed at optimizing the operation of deep and ultra-deep wells exploiting oil deposits confined to fractured and fractured-cavern-porous reservoirs. This implies increased oil and associated gas production not only through accelerated development of new fields but also through the widespread use of advanced reservoir stimulation methods to increase well flow rates at developed reservoirs. One of the primary methods for improving oil production efficiency is physicochemical stimulation of the near-wellbore zone (BWZ) to increase its permeability and ensure communication between the wellbore and the formation.

Keywords: reservoirs, oil, thickness, pressure, stimulation methods, mud-acid solutions, BWZ, acid emulsions.

Среди применяемых растворов наибольшее распространение получили глинокислота и гидрофобные кислотные эмульсии на её основе.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применение этих растворов особенно в глубоких скважинах, не всегда даёт положительный результат. Например, в глубоких мезозойских скважинах объединения АО «Грознефтегаз» успешность обработок призабойной зоны пласта глинокислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе - 66,6 %. С увеличением глубины залегания продуктивных отложений отмечается тенденция к снижению эффективности обработок [1, 2, 3]. Наиболее распространённым методом повышения производительности скважин является химическое воздействие на пласт.

В настоящее время для интенсификации притока нефти из глубокозалегающих трещинных и трещинно-поровых коллекторов предпочтительны концентрированные кислотные растворы. Промышленностью поставляется плавиковая кислота концентрацией до 40 % и соляная кислота, ингибированная В-2, концентрацией до 24 %. Из этих кислот можно приготовить раствор с максимальным содержанием плавиковой кислоты 23 % и 10 % соляной кислоты. При таком составе реагент способен растворить до 460 кг горной породы на 1 $м^3$ смеси. К примеру, на месторождении «Белый Тигр» во Вьетнаме применяются нефтекислотные эмульсии в нефтяной промышленности в качестве жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта, глушения скважин перед капитальным ремонтом, в качестве рабочей жидкости для проведения обработки ПЗП, выравнивания фронта вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, уменьшения обводненности пласта. Такие эмульсии не оказывают отрицательного влияния на коллекторские свойства ПЗП [2, 4].

Таким образом, СКО, ГКО применяются эффективно до обводненности скважин 20-25 %. При обводненности более 25 % следует применять кислотные растворы повышенной вязкостью для блокирования высокопроницаемых обводненных поровых каналов (полимеры, нефтекислотные эмульсии и др.).

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктивных отложений нижнемелового возраста в объединении АО «Грознефтегаз» является обработка призабойной зоны пласта глинокислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе. Обработки глинокислотными растворами проводились преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласты с температурой до 110° С.

Помимо высокой скорости нейтрализации кислоты в пласте при этих температурах происходит значительный коррозионный износ насосно-компрессорных труб. В этой связи при интенсификации отборов нефти из пласта с более высокой температурой проводились, главным образом, обработки гидрофобными кислотными эмульсиями. Анализ имеющихся данных показывает, что успешность обработок зависит от типа рабочего агента. Наиболее высокая успешность у нефтекислотных эмульсий, в то же время эффективность зависит от необходимой глубины обработок. Так, средняя успешность обработок эмульсиями в процессе освоения скважин (вызов притока) составляет 55 %, а при интенсификации притока- 66,6 %. При обработках глинокислотными растворами зависимость обратная, - успешность обработок при освоении составляет 62 %, в то время как при интенсификации притока - всего – 50 %. Это можно объяснить скоростью нейтрализации кислоты и размерами зоны охвата пласта химическим воздействием. В добывающих скважинах глинокислотные растворы целесообразно использовать при пластовых температурах до 110 - 115° С, а нефтекислотные эмульсии до 140-170° С [3, 5]. Для условий АО «Грознефтегаз» перспективно также применение для интенсификации притока высококонцентрированных щелочей.

Эксплуатация глубоких мезозойских скважин на ряде месторождений АО «Грознефтегаз» осложняется также отложением в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и призабойной зоне пласта (ПЗП) высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к снижению производительности скважин (вплоть до полного прекращения подачи), затрудняет, а в отдельных случаях и полностью исключает возможность проведения термогидродинамических исследований и отбора глубинных проб пластовых флюидов. В этой связи разработана, с учетом условий глубоких высокотемпературных скважин и внедряется технология удаления органических отложений из НКТ и ПЗП, с использованием ароматических и предельных углеводородов, а также гидрофилизирующих агентов. В качестве ароматических растворителей использовали бутилбензольную или бензолтолуольную фракции (ББФР или БТФ), а в качестве гидрофилизаторов - водные растворы гидроокиси натрия или жидкого стекла концентрации 30-40 % [3]. Объём ББФР или БТФ на одну обработку составлял 6-18 $м^3$ и в большинстве случаев соответствовал объему НКТ, гидрофилизаторов 0,5-3 $м^3$. Обработки проводились с целью предотвращения осложнений при эксплуатации глубоких скважин на месторождении Правобережное.

Остаются перспективными направления научно- исследовательских и промысловых работ, связанных с увеличением продуктивности добывающих скважин на различных этапах разработки залежей, стабилизацией работы технологического оборудования скважин, за счёт предотвращения отложений асфальтено-смолистых веществ (АСВ) на стенках скважины и подъемника жидкости.

Список использованных источников:

1. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 60 с.

2. Комисаров А.И. и др. Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. - М., 1985.- Вып. VIII.

3. Халадов А.Ш. Диссертация на соискание кандидата технических наук. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. – Уфа: УГНТУ-2002 - 156 с.

4. Фунг Ван Хай, Г.А.Шамаев Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. / Нефтяное хозяйство № 8 2008. С- 88-89.

5. Комисаров А. И., Яровой В.А., Лемешко Н.Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. – 1983. - № 9. – С. 18-19.

6. Халадов А.Ш. Добыча нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного района. / А.Ш. Халадов, Ю.В. Дудников, А.Р. Габдуллин, М.Ф.Тухватуллин, М.М. Бакраев, М.М. Дудаев, З.Х. Газабиева, М.С. Халадов, И.И Алиев / Международная научно-практическая конференция «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 2-3 апреля 2018 года РИЦ БашГУ, 2018, 216-218 с, ISBN 978-5-7477-4662-6.

7. Халадов А.Ш. Интенсификация притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений (на примере Грозненского нефтяного района) / Халадов А.Ш., М.Ш. Дербишев, Н.О. Белоногов, Т.М. Загиров, И.Р. Мацагов, Б.Ю. Салталиев, И.Б. Таранов, Г.И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (25-26 апреля 2025 г.) Издательство УГНТУ. 2025.С 105-109.

8. Халадов А.Ш. Анализ состояния разработки заводненных пластов мезозойских залежей Грозненского нефтяного района, подвергшихся техногенному воздействию. Естественные и технические науки Учредители: ООО "Издательство "Спутник+", Номер 1 (152).2021. С 67-69 ISSN: 1684-2626

9. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

10. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

11. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

12. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ИЗ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)

М.М. Велиев

(профессор кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)

И.И. Муксимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

К.М.Одаманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

А.А.Оздоев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

А.Т.Янсуков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

А.К.Тулумбаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

В.К.Ахмедханов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)

Аннотация. Актуальными задачами добычи нефти в Грозненском нефтяном районе являются вопросы совершенствования применяемых и разработки новых технологических процессов, направленных на оптимизацию работы глубоких и сверхглубоких скважин, эксплуатирующих залежи нефти, приуроченные к коллекторам трещинного и трещинно-кавернозно-порового типа. Это предполагает увеличение уровня добычи нефти и попутного газа не только за счет ускоренного ввода в разработку новых месторождений, но и широкое использование прогрессивных методов воздействия на пласт, обеспечивающих увеличение дебитов скважин на разрабатываемых залежах. Одним из основных методов повышения эффективности добычи нефти является физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения ее проницаемости и обеспечения связи забоя скважины с пластом.

Ключевые слова: залежи, нефть, мощность, давления, методы воздействия, глинокислотные растворы, призабойная зона пласта, кислотные эмульсии.

UDC 622.276

TECHNOLOGIES FOR ENHANCED PRODUCTION FROM HIGH-TEMPERATURE MESOZOIC DEPOSITS OF THE GROZNY OIL REGION

A.Sh. Khaladov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov inGrozny, PhD, Associate Professor)

M.M. Veliev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – professor of the department of RRGM)

I.I. Muksimov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

K.M. Odamanov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

A.A. Ozdoyev

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

A.T. Yansukov

(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

A.K. Tulumbaev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technical University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)
V.K. Akhmedkhanov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

Abstract. Current oil production challenges in the Grozny oil region include improving existing processes and developing new ones aimed at optimizing the performance of deep and ultra-deep wells exploiting oil deposits confined to fractured and fractured-cavern-porous reservoirs. This entails increasing oil and associated gas production not only through accelerated development of new fields but also through the widespread use of advanced reservoir stimulation techniques to increase well flow rates in existing deposits. One of the primary methods for improving oil production efficiency is physicochemical stimulation of the near-wellbore zone to increase its permeability and ensure communication between the wellbore and the formation.

Key words: deposits, oil, capacity, pressure, methods of action, clay-acid solutions, bottomhole formation zone, acid emulsions.

Среди применяемых растворов наибольшее распространение получили глинокислота и гидрофобные кислотные эмульсии на её основе.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применение этих растворов особенно в глубоких скважинах, не всегда даёт положительный результат. Например, в глубоких мезозойских скважинах месторождений Горячеисточненское, Хаян-Корт, Гудермесское объединения АО «Грознефтегаз» успешность обработок призабойной зоны пласта глинокислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе - 66,6 %. С увеличением глубины залегания продуктивных отложений отмечается тенденция к снижению эффективности обработок [1, 2, 3]. Наиболее распространённым методом повышения производительности скважин является химическое воздействие на пласт.

Верхнемеловая залежь нефти месторождения Горячеисточненское эксплуатируется с ноября 1968 г. после ввода скважины № 96. Нефть добывают с отметок минус 3889-минус 4080 м., в среднем минус 3971 м., нефть с водой по работающей скважине № 119-на минус 3940 м. и по остановленным обводняющийся скважинам на минус 4010-минус 4110 м., в среднем минус 4020 м. Наибольший дебит 1145 т/сут был получен из первой скважины № 96, в настоящее время она также имеет высокий дебит 182 т/сут, находится в нефтенасыщенной части пласта и эксплуатируется почти без воды.

При испытании в апреле 1959 г. впервые на площади Хаян-Корт из верхнемеловых известняков был получен фонтан нефти. До 1963 г. фонтаны нефти были получены из скважин №№ 3, 4, 6, 7, 8, 10, 12.

В 1968 г. впервые была получена нефть из нижнемеловых отложений (скважина № 43). В этом же году была заложена скважин № 49 с целью поисков залежей нефти в юрских отложениях.

По результатам работы скважин №№ 7, 51, 32, 40 и № 22 за период от начала ввода в эксплуатацию скважины № 7 (09.1960 г.) и до начала закачки воды в скважину № 22 (09.1962 г.) положение ВНК на южном крыле оставалось почти стабильным. Такое же положение наблюдалось на восточной переклинали и на северном крыле в районе скважины № 20. Только после начала закачки воды в скважине № 22 контур на восточной переклинали начал перемещаться, в результате чего скважину № 20 быстро обводнилась. Закачка воды в скважинах № 20 и № 40 значительно ускорило движение ВНК в этом районе.

Максимальное перемещение ВНК наблюдалось на северном крыле в районе нагнетательной скважины № 9.

По северному крылу этого поля имеется значительная водяная оторочка. Кроме того, через скважины № 9 и № 18 в залежь было закачано почти 2.7 млн. м3 воды. Вследствие этого и наблюдался весьма интенсивный подъем ВНК на этом участке. В настоящее время ВНК в этом районе (скважины №№ 56, 28, 55) со стороны северного крыла достиг свода складки.

Максимальный дебит нефти около 500 т/сут был получен ещё в трёх скважинах - №№ 99, 102 и № 103, максимальный дебит в пределах 300 т/сут имели скважины № 97, 104, 111, 294 остальные 5 скважин имели максимальный дебит 250-150 т/сут, и две скважины № 128 и 134 - 107 т/сут и 67 т/сут соответственно. Скважина № 128 находится в северо-восточной зоне, отличающейся несколько ухудшенными коллекторскими свойствами. В скважине № 134 получен невысокий максимальный дебит в связи с тем, что она была введена в эксплуатацию в 1991 т, и нижняя часть её фильтра оказалась у водонефтяного контакта, т.е. происходило подтягивание воды в скважину. В настоящее время скважина № 134 имеет дебит нефти 19,4 т/сут при обводнённости 2,6 % (из-за низкого пластового давления вода, поступающая в скважину, не выносится на поверхность). Нижнемеловая залежь нефти альб-аптских отложений месторождения Хаян – Корт введена в промышленную разработку в 1968 г. с освоением в эксплуатацию трех скважин: № 42, 43 и № 47.

Опытная эксплуатация верхнемеловой залежи нефти месторождения Западный Гудермес начата в марте 1970 года. По состоянию на 01.01.2006 год из верхнемеловой залежи Гудермесского месторождения отобрано нефти - 5491,3 тыс.тонн и 6715,0 тыс.тонн жидкости. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,466, коэффициент использования извлекаемых запасов нефти 77,7 %. Промысловые исследования проводились по скважинам с притоком чистой нефти (скважины №№ 183, 184, 190, 206) и воды (скважины №№ 181, 197). Наибольшие значения удельной продуктивности отмечены в сводовых скважинах № 190 и № 210 – 173,1 и 89,2 $м^3$/(м сут МПа). За всю историю эксплуатации скважин получена суммарная добыча нефти по высокопродуктивной скважине 183 - 2915,8 тыс.тонн, и по остальному фонду скважин - от 518,6 тонн до 42,9 тыс.тонн.

Промысловые участки месторождения в промышленную разработку вводились в различное время. Так, например, Западно - Гудермесский участок – в 1970 году, а Петропавловский участок – в 1989 году.

Всего на Западно - Гудермесском участке пробурено 16 скважин (№№ 177, 180, 181, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 190, 197, 199, 203, 206, 209, 210), одна из них (№ 190) с целью поисков залежей в отложениях нижнего мела. Из числа пробуренных скважин - восемь (№№ 181, 183, 184, 188, 190, 206, 209, 210) дали промышленный приток нефти.

Работа скважин и скважинного оборудования в условиях эксплуатации верхнемеловых отложений Горячеисточненского, Хаян-Кортовского и Гудермесского месторождения осложняется следующими факторами [1, 2]:

– отложениями асфальто – смоло - парафиновых веществ (АСПВ),

– большой глубиной спуска насосно-компрессорных труб,

– снижением продуктивности;

- коррозионной активностью продукции из-за наличия в пластовой воде йода и небольшого содержания углекислого газа.

В настоящее время для интенсификации притока нефти из глубокозалегающих трещинных и трещинно-поровых коллекторов предпочтительны концентрированные кислотные растворы. Промышленностью поставляется плавиковая кислота концентрацией до 40 % и соляная кислота, ингибированная В-2, концентрацией до 24 %. Из этих кислот можно приготовить раствор с максимальным содержанием плавиковой кислоты 23 % и 10 % соляной кислоты. При таком составе реагент способен растворить до 460 кг горной породы на 1 $м^3$ смеси. К примеру, на месторождении «Белый Тигр» во Вьетнаме применяются нефтекислотные эмульсии в нефтяной промышленности в качестве жидкостей для первичного вскрытия продуктивного пласта, глушения скважин перед капитальным ремонтом, в качестве рабочей жидкости для проведения обработки ПЗП, выравнивания

фронта вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, уменьшения обводненности пласта. Такие эмульсии не оказывают отрицательного влияния на коллекторские свойства ПЗП [2, 4].

Таким образом, СКО, ГКО применяются эффективно до обводненности скважин 20-25 %. При обводненности более 25 % следует применять кислотные растворы повышенной вязкостью для блокирования высокопроницаемых обводненных поровых каналов (полимеры, нефтекислотные эмульсии и др.).

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктивных отложений мелового возраста в объединении АО «Грознефтегаз» (месторождений Горячеисточненское, Хаян-Корт, Гудермесское) является обработка призабойной зоны пласта глинокислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе. Обработки глинокислотными растворами проводились преимущественно в скважинах, эксплуатирующих пласты с температурой до 110° С.

Помимо высокой скорости нейтрализации кислоты в пласте при этих температурах происходит значительный коррозионный износ насосно-компрессорных труб. В этой связи при интенсификации отборов нефти из пласта с более высокой температурой проводились, главным образом, обработки гидрофобными кислотными эмульсиями. Анализ имеющихся данных показывает, что успешность обработок зависит от типа рабочего агента. Наиболее высокая успешность у нефтекислотных эмульсий, в то же время эффективность зависит от необходимой глубины обработок. Так, средняя успешность обработок эмульсиями в процессе освоения скважин (вызов притока) составляет 55 %, а при интенсификации притока- 66,6 %. При обработках глинокислотными растворами зависимость обратная, - успешность обработок при освоении составляет 62 %, в то время как при интенсификации притока - всего – 50 %. Это можно объяснить скоростью нейтрализации кислоты и размерами зоны охвата пласта химическим воздействием. В добывающих скважинах глинокислотные растворы целесообразно использовать при пластовых температурах до 110 - 115° С, а нефтекислотные эмульсии до 140-170° С [3, 5, 6]. Для условий АО «Грознефтегаз» (месторождения Правобережное) перспективно также применение для интенсификации притока высококонцентрированных щелочей.

Эксплуатация глубоких мезозойских скважин на ряде месторождений АО «Грознефтегаз» (месторождений Горячеисточненское, Хаян-Корт, Гудермесское) осложняется также отложением в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и призабойной зоне пласта (ПЗП) высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к снижению производительности скважин (вплоть до полного прекращения подачи), затрудняет, а в отдельных случаях и полностью исключает возможность проведения термогидродинамических исследований и отбора глубинных проб пластовых флюидов. В этой связи разработана, с учетом условий глубоких высокотемпературных скважин и внедряется технология удаления органических отложений из НКТ и ПЗП, с использованием ароматических и предельных углеводородов, а также гидрофилизирующих агентов. В качестве ароматических растворителей использовали бутилбензольную или бензолтолуольную фракции (ББФР или БТФ), а в качестве гидрофилизаторов - водные растворы гидроокиси натрия или жидкого стекла концентрации 30-40 % [3, 6]. Объём ББФР или БТФ на одну обработку составлял 6-18 $м^3$ и в большинстве случаев соответствовал объему НКТ, гидрофилизаторов 0,5-3 $м^3$. Обработки проводились с целью предотвращения осложнений при эксплуатации глубоких скважин на месторождении Горячеисточненское, Хаян-Корт, Гудермесское.

Остаются перспективными направления научно- исследовательских и промысловых работ, связанных с увеличением продуктивности добывающих скважин на различных этапах разработки залежей, стабилизацией работы технологического оборудования скважин, за счёт предотвращения отложений АСВ на стенках скважины и подъемника жидкости.

Список использованных источников:

1. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование методов интенсификации

притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.- 60 с.

2. Комисаров А.И. и др. Интенсификации добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. - М., 1985.- Вып. VIII.

3. Халадов А.Ш. Диссертация на соискание кандидата технических наук. Повышение эффективности удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. – Уфа: УГНТУ-2002 - 156 с.

4. Фунг Ван Хай, Г.А. Шамаев Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. / Нефтяное хозяйство № 8 2008. С- 88-89.

5. Комисаров А. И., Яровой В.А., Лемешко Н.Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. – 1983. - № 9. – С. 18-19.

6. Халадов А.Ш., Р.Х. Моллаев, Н.Д. Булчаев. Особенности добычи нефти из залежей мезозойских отложений Чеченской Республики / Всероссийская научно-практическая конференция «Перспективы развития топливно-энергического комплекса и современное состояние нефтегазового инженерного образования в России» Посвященная 105-летию академика М.Д. Миллионщикова, Россия, Чеченская Республика, г. Грозный, 21-22 июня 2018 г.

7. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

8. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

9. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

10. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА

А.Ш. Халадов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)

З.Х.Газабиева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)

М.М.Дудаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в

г. Грозном, старший преподаватель)
М.М. Велиев
(профессор кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)
Д.М.Арсланов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м/п)
А.А.Келигов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. НГД-24 м)

Аннотация. Методы исследования скважин и пластов предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока флюидов в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Такая информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при достижении наиболее высокого коэффициента нефтеотдачи.

Ключевые слова: скважина, исследования, пласт, обводнение, пластовое давление, газовый фактор, производительность.

UDC 622.276

TECHNOLOGICAL INDICATORS OF DEVELOPMENT OPTIONS BASED ON WELL AND FORMATOR SURVEY RESULTS AT THE GROZNY OIL DISTRICT FIELD

A.Sh. Khaladov
(Oil and Gas Institute, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, PhD, Associate Professor)
Z.Kh. Gazabieva
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Senior Lecturer)
M.M. Dudayev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Senior Lecturer)
M.M. Veliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – professor of the department of RRGM)
D.M. Arslanov
(Oil and Gas Institute, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Master's Student, VNGD-24 Group)
A.A. Keligov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education, Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, Master's Student, Group NGD-24 m)

Abstract. Well and reservoir survey methods are designed to obtain information about the development site, the conditions and intensity of fluid inflow into the well, and changes occurring in the reservoir during its development. Such information is necessary for organizing correct, economically viable oil production processes, implementing rational field development methods, substantiating oil production methods, selecting equipment for lifting fluids from the well, and establishing the most economical operating mode for this equipment while achieving the highest oil recovery factor.

Key words: well, research, formation, water cut, formation pressure, gas factor, productivity.

В 1982 г. разработка верхнемеловой залежи Ханкальского месторождения началась со времени получения нефти в поисковой скважине № 1 [1, 2, 3]

Разработка верхнемеловой залежи Канальского месторождения ведётся в основном на упруговодонапорном режиме со снижением пластового давления.

Из пяти скважин, вскрывших верхнемеловую залежь, в скважине № 5 получена вода при опробовании и небольшое количество нефти, она переведена в наблюдательный фонд, скважины №№ 1, 3, 4 находятся в консервации, причем скважин № 1 и № 4 после закачки в них воды, скважина № 7 действующая добывающая. Из обводненных скважин наибольшая суммарная добыча получена из скважин № 1 – 354, 6 тыс.тонн, которая первой вступила в эксплуатацию. Наиболее длительный период эксплуатации имеет скважина № 7, из нее получено 770,8 тыс.тонн нефти, она эксплуатируется с обводненностью 1,6 %. Скважина № 1 и № 4 эксплуатировались до обводненности 83 – 84,6 %, в скважине № 3 максимальная обводненность составляла 21,4 %, в 1982 г. она была остановлена для капремонта, затем переведена в консервацию [4, 5].

Дебит всех пробуренных скважин одинаков – 200-205 т/сут, в скважине № 4 с начала ее ввода в эксплуатацию обводненность составляла 20-25 %, в период максимального дебита нефти 147 т/сут дебит жидкости составлял 190 т/сут. Из пяти скважин, вскрывших нефтяную залежь, только скважина № 7 находится в эксплуатации, остальные скважины обводнены.

По состоянию на 01.86 г. из залежи получено 338,9 тыс.т нефти, т.е. 19 % начальных извлекаемых запасов.

В скважине № 4 вскрыт перфорацией узкий интервал, длиной 18 м на абсолютной отметке (а.о.) -5311 -5329 м, она сразу вступила в эксплуатацию с водой – 20,4 % в 1986 г. Стабильный уровень обводненности продолжался до 1990 г. включительно, далее он начал увеличиваться [3].

Скважина № 3 вступила в эксплуатацию в 1985 г. с обводненностью 0,2-0,3 %, она имеет открытый ствол длиной 191 м (-5200-5391 м). В ней вскрыты отложения на 27 м выше кровли верхнего мела. На основе данных динамики изменения дебита жидкости и обводненности оценка положения ВНК на 1985, 1988 и 1991 гг. соответственно на а.о. -5390 м, -5309 м и выше -5368 м. В скважине № 3 в 1987 г. поствольные замеры водонефтераздела, эти исследования показали, что ВНР находится на а.о. -5391 м.

На верхнемеловых залежах Грозненского района показало свою высокую эффективность заводнение. Это связано с благоприятными температурными условиями залегания нефти, свойствами пластовых нефтей, массивным строением залежей [4].

Так на верхнемеловой залежи Ханкальского месторождения температура пласта на уровне а.о. –5200 м составляет 170^0 С, вязкость пластовой нефти 0,186 МПа·с, вязкость пластовой воды 0,25 МПа·с, таким образом в пластовых условиях имеется равенство подвижностей нефти и вытесняющей её воды.

В технологической схеме разработки был предложен и принят к реализации вариант с поддержанием пластового давления путём закачки воды в обводнившиеся добываюшие скважины. Под закачку воды были переведены обводнившиеся добывающие скважины № 1 и № 4, закачка воды велась в течение 1990-1994 г. с текущей компенсацией отбора закачкой до 37,9 % в 1993 г [1, 2]. Ко времени начала закачки воды пластовое давление в залежи снизится до 35 МПа, что будет выше определяемой средней величины давления насыщения нефти газом – 32,5 МПа.

В 1992 г. была предпринята попытка поддержания уровней отбора путем увеличения отбора жидкости – дебит жидкости был увеличен от 122 т/сут до 165 т/сут, что привело к росту обводненности с 19,8 % до 34,7 %, в дальнейшем дебиты были снижены до 100 т/сут, а в 1994 г. была составлена из-за обводнения эксплуатация всех добывающих скважин, кроме скважины № 7. Максимальный темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 9,1

%, от текущих 14,6 % в 1989 г. Средний дебит скважин по нефти в первые годы эксплуатации составлял 230 т/сут, затем установился на уровне 100 т/сут, что позволило уменьшить отбор пластовой воды из залежи [3].

Всего из верхнемеловой залежи Ханкальского месторождения по состоянию на 01.01.2003 г. получено 1510,94 тыс.т нефти, 1434,2 млн.м^3 попутного газа, 226,7 тыс.т пластовой воды, достигнут коэффициент нефтеотдачи 0,422, текущая обводненность – 1,6 %.

В 2004 г. под закачку воды переводится скважина № 1 (или скважины № 1 и № 4) на западе залежи, в 2005 г. после отработки на нефть – скважина № 3 на востоке залежи. Проектный срок разработки залежи по 2 – му варианту – 12 лет.

Пластовая нефть верхнемеловой залежи Ханкальского месторождения имеет самую высокую газонасыщенность – 908 м^3/т и самый высокий объемный коэффициент – 3,47 по сравнению с другими верхнемеловыми залежами, возможно, в скважине № 7, эксплуатирующей присводовую часть, сегрегировалась нефть с наиболее легкими фракциями, что и показывает повышенный газовый фактор [5].

По состоянию на 01.2003 г. пластовое давление в залежи, приведённое к а.о.-5100 м, оценивается равным 35 МПа, что выше давления насыщения нефти газом 32,5 МПа. Всего перебывало в эксплуатации 6 скважин, в том числе добывающих – 3 (№№ 3, 7, 11) и нагнетательных – 3 (№№ 1, 4, 5). Глубина залегания верхнемеловых отложений изменяется от 5213 м в центральной части залежи до 5574 м на периферии. Глубина забоев скважин – от 5283 м до 5976 м. Интервалы перфорации по скважинам значительно отличаются друг от друга: от 192 м в скважине № 3 (5363-5555 м) до 18 м в скважине № 4 (5434-5453 м). Коллектор залежи представлен карбонатно-трещинными отложениями. Начальное пластовое давление аномально высокое, $(P_{пл})_{нач}$=78,5 МПа (на г.о. – 5200), т.е коэффициент АВПД равен 1,5. Пластовая температура +170 ^{0}С [4, 5].

Все добывающие скважины проработали почти два десятка лет фонтанным способом. За это время пластовое давление значительно снизилось и практически приблизилось к давлению насыщения (33,4 МПа – в 2003 г).

Список использованных источников:

1 Подсчет запасов нефти и газа на территории деятельности объединения «Грознефть». Подсчет запасов нефти и газа месторождения Ханкальское. Меркулов А.В., СевКавНИПинефть, г. Грозный 1987 г.

2. Авторский надзор за реализацией запроектированных систем разработки мезозойских залежей нефти в ЧР в 2001 г., ЦНИПР, г. Грозный, 2002 г.

3 Конкурсное предложение по разработке месторождения Ханкала/ РосНИПИтермнефть; Отв. испол. Соловьева В.Н. – Краснодар, 2001.

4. Халадов А.Ш. Добыча нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного района. / А.Ш. Халадов, Ю.В. Дудников, А.Р. Габдуллин, М.Ф.Тухватуллин, М.М. Бакраев, М.М. Дудаев, З.Х. Газабиева, М.С. Халадов, И.И Алиев / Международная научно-практическая конференция «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 2-3 апреля 2018 года РИЦ БашГУ, 2018, 216-218 с, ISBN 978-5-7477-4662-6.

5. Халадов А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17 / Грознен. нефтяной институт им. акад. М. Д. Миллионщикова. Уфа, 2002. 24 с.

6. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61

7. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

8. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

9. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276.72

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «ИНГУШНЕФТЬ»

А.Ш. Халадов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, к.т.н., доцент)
А.А.Умаев
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
М.М.Дудаев
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, старший преподаватель)
О.В. Велиева
(техник кафедры РРНГМ,, ИНГ ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском)
А.А.Дзейтов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м/п)
Батыр.А.Эжиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м)
Башир.А.Эжиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова в г. Грозном, магистрант гр. ВНГД-24 м/п)

Аннотация. На основании предшествующей разработки мезозойских нефтяных залежей месторождения АО «Ингушнефть» выявлены существенные их изменения в результате техногенного воздействия. Целесообразно в понятие «техногенного воздействия» включить в данном случае не только то, что происходило на нефтяных месторождениях в период неконтролируемой добычи нефти, но и то, что осуществлялось в результате проектирования и плановой эксплуатации залежей. Различие в результатах случайного и планового воздействия на пласты очевидны и заключаются, прежде всего, в том, что в первом случае, отрицательные явления в пластах могли возникать и развиваться хаотично, не предотвращались и их последствия не только не исправлялись, но чаще всего просто не обнаруживались. Во втором случае техногенное воздействие предусматривало проектные плановые способы и технологии рациональной разработки месторождений. Неблагоприятные процессы, развивавшиеся в залежах, обнаруживались на ранних стадиях проявления и купировались регулированием разработки пластов.

Ключевые слова: залежь, заводнения, коллекторы трещинно-кавернового типа, нефтеотдача, разгазирование, дренирование купольных зон, смена потока.

UDC 622.276.72

CHARACTERISTICS OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT INDICATORS FOR OIL DEPOSITS DEVELOPMENT OPTIONS AT THE INGUSHNEFT FIELD

A.Sh. Khaladov
(Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, PhD, Associate Professor)
A.A. Umayev
Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov State Petroleum Technological University in Grozny, Senior Lecturer)
M.M. Dudayev
Institute of Oil and Gas, M.D. Millionshchikov in Grozny, Senior Lecturer)
O.V. Velieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, – technician of the department of RRGM
A.A. Dzeitov
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)
Batyr.A. Ezhiev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)
Bashir.A. Ezhiev
(Institute of Oil and Gas, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov in Grozny, Master's student, VNGD-24 group)

Abstract. Based on the previous development of Mesozoic oil deposits at the AO field Ingushneft identified significant changes as a result of anthropogenic impact. It is appropriate to define "anthropogenic impact" in this case not only as occurring at oil fields during periods of uncontrolled oil production, but also as occurring as a result of the design and planned exploitation of the reservoirs.The differences in the results of random and planned impacts on reservoirs are obvious and lie primarily in the fact that in the former case, negative phenomena in the reservoirs could arise and develop chaotically, were not prevented, and their consequences were not only not corrected, but often simply went undetected. In the latter case, anthropogenic impact involved planned methods and technologies for rational field development. Adverse processes developing in the reservoirs were detected in the early stages and mitigated by regulating reservoir development.

Key words: deposit, flooding, fractured-cavern type reservoirs, oil recovery, degassing, drainage of dome zones, flow change.

Технологические показатели разработки рассчитаны для каждого объекта и в целом по месторождению по двум вариантам. Первый вариант предусматривает проведение разработки по сложившейся системе. Во втором варианте дополнительно к варианту 1 предлагается вывод скважин из неработающего фонда и перенос интервалов перфорации по действующему фонду скважин.

Верхнемеловая залежь

Рассмотрено два варианта разработки. Доразработка залежи ведется на естественном режиме.

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 6,2 тыс.т/год в 2011 г., годовая добыча жидкости сохранится на уровне 27,8 тыс.т/год. Окончание разработки предполагается в 2027 г. Добыча нефти за расчетный период разработки составит 60,0 тыс.т, накопленный отбор нефти за весь срок разработки равен 14380 тыс.т. Расчетный КИН составляет 0,578, при утвержденном 0,590 [1].

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 33,1 тыс.т/год в 2015 г., максимальная годовая добыча жидкости – 230,3 тыс.т/год в 2016 г. Окончание разработки предполагается в 2030 г. Добыча нефти за расчетный период разработки равна 370 тыс.т, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 14690 тыс.т. Достигается утвержденный КИН 0,590.

Нижнемеловая залежь

Рассмотрено два варианта разработки. Залежь доразрабатывается на естественном режиме.

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 2,5 тыс.т/год в 2011 г., годовая добыча жидкости - 18 тыс.т/год также в 2011 г. Окончание разработки предполагается в 2016 г. Добыча нефти за расчетный период разработки составит 7,5 тыс.т, накопленный отбор нефти за весь срок разработки равен 5278 тыс.т. Расчетный КИН составляет 0,397, при утвержденном 0,402.

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 8,0 тыс.т/год в 2014 г., максимальная годовая добыча жидкости – 53,4 тыс.т/год в 2015 г. Окончание разработки предполагается в 2027 г. Добыча нефти за расчетный период разработки равна 80 тыс.т, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 5350 тыс.т. Достигается утвержденный КИН 0,402 [1].

По месторождению рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1. Максимальная годовая добыча нефти в прогнозный период составит 8,7 тыс.т/год в 2011 г., максимальная годовая добыча жидкости – 45,8 тыс.т/год в 2011 г. Окончание разработки предполагается в 2027 г. Добыча нефти за расчетный период разработки составит 67,5 тыс.т., накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 19658 тыс.т.

Расчетный КИН составляет 0,515 [1].

Вариант 2. В прогнозный период максимальная годовая добыча нефти достигнет 40,7 тыс.т/год в 2014 г., максимальная годовая добыча жидкости – 283,7 тыс.т/год в 2020 г. Окончание разработки предполагается в 2030 г. Добыча нефти за расчетный период разработки равна 450 тыс.т, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 20040 тыс.т. Достигается утвержденный КИН 0,525.

Верхнемеловая залежь

С начала разработки залежи в эксплуатации перебывало 85 добывающих скважин, в том числе 23 переведенных с нижнемеловой залежи. Накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину составляет 168,5 тыс.т . В нагнетательном фонде перебывало 34 скважины, из них специально пробурено 16 скважин.

По состоянию на 01.01.2011 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 74, в том числе действующих – 12, в бездействии – 10, в ожидании ликвидации – пять, наблюдательных – две, ликвидированных - 45. Скважины эксплуатируются фонтанным способом (на штуцерах диаметром 3- 4 мм). В 2010 г. коэффициент эксплуатации составил 0,81, коэффициент использования фонда – 0,54 [1].

В нагнетательном фонде числятся 34 скважины, в том числе бездействующих - четыре, ликвидированных – 30.

В 2010 г. добывающие скважины работали с дебитами по нефти 0,32 – 5,3 т/сут при обводненности – 15,1-95 %. Дебиты жидкости составляли 1,4 – 23,5 т/сут, газовые факторы по промысловым данным равны 100 $м^3$/т.

Для повышения эффективности широко применяются гидродинамические методы воздействия на продуктивные отложения путем изменения режимов работы добывающих скважин для довыработки остаточных запасов из менее проницаемых зон. С 1976 г. применялись методы оптимизации (ограничения) отборов, циклическая эксплуатация скважин, а также исследования по форсированному отбору жидкости. Рассмотрены два варианта доразработки залежи без ввода дополнительных скважин [1].

В варианте 1 предусмотрено изменение дебита скважин с 19 до 17 т/сут, выбытие добывающих скважин вследствие обводнения. К концу расчетного периода фонд добывающих скважин уменьшится до десяти. Дебит нефти уменьшится с 6 до 2-х т/сут. при обводненности 68 и 87 % соответственно. За проектный период будет добыто 84 тыс.т нефти при суммарном водонефтяном факторе 3,9 $м^3$/т. Годовой уровень добычи нефти уменьшится с 20 тыс.т до 7 тыс.т. Объем утилизированных вод через 7 нагнетательных скважин составит 70-62 тыс. $м^3$. Утилизацию планируется начать с 2000 г.

Накопленная добыча нефти получается равной 55550 тыс.тонн, что будет превышать запасы, числящиеся на балансе. Текущий коэффициент нефтеизвлечения на 2000 г. составит 0,703 при водонефтяных факторах 6,6 $м^3$/т. с начала разработки добыча жидкости 65,3 млн. т, нефтяного газа 11,6 млрд. $м^3$, закачено (утилизировано) 14,03 млн. $м^3$. Текущая компенсация 91-108 % в год.

Вариант 2 предусматривает в отличие от первого добычу жидкости (в пластовых условиях) стабильной. Годовая добыча нефти будет несколько больше, чем в варианте 1 и составит 21-9 тыс.т., однако добыча жидкости больше и во времени увеличивается с 66 тыс.т в 1999 г. до 77 тыс.т. Фонд добывающих скважин сократится до 9. Дебита жидкости увеличится с 20 до 26 т/сут, а нефти, наоборот, уменьшится с 6 до 3 т/сут. За проектный период будет добыто 95 тыс.т нефти (ВНФ=4,4 $м^3$/т), 19 млн. $м^3$ газа, утилизировано 453 тыс. $м^3$ воды. Накопленная добыча нефти равна 55561тыс.т, тыс.;11,57 млрд.$м^3$, утилизировано 14,14 млн. $м^3$ воды. Компенсация закачкой 86-91 %. Проектный коэффициент нефтеизвлечения 0,703.

На Малгобек - Вознесеновском месторождении по верхнему мелу закачка воды проводилась с целью ее утилизации. В закачке воды с целью поддержания пластового давления необходимости не было. Начальное пластовое давление составляло 47,5 МПа. (гипсометрическая отметка - 2,350). Текущее пластовое давление на этой отметке составляет 35 МПа. Давление насыщения нефти газом составляет 20 МПа. Исходя из этого, пластовая энергия достаточна для введения разработки без поддержания пластового давления. Утилизация воды проводилась двумя насосами (КНС), на которых были установлены насосы типа 9 МГР. Для установления правильного режима работы фонтанной скважины необходимо периодически ее исследовать.

Для гидродинамического исследования скважин в работе проводимых НГДУ «Малгобекнефть» включают: снятие индикаторной кривой; снятие кривой восстановление давления после прекращения отбора; отбор проб жидкости и газа с последующим их анализом [1].

Изменения состояния залежей в процессе разработки при оценке перспектив дальнейшей их эксплуатации меняет знак некоторых принятых технологических и технических принципов.

Например, общей проектной целью [1] ставилось закачивать в пласты такие объемы воды, чтобы пластовое давление обеспечивало фонтанирование добывающих скважин и превышало давление насыщения нефти. На современной поздней и заключительной стадии разработки мезозойских залежей заводнением эта рекомендация может привести к тому, что при высокой обводненности продукции процесс будет иметь низкую технологическую эффективность и может оказаться неэкономичным. Кроме того, в присводовых и других частях залежей защемленные водой объемы нефти без участия растворенного газа остаются неизвлекаемыми.

Также распространенным техническим приемом является перенос интервалов дренирования с установкой цементных мостов. Эта мера, рациональная в основной период разработки месторождений, фактически приводит к технологической ликвидации добывающих скважин и исключает возможность их дальнейшего полноценного использования, так как трудно оценить положительными работы по разбуриванию цементных стаканов в скважинах и повторному их освоению.

На большинстве мезозойских месторождениях Малгобек-Вознесенское и Карабулак-Ачалукское достигнута высокая, порядка 70 %, степень извлечения нефти, но суммарные балансовые остаточные запасы нефти требуют создания и усовершенствования технологических методов воздействия на пласты в сложившихся условиях с целью продления сроков их рациональной разработки и извлечения дополнительных объемов нефти.

Анализ заводнения мезозойских пластов, которое было рациональным и эффективным способом разработки, показал, что период обводнения скважин является очень коротким, т.е. от начала обводнения добывающей скважины до полного обводнения ее продукции проходит мало времени. Это свидетельствует о том, что в пласте образуется короткая водонефтяная зона, и дальнейший отмыв нефти водой практически не перспективен. Такой вывод подтверждается достаточно большим числом не давших эффекта попыток форсированного отбора жидкости из добывающих скважин. Отмечаемая иногда возможность всплывания нефти из заводненных объемов залежи в повышенные зоны структуры, по нашему мнению, может проявиться в исключительных случаях и в исторически длинном периоде времени, значительно превышающем срок разработки месторождения.

Список использованных источников:

1. Фондовые материалы Малгобек-Вознесенского месторождение Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.
2. Фондовые материалы Карабулак-Ачалукское месторождение Сунженского, Назрановского и Малгобекского районов Республики Ингушетия.
3. Комплексная технологическая схема опытно-промышленной разработки ХЛ-ХШ пласта жной Вознесенки путем заката, в залежь пара. Отчет промежуточный. тема: 6/76, СевКавнигШнефть, Дегтярев Н.М., Багов Р.А., Грозный, 1975 г.
4. Строительство эксплуатационных скважин № 332-8, 333-8, 334-8; 163-9, I64-9 на площади Малтобек-Вознесенская. Заказ 917. Технико-рабочий проект. Смета. СевКавНИПИнефть; Ясний Ш.Т., Грозный, 1975, 36 с.
5. Халадов А.Ш. Анализ методов интенсификации добычи нефти месторождений грозненского нефтяного района / Халадов А.Ш., Касумов М.И., Каграманов А.Г. // Фундаментальные и прикладные исследования. актуальные проблемы и достижения, сборник избранных статей Всероссийской (национальной) научной конференции Санкт-Петербург, 11 декабря 2020 года, С 93-95, УДК: 622.276.63.
6. Халадов А.Ш. Эксплуатация скважин в целях выпадения асфальта-смолистых веществ / Халадов А.Ш., Кадыров Л.Х., Кутуев М.У., Абумуслимов А.М-Э, Муратов А.Т. // Актуальные вопросы современной науки: теория, технология, методология и практика. Материалы Международной научно-практической онлайн-конференции, приуроченной к 60-летию член-корреспондента Академии наук ЧР, доктора технических наук, профессора Сайд-Альви Юсупова Муртазаева. 28 апреля 2021 г. Россия, Чеченская республика, г.Грозный, С 96-100.
7. Халадов А.Ш. Развитие методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений грозненского нефтяного района / Халадов А.Ш., Мещанинов М.В., Ляпкин С.П., Бетилгириев И.М., Андреев В.Е., Ямалетдинова А.А. // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы X Международной научно-практической и методической конференции. Уфа, 2022. Издательство: Башкирский государственный университет (Уфа) 26–27 мая 2022 года, С 179-184.
8. Владимиров И.В., Велиев Э.М. Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Деловой журнал Neftegaz.RU [3], 2018, С. 54-61
9. Кудин Е.В., Велиев Э.М. Некоторые особенности работы скважин месторождения «Белый тигр» при переходе от газлифтного к механизированному способу добычи нефти с

помощью установок электроцентробежных насосов // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» УГНТУ. -2018. -Вып. 6 (116). С. 72-81.

10. Щетников В.И., Велиев Э.М. Критерии выбора эксплуатационного объекта применения технологии интенсификации добычи нефти на основе энзим-комплексов // НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА Материалы IX Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 14-15 ноября 2019 г.), С. 94-95.

11. Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. Применение нестационарного заводнения, в однородном по проницаемости коллекторе, насыщенном высоковязкой нефтью // Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы XIV Международной практической конференции (Уфа, 23 октября 2014 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во Института проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2014. – С. 50-52.

УДК 622.276.43

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

А.А. Ханнанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,студент гр. МГР12-25-11)

Аннотация. Работа посвящена изучению опыта разработки месторождений, расположенных в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с использованием различных систем заводнения. Определены основные показатели, оказывающие влияние на результативность вытеснения нефти водой. Рассмотрен опыт применения нестационарного заводнения в условиях одного из объектов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. В результате проведения исследования установлена необходимость осуществления дополнительных мероприятий по изменению фильтрационных потоков, что позволит вовлечь в процесс дренирования остаточные запасы нефти, локализованные в пределах сложнопостроенных залежей. Сделан вывод о необходимости использования актуальных методических аспектов для эффективного планирования мероприятий.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, фильтрационно-емкостные свойства, заводнение нефтяных пластов, сложнопостроенные залежи.

UDC 622.276.43

METHODOLOGICAL ASPECTS OF FIELD DEVELOPMENT IN THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE USING FLOODING

A.A.Khannanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR 12-25-11)

Abstract. The work is devoted to the study of the experience of developing fields located within the West Siberian oil and gas province using various flooding systems. The main indicators influencing the effectiveness of oil displacement by water are determined. The experience of using non-stationary flooding in the conditions of one of the objects characterized by low filtration and capacitance properties of reservoir rocks is considered. As a result of the study, it was established that additional measures should be taken to change filtration flows, which would allow for the involvement of residual oil reserves localized within complex deposits in the drainage process. It is concluded that it is necessary to use relevant methodological aspects for effective event planning.

Keywords: development of oil fields, filtration and storage properties, flooding of oil reservoirs, complex deposits.

Введение

На текущий момент большая часть месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции разрабатывается с использованием системы искусственного поддержания пластового давления. Одной из наиболее часто используемых технологий является нагнетание в пласт воды, однако накопленный опыт практической реализации данного вида воздействия демонстрирует низкую эффективность, особенно в условиях неоднородного геологического строения объектов. В связи с этим, широкое распространение в промысловых условиях получило применение методов компьютерного моделирования, позволяющих в условиях ограниченного объема геолого-промысловых данных идентифицировать скрытые закономерности изменения показателей. Для наиболее эффективного использования в скважинных условиях результатов моделирования важнейшим элементом является наличие надежных методических аспектов, при помощи которых осуществляется интеграция моделей в производственный процесс [1-4].

Отметим, что энергетическое состояние пласта относится к важнейшим параметрам, определяющим эффективность разработки месторождений. Уточнение данных показателей не всегда возможно в силу причин организационно-экономического характера, в связи с чем недропользователи используют различные модели и подходы. Одним из таких является построение системы материального баланса, которая устанавливает взаимосвязь между объемами добычи и закачки. Необходимо отметить, что определение объемов воды, которая уходит в законтурную область, является основной задачей недропользователей для наиболее эффективного регулирования процесса воздействия на пласт. Помимо этого, возможно построение профиля давления по каждому из пластов, которое позволяет идентифицировать степень гидродинамической связи в системе «скважина-пласт». Для реализации оценки величины компенсации отборов жидкостей закачкой используется специальный коэффициент, характеризующий отношение объемного расхода нагнетаемой воды к показателям, в интегральной форме характеризующих потери закачиваемого агента в связи с расширением за счет растворения газа, а также повышения температуры. При значении коэффициента компенсации более единицы наблюдается превышение отборов, которое выражается в виде увеличения пластового давления. В случае значения коэффициента компенсации менее единицы можно отметить низкую эффективность закачки, а в некоторых случаях наличие внутрипластовых перетоков, которые приводят к значительному обводнению добываемой продукции [5-7].

Сопоставление данных показателей отборов и закачки по различным месторождениям, приуроченным к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, демонстрирует отсутствие взаимосвязи между показателями приемистости нагнетательных скважин и коэффициентами текущей компенсации, что предопределяет необходимость использования современных методов диагностики и оценки эффективности системы заводнения.

Не менее важным параметром, описывающим процесс заводнения нефтяных пластов, является коэффициент вытеснения, равный отношению разности начальной и остаточной нефтенасыщенности к значению остаточной нефтенасыщенности. За счет наличия геологических неоднородностей, различных глинистых прослоев, материалов, а также низкого значения поверхностного натяжения нефти на границе с водой, коэффициент вытеснения варьируется в широких пределах. Данный параметр определяется в лабораторных условиях на керновых образцах пласта, однако существуют и различные эмпирические модели, позволяющие по комплексу геолого-физических характеристик продуктивных пластов определять значение исследуемого показателя.

Материалы и методы

Одной из разновидностей технологий заводнения нефтяных пластов является нестационарное воздействие на пласт. Суть данного подхода базируется на циклической закачке жидкости совместно с изменением фильтрационных потоков в призабойной зоне пласта, за счет чего кратно повышается коэффициент вытеснения нефти. Отметим, что в

условиях различных объектов эффективность нестационарного воздействия варьируется в широких пределах. Так, в условиях объекта N, расположенного в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, за счет реализации нестационарного воздействия существенно снизилась добыча воды (до 40 тыс. $м^3$). При этом, в случае дополнительной реализации потокоотклоняющих технологий наблюдается увеличение объемов добычи нефти в среднем на 25-37% при снижении обводненности добываемой продукции на 15-25% соответственно. В связи с этим, в условиях рассматриваемого объекта принято решение о комбинировании нестационарного воздействия и закачки потокоотклоняющих систем. В рамках реализации классического заводнения нефтяных пластов без использования потокоотклоняющих составов формируются застойные зоны преимущественно в сильно неоднородных пластах, что оказывает влияние на эффективность разработки месторождений. Наличие зон, не охваченных процессами заводнения, негативно сказывается на темпах добычи нефти, а в некоторых случаях приводит к необходимости использования различных мероприятий, направленных на интенсификацию притока. В целях реализации эффективной системы разработки возможно регулирование режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, однако в некоторых случаях данный процесс не приводит к получению положительных результатов [8-10].

Важным аспектом для реализации нестационарного воздействия на пласт с использованием заводнения является наличие достоверной информации о характере распределения остаточной нефтенасыщенности. При наличии ярко выраженной послойной неоднородности в совокупности с высокой вязкостью нефти наиболее актуальным направлением для результативного применения нестационарного заводнения является закачка специальных химических композиций, направленных на изменение направления фильтрационных потоков. На рисунке 1 представлен пример изменения основных технологических показателей во времени северного участка одного из месторождений, расположенных в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

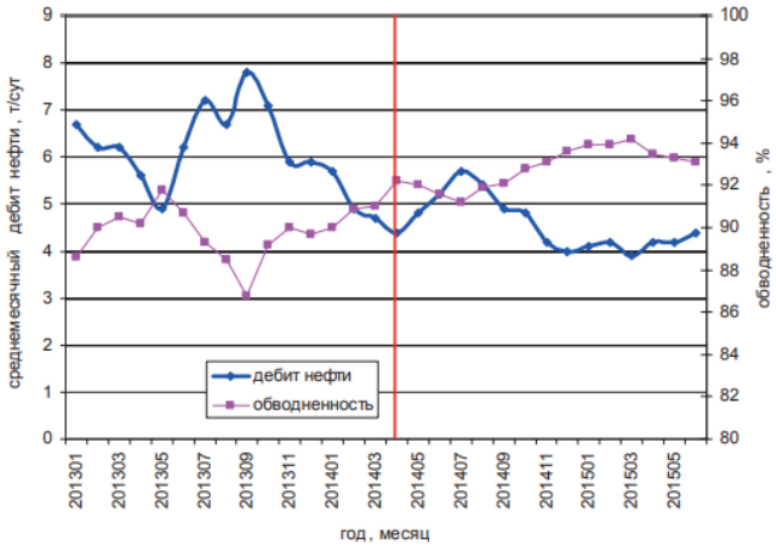


Рисунок 1 – Динамика изменения показателей объекта исследования

Реализация нестационарного заводнения осуществлялась по следующей схеме: в течение 30 дней попеременно происходила остановка нагнетательных скважин, расположенных за контуром нефтеносности и параллельное увеличение объема нагнетаемой жидкости в нагнетательные скважины, находящиеся на незначительном расстоянии от конкура нефтеносности. Дополнительно, на участках с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками осуществлялось нагнетание потокоотклоняющих систем.

Результаты

Перед осуществлением технологии комбинированного воздействия на пласт с использованием нестационарного воздействия и закачки потокоотклоняющих систем на

рассматриваемом участке наблюдалось снижение дебита нефти и кратное увеличение обводненности добываемой продукции. Расчет эффективности использования представленной технологии осуществлялся с использованием характеристик вытеснения. Рассчитывались в различном виде соотношения объема добываемой нефти к объему добываемой жидкости. Отметим, что наибольший эффект был установлен по скважинам, относящимся к категории уплотняющих и расположенных на расстоянии не менее 2000 м от нагнетательных скважин. Удельный эффект по скважинам основного и уплотняющего фонда составляет в среднем 3572 и 12384 тонн. Дополнительно, на некоторых участках с целью компенсации отборов закачкой были изменены технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин. Реализация данного процесса в совокупности с технологией нестационарного воздействия позволила получить не менее 600 тонн дополнительной добытой нефти в пересчете на одну скважину. Отметим, что снижение эффективности реализации воздействия на пласт привело в некоторых случаях к значительному увеличению обводненности добываемой продукции несмотря на значительный рост суточных отборов.

Реализация метода нестационарного воздействия совместно с мероприятиями по изменению фильтрационных потоков позволили выделить участки, на которых необходимо провести оптимизацию процессов работы добывающих и нагнетательных скважин. Важно отметить, что в дальнейшем на скважинах объектах исследования происходило укрупнение участков для воздействия при помощи разделения месторождения на блоки. После реализации блочного анализа участков происходит подсчет остаточных извлекаемых запасов нефти, в рамках которого идентифицируются зоны, в которых выработка запасов нефти осуществляется в низком темпе. Помимо этого, реализация анализа эффективности заводнения на основе анализа блоков позволяет:

- осуществить прогнозирование объема выработки запасов нефти;
- комплексно оценить результативность работы системы поддержания пластового давления;
- сопоставить тренд извлечения остаточных запасов нефти с прогнозными показателями.

Дополнительно, при планировании реализации нестационарного заводнения и мероприятий по изменению фильтрационных потоков возможно осуществление группирования блоков по различным критериям с целью реализации оценки объемов дополнительной добытой нефти в результате проведения комплекса мероприятий.

Выводы

Таким образом, в результате проведенных исследований получены следующие выводы и результаты:

- на текущий момент в пределах месторождений, приуроченных к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, наблюдаются участки, где заводнение пластов не позволяет вовлечь в процесс дренирования остаточные запасы нефти;
- наиболее релевантным методов повышения эффективности вытеснения нефти водой является обеспечение нестационарного заводнения в совокупности с мероприятиями по изменению фильтрационных потоков в призабойной зоне пласта;
- ключевым аспектом достижения прогнозных показателей является использование актуальных методических основ при планировании воздействия на пласт.

Список использованных источников

1. Изотов, А. А. Идентификация динамики обводнения добывающей скважины после прорыва техногенной трещины от нагнетательной / А. А. Изотов, С. Ф. Мулявин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2026. – Т. 30, № 1. – С. 61-72. – DOI 10.31660/0445-0108-2026-1-61-72. – EDN VONIOV.
2. Применение непараметрических критериев в решении базовых задач оптимизации процессов нефтеизвлечения / В. Ш. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, М. К. Рогачев [и др.] //

Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 4. – С. 8-18. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-4-8-18. – EDN DJLCXE.

3. Квазистационарная модель развития трещины гидроразрыва пласта при переводе скважины после обработки в нагнетательный фонд / К. М. Федоров, А. А. Изотов, А. Я. Гильманов [и др.] // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 2(32). – С. 91-100. – DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-2-91-100. – EDN EJDHWR.

4. Гильфанов, Э. Ф. Исследование неустановившегося притока к горизонтальным скважинам / Э. Ф. Гильфанов // Нефтяная провинция. – 2019. – № 1(17). – С. 71-89. – DOI 10.25689/NP.2019.1.71-89. – EDN ZDSLLF.

5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024691624 Российская Федерация. Программа для экспресс-оценки эффективности заводнения : заявл. 16.12.2024 : опубл. 23.12.2024 / Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. В. Мухаметшин ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN VULNGL.

6. Кулешова, Л. С. Эффективность применения гелеобразующих систем при заводнении в условиях Ватьеганского месторождения / Л. С. Кулешова, И. Б. Лебединцев // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 195-198. – EDN NSXLSJ.

7. Исследование поведения индикаторной кривой нагнетательной скважины с самопроизвольно развивающейся техногенной трещиной гидроразрыва пласта (автоГРП) при помощи математического моделирования / Р. Р. Копейкин, А. Н. Байкин, Р. Ф. Абдуллин [и др.] // Прикладная механика и техническая физика. – 2025. – DOI 10.15372/PMTF202515678. – EDN PNLYHW.

8. Совершенствование системы заводнения при разработке Мишкинского месторождения Удмуртии / М. В. Лаптева, С. Ю. Борхович, А. В. Токмина [и др.] // Бурение и нефть. – 2025. – № 2. – С. 18-21. – DOI 10.62994/2072-4799.2025.39.43.003. – EDN NZHSDS.

9. Копейкин, Р. Р. Классификация показателей качества процесса поддержания пластового давления при заводнении нефтяных месторождений с учётом АГРП / Р. Р. Копейкин, В. А. Левенцов, М. М. Хасанов // Русский инженер. – 2025. – № 4(89). – С. 27-34. – EDN RBIMBW.

10. Локализация и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов многопластового нефтяного месторождения / Р. Н. Бурханов, А. А. Лутфуллин, И. Р. Раупов [и др.] // Записки Горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 599-612. – EDN DKXZSP.

УДК 622.276.43

ОСОБЕННОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.А.Ханнанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском,студент гр. МГР12-25-11)

Аннотация. Работа посвящена изучению особенностей заводнения сложнопостроенных залежей на примере группы месторождений, приуроченных к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотрены основные методы обработки данных, включая метод материального баланса, позволяющий оценивать эффективность вытеснения нефти водой без необходимости учета степени и характера взаимовлияния скважин. Представлен алгоритм обработки данных для блочно-факторного анализа, широко используемого в решение различных задач разработки нефтяных месторождений. Проведена комплексная оценка степени влияния параметра, отражающего эффективность закачки в различных геолого-физических условиях, на изменение значения водонефтяного фактора. Сделан вывод о необходимости проведения дополнительных исследований, позволяющих достоверно установить особенности заводнения сложнопостроенных залежей.

Ключевые слова: заводнение, сложнопостроенные залежи, разработка нефтяных месторождений, коэффициент эффективности закачки, водонефтяной фактор, блочно-факторный анализ.

UDC 622.276.43

FEATURES OF FLOODING OF COMPLEX DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

A.A.Khannanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR 12-25-11)

Abstract. The work is devoted to the study of the features of flooding of complex deposits using the example of a group of deposits associated with the West Siberian oil and gas province. The main methods of data processing are considered, including the material balance method, which makes it possible to evaluate the effectiveness of oil displacement by water without having to take into account the degree and nature of well interaction. An algorithm for data processing for block factor analysis, widely used in solving various problems of oil field development, is presented. A comprehensive assessment of the degree of influence of the parameter reflecting the efficiency of injection in various geological and physical conditions on the change in the value of the water and oil factor has been carried out. It is concluded that additional studies are necessary to reliably establish the features of flooding of complex deposits.

Keywords: flooding, complex deposits, development of oil fields, injection efficiency coefficient, water-oil factor, block factor analysis.

Введение

Текущий этап разработки нефтяных месторождений сопряжен с необходимостью осуществления комплексного подхода к принятию управленческих решений, связанных с ухудшением структуры остаточных запасов нефти и их переходом в категорию трудноизвлекаемых. Несмотря на существующие технологии, направленные на снижение себестоимости добычи нефти, ключевым методом разработки объектов остается заводнение. В первом приближении оно основано на нагнетание воды в пласт с целью повышения коэффициента охвата пласта воздействием и вытеснения локализованных в удаленной части пласта запасов к забоям добывающих скважин. По мере отбора остаточных запасов нефти эффективность заводнения пластов постепенно снижается, особенно в зонах с нелинейным изменением геолого-физических характеристик продуктивных пластов, что требует формирования рационального подхода к решению задач разработки нефтяных месторождений [1-4]. Ключевым элементом для повышения результативности воздействия на пласт с использованием систем заводнения является применение алгоритмов и методик, основанных на поиске закономерностей изменения различных параметров во времени, а также возможности оперативного их прогнозирования. Накопленный опыт разработки месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции демонстрирует низкую эффективность нагнетания воды в пласт, обусловленную ухудшением структуры запасов нефти и активной разработкой залежей, расположенных в низкопроницаемых зонах. Указанные факторы приводят к поиску оптимальных подходов, направленных на снижение рисков при реализации данного технологического процесса и повышения эффективности добычи нефти [5-7].

Значительную роль в процессах вытеснения нефти водой оказывает наличие достоверных сведений о соотношениях вязкости закачиваемого агента и нефти, определение которого в режиме реального времени осложнено причинами организационно-экономического характера. При реализации заводнения используют различные технологии, например, законтурное, очаговое, площадное, избирательное и барьерное соответственно. Выбор данного способа обусловлен особенностями геологического строения объектов, текущими показателями разработки нефтяных месторождений и прогнозным значением

коэффициента извлечения нефти. Ученые выделяют различные показатели, которые могут быть использованы для комплексной оценки эффективности заводнения, однако их расчет во многом осуществляется с использованием ряда эмпирических моделей или при помощи программно-аппаратных комплексов, которые получили широкое распространение в последнюю четверть века. При этом, для осуществления расчетов недропользователи используют стороннюю информацию, позволяющую в некоторых случаях нивелировать ограниченность исходных данных. Отметим, что основной целью заводнения нефтяных пластов является повышение коэффициента извлечения нефти. Данный показатель играет важнейшую роль при оценке рентабельности разработки нефтяных месторождений [8-10].

Различные исследования показывают, что на коэффициент извлечения нефти, и, следовательно, эффективность заводнения нефтяных пластов, оказывает влияние большое количество факторов. Например, увеличение вязкости нефти и воды на 10% приводит к снижению исследуемого параметра на 5-7%. При увеличении коэффициента песчанистости конечная нефтеотдача пластов увеличивается на 10%, а при одновременном увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины – увеличивается на 22%. Плотность сетки скважин оказывает нелинейное влияние на коэффициент извлечения нефти. В случае использования более редкой сетки скважин наблюдаются зоны с невыработанными участками, воздействие на которые дополнительными методами осложнено особенностями геологического строения. Увеличение объема закачиваемой жидкости, по аналогии с показателем плотности сетки скважин, оказывает нелинейное влияние на коэффициент извлечения нефти: например, по карбонатным объектам Туймазинского месторождения в случае увеличения объема закачиваемой жидкости лишь на 5% наблюдается опережающая выработка запасов, сосредоточенных преимущественно в прикровельной части пласта. При этом, для терригенных коллекторов увеличение данного показателя на идентичное значение в большей мере не оказывает значительного влияния на коэффициент извлечения нефти.

Материалы и методы

На эффективность заводнения нефтяных пластов оказывает влияние и степень гидродинамического взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами. При наличии высокого значения взаимовлияния (по шкале Чеддока) происходит результативная фильтрация жидкости в системе «скважина-пласт», однако во многих случаях данный показатель является динамическим, то есть значительно изменяется во времени в зависимости от большого количества факторов. Для прямой оценки продвижения фронта нагнетаемой воды недропользователи используют различные трассерные исследования, позволяющие идентифицировать тренд направления фильтрационных потоков за счет ввода меченой жидкости. В практике разработки нефтяных месторождений при оценке результативности вытеснения нефти водой используют теорию материального баланса, при помощи которого в интегральной форме происходит оценка объемов жидкости, которые движутся в пределах системы «скважина-пласт». При этом, происходит разделение данных объемов на категории: эффективная и неэффективная фильтрация соответственно.

Иным не менее актуальным способом комплексной оценки результативности заводнения является блочный факторный анализ. При использовании данного подхода происходит разделение исходного пласта на элементы заводнения, представляющие собой гидродинамически замкнутые участки, в пределах которых локализованы остаточные запасы нефти. Границы ячеек проходят в пределах расположения линии нагнетательных скважин, что во многом упрощает процесс анализа и обработки данных. На рисунке 1 представлена обобщенная схема для оценки эффективности заводнения нефтяных пластов при помощи блочно-факторного анализа.

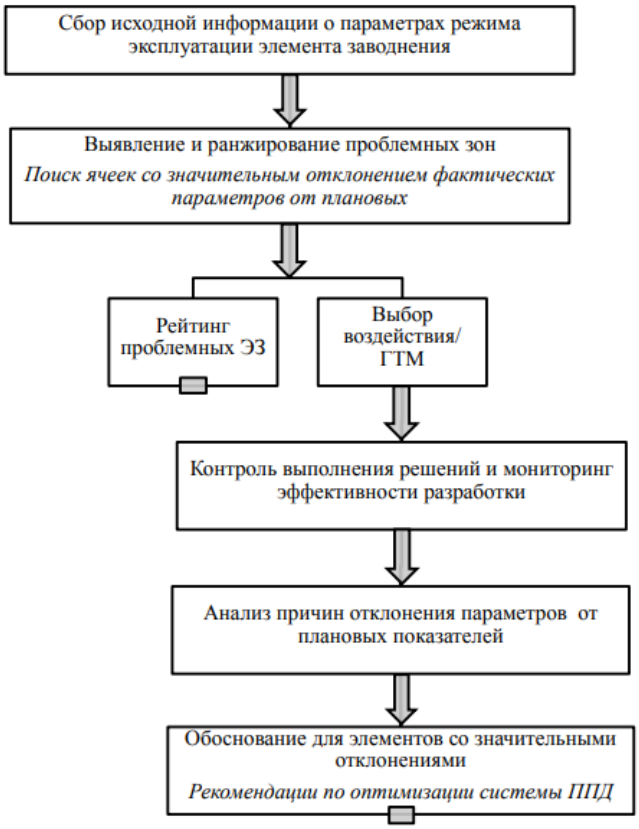


Рисунок 1 – Алгоритм обработки данных при оптимизации системы заводнения нефтяных пластов

Возможность ранжирования зон в зависимости от различных показателей позволяет обоснованно принимать различные решения, направленные на повышение результативности воздействия на пласт. При помощи классического факторного анализа происходит анализ данных на макроуровне, что в долгосрочной перспективе увеличивает риски принятия низкоэффективных управленческих решений. Необходимо отметить следующее: в случае невозможности достоверной оценки взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами. Регулирование системы заводнения нефтяных пластов необходимо и для контроля выработки запасов нефти: в случае интенсивного освоения остаточных запасов происходит формирование разломов, оказывающих влияние на эффективность фильтрации жидкости в системе скважины пласт.

Результаты

С учетом того, что в пределах месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции реализация заводнения осуществляется длительное время, в межскважинных зонах (пространствах) наблюдаются различные разломы, из-за которых происходит прорыв нагнетаемых вод и, соответственно, обводнение скважин, расположенных на незначительном расстоянии от данного тектонического нарушения. При этом, для планирования и проведения наиболее эффективных мероприятий, направленных на снижение обводненности добываемой продукции, ключевым этапом является идентификация источника обводнения. Накопленный опыт разработки месторождений демонстрирует, что в пределах терригенных и карбонатных коллекторов возможен прорыв нагнетаемой воды через аквифер и по наиболее проницаемым пропласткам, обусловленный особенностями геологического строения объектов или реализации высоконапорной системы поддержания пластового давления. Коэффициенты для нагнетательных и добывающих скважин при моделировании выбираются в зависимости от значений пластовых давлений, что позволяет осуществить ее адаптацию к текущим геолого-физическим условиям залегания продуктивных пластов. Коэффициенты эффективности закачки относятся к наиболее ключевым параметрам,

отражающим удельную разницу между величиной нагнетаемого в пласт объема воды и объема воды, расходуемого для поддержания пластового давления в исследуемом блоке заводнения. В таблице 1 представлены результаты расчета коэффициента эффективности закачки по группам скважин, расположенных на 23 участках одного из крупного месторождения, приуроченного к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Таблица 1 – Динамика изменения коэффициента эффективности закачки по различным группам

Номер группы	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коэффициент эффективности закачки	0,45	0,77	0,85	0,54	0,67	0,18	0,24	0,37	0,76

Несмотря на то, что выделенные группы объектов приурочены к единым тектонико-стратиграфическим элементам, наблюдаются существенные различия в тренде изменения коэффициента эффективности закачки. При необходимости детального анализа рекомендуется осуществлять расчет логарифма значения водонефтяного фактора (ВНФ), представленного отношением разницы между данными показателями к удельному изменению объема накопленной добычи нефти. Так, группы 1,3,6,8 и 9 соответственно имеют наибольшие значения логарифма при наименьшей компенсации добычи нефти закачкой. Необходимо отметить, что фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов для объектов данных групп варьируются в широких пределах, которые обусловлены многообразием условий залегания продуктивных пластов. В случае идентификации зависимости между трендом изменения логарифма ВНФ и удельной компенсацией отборов закачкой, возможно ускоренное обводнение добывающих скважин и неполный объем извлечения остаточных запасов нефти.

Выводы

Таким образом, в результате анализа особенностей заводнения сложнопостроенных залежей, приуроченных к месторождениям в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, получены следующие выводы и результаты:

- оптимизация нагнетания воды в пласт относится к одному из ключевых методов повышения нефтеотдачи пластов и снижения себестоимости транспортировки скважинной продукции от забоя до устья скважин;
- существуют различные подходы для оценки эффективности заводнения и выделения участков с непроизводительной закачкой, однако на текущий момент отсутствуют современные алгоритмы их выбора в зависимости от особенностей геологического строения объектов;
- коэффициент эффективности закачки позволяет в условиях различного объема информации определять результативность заводнения даже при условии низкого уровня взаимовлияния между скважинами.

Для учета геологической неоднородности пластов рекомендуется рассмотреть возможность использования адаптивных моделей, состоящих из комплекса параметров, в интегральной форме характеризующих нелинейный тренд изменения фильтрационно-емкостных показателей.

Список использованных источников

1. Изотов, А. А. Идентификация динамики обводнения добывающей скважины после прорыва техногенной трещины от нагнетательной / А. А. Изотов, С. Ф. Мулявин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2026. – Т. 30, № 1. – С. 61-72. – DOI 10.31660/0445-0108-2026-1-61-72.

2. Анализ эффективности заводнения низкопроницаемых пластов ачимовских отложений / С. Ф. Берсенев, Г. Н. Бадамшина, И. З. Муллагалин, Е. А. Порецков // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 6. – С. 66-70. – DOI 10.24887/0028-2448-2025-6-66-70.

3. Махмутов, Б. Т. Применение комплексного анализа геофизических и промысловых данных для уточнения геолого-гидродинамической модели / Б. Т. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 6(402). – С. 33-43.

4. Лозин, Е. В. О выводах, полученных при научном обосновании и промысловых испытаниях физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана / Е. В. Лозин // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 2. – С. 48-51. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-2-48-51.

5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025619310 Российская Федерация. Оценка степени взаимовлияния скважин при разработке залежей карбонатных коллекторов : заявл. 01.04.2025 : опубл. 15.04.2025 / В. В. Мухаметшин, Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – EDN DSVKCJ.

6. Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Р. Р. Степанова [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336, № 1. – С. 230-243. – DOI 10.18799/24131830/2025/1/4486. – EDN ZVBEJP.

7. Mathematical Modeling of Thermal Effects on Hard-to-Recover Oil Reserves Using Horizontal Well Systems / A. Gizzatullina, L. Kuleshova, I. Khakimzyanov [et al.] // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20118. – DOI 10.1063/5.0247784. – EDN BSUXBV.

8. Картоев, М. А. М. Решение проблемы снижения приемистости водонагнетательных скважин путём применения энзимной кислотной обработки с использованием состава “Smartflow” для поддержания пластового давления при эксплуатации скважин на месторождении В. Филановского / М. А. М. Картоев, И. Р. Абуталиева, А. О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2024. – № 1(92). – С. 8-13. – DOI 10.54398/20776322_2024_1_8. – EDN AQVKIU.

9. Вафин, Р. В. Оптимизация процесса разработки сложнопостроенных залежей тюменской свиты потокоотклоняющими системами / Р. В. Вафин, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6(168). – С. 39-52. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-39-52. – EDN UGJSME.

10. Эффективность многофункциональных нефтевытесняющих и потокоотклоняющих композиций в неоднородных пластах / И. В. Кувшинов, Л. К. Алтунина, В. В. Козлов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66, № 11. – С. 92-100. – DOI 10.6060/ivkkt.20236611.5t. – EDN BRQUYW.

УДК 622.276.6

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП

Р.Р. Хуснутдинова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Э.Б. Хабибулин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)
А.М. Шаяхметов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25-11)

Аннотация. В статье представлен ретроспективный анализ развития составов для гидравлического разрыва пласта (ГРП). На основе фундаментальных физико-математических зависимостей исследуется влияние реологических параметров на эффективность закрепления

трещин. Продемонстрирован переход от статичных вязких сред к интеллектуальным полимерным комплексам с управляемым циклом деструкции.

Ключевые слова: ГРП, жидкости-песконосители, вязкость, проппант, реология, деструкция, Блажевич, закон Стокса.

УДК 622.276.6

EVOLUTION OF GRP TECHNOLOGICAL FLUIDS

R.R. Khusnutdinova
(Institute of Oil and Gas, UGNTU, Oktyabrsky, Associate Professor)
E.B. Khabibulin
(Institute of Oil and Gas of the Ural State University of Oil and Gas in Oktyabrsky,student of group SGR-23-11)
A.M. Shayakhmetov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. RDT9-25-11)

Abstract. The article presents a retrospective analysis of the development of hydraulic fracturing formulations. On the basis of fundamental physico-mathematical dependences, the influence of rheological parameters on the crack fixing efficiency is investigated. The transition from static viscous media to intelligent polymer complexes with a controlled degradation cycle is demonstrated.

Keywords*:* fracturing, sand-carrying fluids, viscosity, proppant, rheology, destruction, Blazhevich, Stokes' law.

Introduction (Введение)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) остается ключевым методом интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Эффективность операции во многом определяется свойствами жидкости-песконосителя. Фундаментальные основы подбора этих жидкостей в отечественной практике были заложены в трудах В. А. Блажевича. Однако за последние десятилетия требования к экологичности и сохранению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта привели к качественной эволюции химреагентов [10].

Materials and methods (Материалы и методы)

Роль жидкости-песконосителя сводится к созданию раскрытия трещины и обеспечению транспортировки проппанта. В классической литературе (Блажевич В. А. и др.) эти процессы описываются базовыми гидродинамическими законами.

Главным критерием эффективности является минимизация скорости оседания частиц. Для ламинарного режима течения вязкой среды расчет производится по закону Стокса:

$$\omega = \frac{d^2(\rho_p - \rho_f)g}{18\mu},$$

где d - диаметр частиц проппанта (м); ρ_p, ρ_f - плотность проппанта и жидкости (кг/м^3); μ - динамическая вязкость среды (модель Па×с):

$$W \approx \sqrt[4]{\frac{\mu\, QL}{E\prime}},$$

где Q - темп закачки (м^3/с), L - полудлина трещины (м), E' - модуль упругости породы (Па) [11].

Таблица 1 - Эволюция составов шла по пути снижения повреждающего воздействия на пласт и повышения управляемости реологией

Параметр сравнения	Классические составы (1980-е)	Современные адаптивные системы
Химическая основа	Нефть, дизель, линейные водные гели	Сшитые полимеры, ПАВ, Slickwater

Механизм вязкости	Естественная или за счет концентрации	Динамическая сшивка
Удержание проппанта	Статическая вязкость	Вязкоупругость + динамика потока
Деструкция (распад)	Естественная (медленная)	Инкапсулированные деструкторы
Загрязнение пласта	Высокое (до 40-60 % закупорки пор)	Минимальное (до 98 % восстановления)

Практический расчетный пример.

Рассмотрим влияние вязкости на оседание проппанта 20/40 меш (d = 0,7 мм) в двух сценариях:

Сценарий А (Линейный гель): μ = 30 сП (0,03 Па·с).

Сценарий Б (Сшитый гель): μ = 300 сП (0,3 Па·с).

Расчет скорости оседания (ω):

$$\omega_A = \frac{(7 \cdot 10^{-4})^2 \cdot (2650 - 1000) \cdot 9{,}81}{18 \cdot 0{,}03} \approx 1{,}46 \text{см/с}$$

$$\omega_A = \frac{(7 \cdot 10^{-4})^2 \cdot (2650 - 1000) \cdot 9{,}81}{18 \cdot 0{,}03} \approx 1{,}46 \text{см/с}$$

Использование сшитых систем замедляет оседание проппанта в 10 раз и увеличивает расчетную ширину трещины W в 1,78 раза, что критически важно для предотвращения «СТОПов» [11].

Современные системы используют инкапсулированные деструкторы [12]. В отличие от классических методов, они срабатывают по времени, разрушая полимерные цепочки до состояния воды, что обеспечивает эффективный вынос жидкости после операции и максимальную проводимость трещины [1-10].

Conclusion (Выводы)

Анализ показал, что математические основы, заложенные В. А. Блажевичем, остаются незыблемыми. Однако переход к «интеллектуальным» жидкостям позволил реализовывать ГРП в условиях сверхнизкой проницаемости, обеспечивая высокую экономическую эффективность и экологическую безопасность процесса [11].

Список использованных источников:

1. Кабиров, М.М. Способы скважинной добычи нефти: учебник для вузов / У.З. Ражетдинов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. - 72с.

2. Некрасов, В.И. Научно-технические основы промышленного внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Сургутской группе месторождений Западной Сибири: учеб.пособие для вузов / Р.Г. Ширгазин, А.В. Глебов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. - 108с.

3. Муравьѐв, В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / М.: Изд. Недра, 2012. -277с.

4. Зейгман, Ю.В. Справочник нефтяника: учеб.пособие для вузов / Ф.Ф. Галиев, В.Н. Нюняйкин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. - 118с.

5. Мирзаджанзаде, А.Х. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / В.В. Девликамов, Ю.В. Зейгман. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. - 286 с.

6. Гиматудинов, Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник / Ш.К. Гиматудинов. - М.: Недра, 2005. - 304с.

7 Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года.

– Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

8 Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

9 Применение цифровых технологий для решения задач геологии и гидродинамики пластовых систем / Л. В. Петрова, Е. В. Воронова, З. Н. Аблесенова [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2023: Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 135-139.

10 Блажевич В. А., Котляров И. Д. Практическое руководство по гидравлическому разрыву пласта. - М.: Недра, 1980.

11 Экономидес М. Инженерный анализ ГРП. - М.-Ижевск: ИКИ, 2011.

12 Каневская Р. Д. Современные методы интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 2003.

УДК 622.276.72

БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА ПРИ ДОБЫЧЕ ФЛЮИДА

Р.Р. Хуснутдинова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Д.А. Хамидуллин, А.А. Киямов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)
А.М. Шаяхметов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются причины отложения парафина на стенках скважины и нефтепромысловом оборудовании, а именно факторы, влияющие на процесс парафинизации. Изучены и представлены современные методы борьбы с парафинизацией, а также рассмотрена рациональная стратегия обслуживания скважины при образовании парафиновых отложений.

Ключевые слова: парафин, парафинизация, факторы образования парафина, методы борьбы с парафинизацией.

UDC 622.276.72

CONTROL OF PARAFFIN DESPOSITS DURING FLUID EXTRACTION

R.R. Khusnutdinova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.A. Khamidullin, A.A. Kiyamov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23–11)
A.M. Shayakhmetov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. RDT9-25-11)

Abstract. This article discusses the causes of paraffin deposits on wellbore walls and oilfield equipment, namely the factors affecting the paraffinization process. Modern methods of paraffinization control are studied and presented, and a rational strategy for well servicing during paraffin deposits formation is considered.

Keywords: paraffin, parafinnation, factors of paraffin formation, methods of combating paraffination.

Introduction (Введение)

Одним из критических факторов, ограничивающих приток флюида из продуктивного пласта на поверхность земли и снижающих продуктивность нефтедобывающих скважин, является процесс парафинизации - образование асфальтосмолопарафиновых отложений, которые также называют АСПО, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Интенсивное наслоение, одного из элементов АСПО - парафина, приводит к прогрессирующему уменьшению диаметра трубы, что вызывает падение дебета скважины вплоть до полной закупорки сечения и остановки добычи, что уже в свою очередь аварийная ситуация. Согласно промысловым данным, приток флюида в трубопроводной системе в среднем снижается на 5-15%, вследствие накопления осложнений, связанных с парафинизацией в процессе эксплуатации скважины. Это неизбежно влечёт за собой существенные расходы и снижает экономическую эффективность добычи, которая в свою очередь увеличивает себестоимость конечного продукта. Так, например, на Туймазинском месторождении в период активной эксплуатации среднее содержание парафина в нефти составляло 5%, однако в отдельных пробах этот показатель мог достигать 10%. Другим примером является Приборское месторождение в Ханты-Мансийском автономном округе, где содержание парафина в среднем колеблется в пределах 2-3%. Приведённые данные наглядно иллюстрируют вариативность содержание парафина в нефти на разных месторождениях, и, соответственно, его влияние на ухудшение эксплуатационных свойств скважины.

Materials and methods (Материалы и методы)

Парафины – это группа твёрдых растворённых в нефти высокомолекулярных алканов, которые способны изменять фазовое состояние под воздействием термодинамических условий. Парафиновые соединения имеют формулу C_nH_{2n+2}, где n может принимать значения от 18 до 35. Основными факторами, влияющими на парафинизацию, являются: температура, давление, количество и состав парафина, содержание механических примесей. Факторы же, влияющие непосредственно на процесс в нефтяной отрасли, включают в себя: скорость потока жидкости, обводнённость продукции, состояние внутренней поверхности труб, а также термодинамические условия на забое и в стволе скважины.

Механизм образования отложений парафина с точки зрения нефтяной промышленности заключается в следующем. Добываемая из продуктивного пласта нефть, представляет собой сложную многокомпонентную систему, содержащую высокомолекулярные парафиновые углеводороды в растворённом состоянии. Нарушение термодинамического равновесия этой системы приводит к выделению твёрдой фазы. Это происходит в двух случаях: при снижении температуры потока до температуры насыщения парафином, когда появляются первые кристаллы, способные осаждаться на стенках труб. И при изменении компонентного состава, что также снижает растворяющую способность нефти и провоцирует выпадение парафина. Яркими примерами может послужить образование парафиновых отложений на стенках труб НКТ и трубопроводных магистралей. При снижении температуры потока ниже температуры насыщения нефти (взаимодействие с окружающей средой, поднятие флюида из недр на поверхность, где температура в разы ниже) парафин выделяется из нефти, кристаллизуется и оседает на внутренней поверхности стенках трубах, что приводит к постепенному закупориванию.

Факторы, влияющие на отложение парафинов, в нефтяной промышленности:

- скорость потока, большая скорость потока может захватывать больше растворённых кристаллов парафина;
- обводнённость продукции, капли воды обладают высокой теплоёмкостью, тем самым могут отбирать тепло, также они создают дополнительные разделы фаз;

- состояние внутренней поверхности труб, при больших шероховатостях площадь соприкосновения трубы с парафином выше, также влияет эффект механического зацепления кристаллов парафина;
- термодинамические условия.

Снижение давление оказывает двойственное влияние на процесс парафинизации. С одной стороны, оно ухудшает растворяющую способность нефти по отношению к высокомолекулярным углеводородам. С другой стороны, падение давления способствуют интенсивному выделению лёгких фракций (разгазированию), что дополнительно охлаждает поток и снижает содержание растворителей. В результате парафин кристаллизуется, осаждается на стенках труб и приводит к их закупориванию. По мере подъёма газожидкостной смеси от забой к устью изменяется её фазовое состояние и структура потока. При определённых термодинамических условиях (соотношение давления, температуры и расходы фаз) возможно возникновение следующих режимов течения двухфазного потока:

- жидкость + газ в случае, когда $p<p_{нас}$, а $T>T_{нас}$. Наблюдается в скважинах, эксплуатирующихся с забойными давлениями, близкими к давлению насыщения или ниже давления насыщения;
- жидкость + твёрдая фаза (парафин) при $p>p_{нас}$, а $T<T_{нас}$. Наблюдается в скважинах с малой производительностью и высоким забойным давлениям, эксплуатирующихся центробежными погружными электронасосами.
- жидкость + твёрдая фаза при $p=0$, а $T<T_{нас}$. Данный же поток характеризуется для движения дегазированной нефти по нефтепроводам.

Существование трёхфазного же потока возможна при условии, когда давление и температура становятся меньше соответствующих значений насыщения (по парафину и газу). Трёхфазное состояние наблюдается практический во всех нефтяных месторождений восточных регионов. Важно отметить, что при трёхфазном, так и при двухфазном потоке возможны варианты структур, когда жидкость является дисперсной средой, а газ дисперсной фазы, и, наоборот. Вполне естественно, что отложение парафина на внутренней поверхности труб возможно только при появлении твёрдой фазы в потоке.

В практике эксплуатации нефтепромыслового оборудования применяются различные методы удаления парафиновых отложений, которые классифицируются по принципу воздействия на механические, тепловые, химические, физико-химические, защитные покрытия. Все рассмотренные методы в той или иной степени обеспечивают удаление парафиновых отложений с поверхностей нефтепромыслового оборудования, однако их эффективность и экономическая целесообразность существенно различаются. Так, например, наиболее универсальным и результативным с технической точки зрения является химический метод, позволяющий воздействовать на отложение в труднодоступных зонах и предотвращать их повторное образование. Вместе с тем данный подход характеризуется огромными эксплуатационными затратами, что будут выгодны только в долгосрочной перспективе. Данный метод окупается долго, но является наиболее эффективным, поэтому выбор метода борьбы с парафинизацией требует тщательного экономического обоснования при выборе. Детальная характеристика методов, включающая описание принципа действия, областей применения и показателей эффективности, приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика методов борьбы с парафинизацией

Метод борьбы с парафинизацией	Принцип действия	Область применения	Эффективность	Экономические затраты
Механические	Физическое срезание отложений со стенок труб	Скважины с ШГН и выкидные линии (скребки-центраторы, летучие скребки)	Периодическая очистка снижает нагрузку на привод станка-качалки	Низкие (но всё зависит от периодичности ремонтов)
Тепловые	Нагрев стенок трубы или потока жидкости выше	Скважины с УЭЦН застывшие пробки, ПЗП (Прогрев	Поддержание температуры выше точки	Высокие (капитальные затраты на

	температуры плавления парафина	горячей нефтью или паром, индукционные нагреватели)	кристаллизации. Позволяет убрать парафиновою пробку практически полностью	оборудование, высокое энергопотребление)
Химические	Делятся на два типа: ингибитором (модификация структуры кристаллов парафина), препятствующих их слипанию и растворители (растворение слоя АСПО)	Профилактика в скважинных трубопроводах, очистка ПЗП и удаление аварийных пробок (закачка горячих углеводородных растворителей)	Снижение температуры застывания нефти, увеличение межремонтного периода, полнота удаления парафиновых отложений	Средние/высокие (затраты на реагент и работы устройств)
Физическо-химические	Воздействие магнитным полем или акустическими волнами.	Выкидные линии и системы ППД (магнитные активаторы, ультразвуковые излучатели)	Снижение скорости образования отложений, парафиновый контроль чистоты стенок	Низкие (оборудование работает с минимальным потреблением энергии)
Защитные покрытия	Создание гладкой гидрофобной поверхности. Избавление от неоднородности.	Внутренняя поверхность НКТ и резервуаров	Коэффициент адгезии (прилипании) парафина. Снижение гидравлического сопротивления.	Средние (несмотря, на итоговою стоимость покрытий, окупается в несколько раз и является наиболее эффективным признаком цены и качества)

Ключевым способом борьбы с парафинизацией является заблаговременный выбор стратегии борьбы с отложениями, осуществляемый ещё на этапе проектирования скважины. Детальный анализ условий эксплуатации, свойств флюида и факторов отложения позволяет построить рациональный и экономически эффективный план защиты. Не менее важно изучить динамику отложений по глубине – понимание того, где именно (насос, на стенках НКТ, в выкидной линии) происходит накопление парафина, определяет выбор конкретных методов предотвращения. Одним из важнейших критериев оптимальности выбора метода борьбы с парафинизацией является экономическая эффективность. Например, применение химического метода позволяет увеличить межремонтный период скважины с одного месяца до полугода. Данный метод может быть дороже с точки зрения стоимости реагента, но в итоге он окажется эффективнее и выгоднее, чем более дешёвый метод, требующий частых остановок и ремонтов. Важно также учесть затраты на логистику и инфраструктуру при дешёвых частых методах.

Примерная стратегия борьбы с парафинизацией на стенках скважины может быть построена следующим образом. Для профилактики достаточно проводить периодическую промывку горячим паром. При увеличении же объёма отложений рационально привлекать специализированные службы для химической промывки, а также использовать ингибиторы и механические скребки. При высоком содержании парафина в нефти требуется комплексное воздействие: применение ингибиторов и растворителей в сочетании с греющим кабеле для поддержания температуры потока. Важно, чтобы состояние внутренней поверхности труб всегда оставалось однородным и сплошным, чего можно обеспечить путём нанесения защитных покрытий [1-6].

Conclusion (Выводы)

Актуальность проблемы асфальтосмолистых парафиновых отложений продолжает оставаться одним из основных факторов, влияющих на эффективность эксплуатации нефтяных скважин и магистральных трубопроводов. Проведённый анализ показывает, что парафинизация – это комплексный процесс, инициируемый термодинамическими и гидродинамическими изменения потока, который ведёт к снижению добычи, рост аварийности и увеличению эксплуатационных затрат на ремонт скважин. Наиболее перспективным представляется смешанный подход: нанесение пассивной защиты, активную профилактику (горячий пар, ингибиторы), периодическое удаление остаточных отложений. Только такой комплексный взгляд позволяет обеспечить стабильную работу скважины в условиях добычи трудноизвлекаемых высокопарафинистых нефтей.

Список использованных источников:

1. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти 1961г. С.Ф. Люшин, В.А. Рассказов, Д.М. Шейх-Али, Р.Р. Иксанов, Е.П. Линьков. Дата обращения: 15.03.2026.

2. Мирзаджанзаде, А.Х. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / В.В. Девликамов, Ю.В. Зейгман. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. - 286 с.

3. Гиматудинов, Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебник / Ш.К. Гиматудинов. - М.: Недра, 2005. - 304с.

4 Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 732-737.

5 Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

6 Применение цифровых технологий для решения задач геологии и гидродинамики пластовых систем / Л. В. Петрова, Е. В. Воронова, З. Н. Аблесенова [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2023: Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 135-139.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ПРИВОДА ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

М. А. Чалов
(ГБПОУ Октябрьский нефтяной колледж им. С. И. Кувыкина, преподаватель)
Р. Х. Хабибуллин
(ГБПОУ Октябрьский нефтяной колледж им. С. И. Кувыкина, студент гр. Эд5-23)

Аннотация. В данной статье рассматривается применение гидравлического привода в качестве привода штангового глубинного насоса. Проводится анализ технологии применения гидропривода. Описываются его преимущества, условия эксплуатации.

Ключевые слова: Гидравлический привод. Штанговая глубинная насосная установка. Осложнения при добыче нефти. Оптимизация режима работы нефтяных скважин.

UDC 622.276

EXPERIENCE OF USE HYDRAULIC ACTUATOR FOR ROD PUMP

M. A. Chalov
(Oktyabrsky petroleum college named after S. I. Kuvikin, teacher)
R. H. Khabibullin
(Oktyabrsky petroleum college named after S. I. Kuvikin, student of gr. Ed5-23)

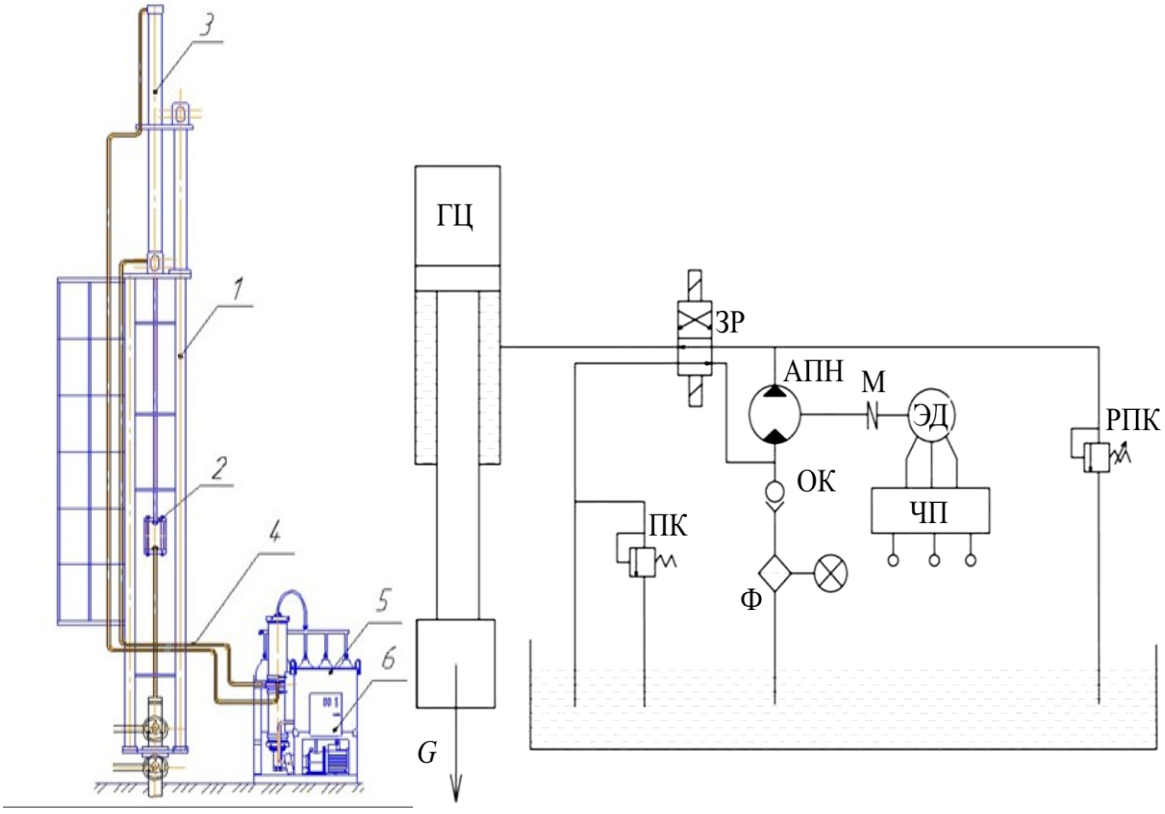
Abstract. This article discusses the use of a hydraulic actuator as an actuator for a rod pump. The analysis of the technology of hydraulic actuator application is carried out. Its advantages and operating conditions are described.

Keywords: Hydraulic actuator. Rod pumping unit. Complications in oil production. Optimization of the operating mode of oil wells.

Современная нефтяная отрасль характеризуется высокой сложностью технологических процессов, требующих надежного и эффективного оборудования для добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Одним из ключевых элементов таких процессов является приводное оборудование, которое обеспечивает передачу энергии и управление механизмами. В настоящее время широкое применение находят гидравлические и цепные приводы глубинных насосов для добычи нефти, каждый из которых обладает своими преимуществами и недостатками в зависимости от условий эксплуатации и решаемых задач.

Актуальность темы статьи обусловлена необходимостью оптимизации технологических процессов в нефтяной отрасли, где выбор типа привода напрямую влияет на производительность, энергоэффективность и стоимость эксплуатации оборудования.

Гидравлический привод с пневмоуравновешиванием (рисунок 1) предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжеру глубинного штангового насоса при откачивании пластовой жидкости из нефтяных скважин. Обеспечивается режим работы привода при нагрузке на устьевом штоке до 80 кН (8 тс) и температуре окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 40°С.



Привод состоит из следующих элементов:

- рамы 1, монтирующейся непосредственно на верхнем фланце трубной головки арматуры;

- соединителя 2;
- гидроцилиндра 3;
- магистрального трубопровода 4;
- гидростанции 5, совмещенной со станцией управления 6. Принципиальная гидравлическая схема ПШСНГ60-3-6 представлена на рисунке 2.

При ходе поршня гидроцилиндра ГЦ вверх рабочая жидкость подается в штоковую полость из бака через фильтр Ф и обратный клапан ОК посредством аксиально-поршневого насоса АПН через золотниковый распределитель с электрическим управлением ЗР. Аксиально-поршневой насос АПН через муфту М соединен с асинхронным электродвигателем ЭД, который, в свою очередь, подключен к промысловой сети через частотный преобразователь ЧП. Частотный преобразователь ЧП позволяет регулировать частоту вращения асинхронного электродвигателя ЭД и изменять подачу аксиально-поршневого насоса АПН в широких пределах.

При ходе штанг и штока гидроцилиндра ГЦ вниз жидкость из штоковой полости через золотниковый распределитель ЗР попадает в аксиально-поршневой насос АПН, а затем сливается обратно в бак через регулируемый предохранительный клапан РПК.

Регулирование числа качаний на ПШСНГ60-3-6 осуществляется посредством использования частотного привода маслостанции (частотный преобразователь и асинхронный электродвигатель) в диапазоне от 1 до 6 двойных ходов в минуту, длина хода штока изменяется от 1 до 3,5 м. Интеллектуальная система контроля параметров работы и управления ПШСНГ60-3-6 позволяет подключать периферийные устройства, например, эхолоты, что обеспечивает комплексную оценку работы системы привод–скважина.

Рассмотрим основные неисправности. Наиболее частыми причинами аварийных отказов, по данным специалистов инженерно-технических служб нефтедобывающих предприятий, являются:
- износ уплотнений гидроцилиндра – 15 %;
- выход из строя аксиально-поршневого насоса – 16 %;
- отказ электродвигателя – 10 %;
- расцентровка мачты-опоры – 8 %.

Отсутствие жесткой связи силового цилиндра ГПШСН с устьевой арматурой обусловливает необходимость периодического центрирования мачты-опоры, перекос которой приводит к интенсивному износу уплотнений и возникновению утечек рабочей жидкости по штоку силового гидроцилиндра. Расцентровка мачты-опоры происходит вследствие действия знакопеременных нагрузок.

Выход из строя уплотнений основного гидроцилиндра может быть обусловлен неудовлетворительным состоянием и несвоевременной заменой фильтрующих элементов, наличием абразива или металлических частиц в рабочей жидкости.

Причинами выхода из строя электродвигателей и аксиально-поршневых насосов гидравлических приводов ШСНУ являются несовершенство реализуемых способов уравновешивания и сверхнормативные нагрузки.

Приведем преимущества применения гидропривода. Несомненными плюсами рассмотренных установок являются мобильность, простота монтажа, широкие пределы регулирования режимных параметров, наличие совершенных телеметрических систем контроля и управления.

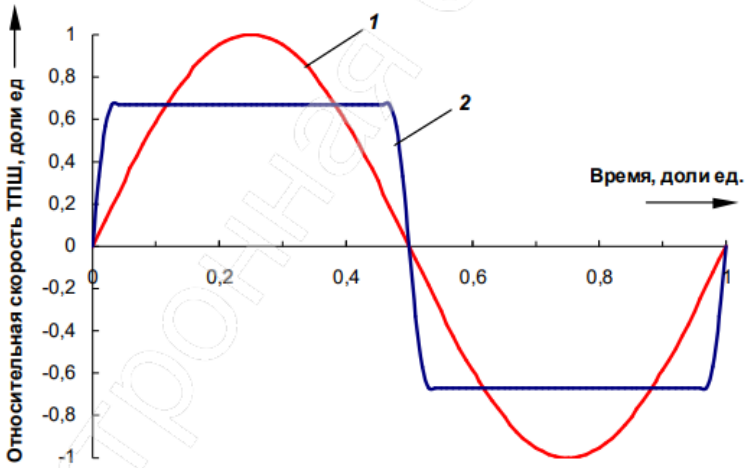
Применение гидравлических приводов ШСНУ рационально при разработке вновь вводимых в эксплуатацию скважин, периодической и кратковременной эксплуатации скважин, а также при устранении отложений в насосе. Мобильность и меньшая металлоемкость, по сравнению с механическими приводами (станками-качалками и цепными приводами), обусловливают снижение временных и материальных затрат на монтаж привода. Наличие совершенных систем телеметрии и управления позволяет осуществлять комплексную оценку системы привод–скважина и изменять параметры работы гидропривода в широких пределах. В то же время актуальными остаются задачи снижения энергопотребления,

совершенствования конструкции и повышения надежности узлов гидравлических приводов ШСНУ. Ключевым фактором, сдерживающим внедрение и широкое использование перспективных приводов ШСНУ, является их высокая стоимость по сравнению с балансирными СК, оснащенными асинхронными двигателями. В условиях неблагоприятной ценовой конъюнктуры на нефтяных рынках добывающие компании вынуждены снижать издержки и уменьшать затраты на закупку промыслового оборудования. Одним из путей снижения стоимости перспективных приводов ШСНУ является отказ от импортных комплектующих и использование отечественных аналогов при их производстве. В России существует несколько производителей гидроприводов ШГН. Одними из ключевых являются АО «Пневмостроймашина», выпускающее гидроприводы «Гейзер», а также ООО «ТМС-Групп» - «ТМС Power Man».

Проанализируем технологию применения гидравлических приводов.

Одним из ключевых технологических эффектов гидравлики является ее применение в реанимации скважин. Гидравлические системы позволяют плавно регулировать скорость и усилие, что критически важно для обеспечения безопасности и эффективности.

Применение гидропривода позволяет повысить интеллектуализацию процесса добычи за счет оптимизации производительности (дебита) скважины и снижения затрат на электроэнергию и обслуживание. Кроме этого, увеличивается наработка подземного оборудования на отказ, а благодаря наличию электронных систем дистанционного мониторинга и управления сокращается время на перенастройку режимов работы оборудования. К другим преимуществам гидропривода ШСН можно отнести возможность независимого регулирования скоростей подъема/опускания и ускорений штока, создания паузы. На рисунке 3 представлены графики изменения скорости точки подвеса штанг за цикл ПШСНГ и ЦП (1 – цепной привод, 2 - гидропривод).



Например, за счет увеличения длины хода штанг обеспечивается сокращение числа циклов нагружения штанговой системы и клапанов скважинного насоса. ГПШСН достаточно прост в транспортировке, монтаже, демонтаже и отладке.

Монтаж ГП не требует фундамента: блок-бокс и мачта-опора монтируются на дорожные плиты. Весь процесс монтажа занимает от трех до шести часов.

Таким образом, снижаются капитальные затраты на обустройство приустьевой площадки. При необходимости к электронной системе управления ГПШСН можно подключить контрольно-измерительные приборы (КИП) состояния скважины: эхолот, датчик давления в коллекторе, СКЖ и скважинную часть ТМС. При подключении эхолота возможен режим работы гидропривода с автоматическим изменением параметров работы для поддержания динамического уровня в заданных пределах.

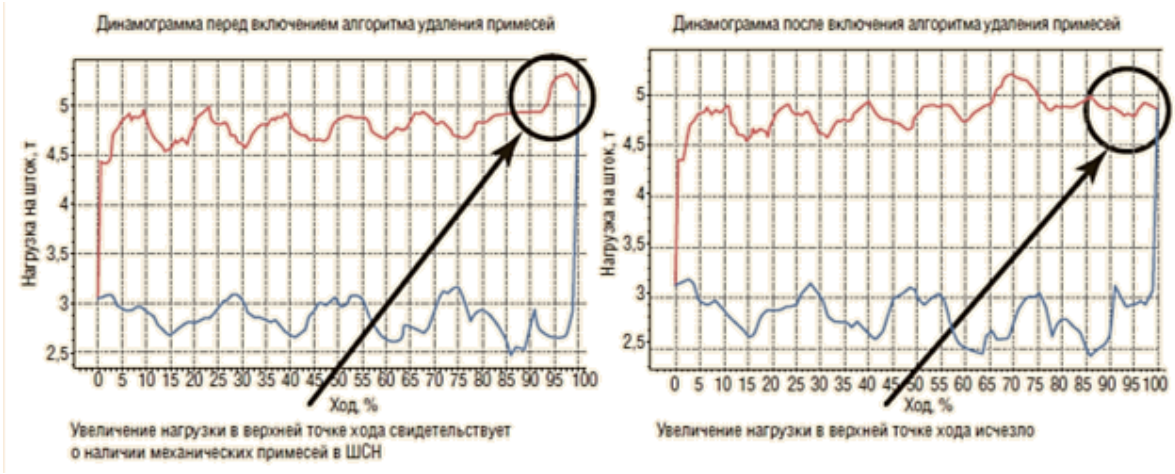
Гидропривод может применяться в сочетании как с однолифтовыми (без изменения конструкции), так и двухлифтовыми системами ОРЭ (параллельной конструкции).

В обоих случаях ГПШСН способен заменить собой стандартные схемы с одним или двумя станками-качалками. В состав конструкции включаются два гидроцилиндра, установленные на одной мачте-опоре (без фундамента), один блок-бокс и одна гидростанция.

В свою очередь, возможность регулирования интенсивности разгона и торможения в верхней и нижней мертвых точках позволяет оптимизировать работу подземного оборудования и увеличить дебит по сравнению с использованием типовых станков-качалок. Режимы работы гидропривода регулируются дистанционно: можно менять длину хода штока, частоту качаний, число двойных ходов, скорость подъема/опускания колонны штанг, добавлять паузу в верхней или нижней мертвых точках.

Также немаловажно то, что гидропривод может использоваться в том числе для решения проблем АСПО, отложений механических примесей. При возникновении клина вследствие образования парафиновых отложений ГПШСН настраивается на специальный режим, цель которого — плавно возобновить работу насоса путем расхаживания колонны штанг. Как известно, эксплуатация ШСН в скважинах с пластовой жидкостью, содержащей механические примеси (песок и пр.), приводит к отложениям и повышенному износу оборудования и увеличению утечек через клапаны.

Для решения данной проблемы в ГПШСН был реализован специальный алгоритм, который переводит гидропривод в режим ускоренной прокачки пластовой жидкости через ШСН. При этом уменьшается длина хода и одновременно увеличивается число двойных ходов на определенный период (15-20 мин). При возникновении засорения клапанов ШГН гидропривод настраивается на ускоренный режим (увеличение числа ходов устьевого штока), благодаря чему отложения промываются, насос очищается и впоследствии подача возобновляется. На рисунке 4 приведены две динамограммы, построенные до и после включения алгоритма удаления примесей. Первая показывает увеличение нагрузки в верхней точке хода и свидетельствует о наличии механических примесей в ШСН. На второй отчетливо видно, что увеличение нагрузки в верхней точке хода исчезло. Следовательно, проблему удалось решить.



Вышеперечисленные функции ПШСНГ привели к разработке передвижного гидропривода, который используется для реанимации ШГНУ, оборудованных ПЦ или СК, при снижении подачи из-за негерметичности клапанов насоса. Данная установка позволяет в большом диапазоне плавно и быстро изменять число ходов полированного штока, в отличие от СК или ПЦ. Данная операция включает в себя следующие шаги: мини-гидропривод устанавливают на устье скважины, дополнительно закрепляют его к полированному штоку за счет специальных удерживающих устройств. Благодаря этому создается дополнительное воздействие на полированный шток, тяга возрастает, а число качаний увеличивается. С помощью этого устройства регулируется количество числа качаний до 12 в минуту.

На рисунке 5 представлена мобильный гидропривод ШГН (на базе прицепа).



Таким образом, гидравлические приводы находят большее эффективное применение в нефтедобывающей промышленности.

При эксплуатации гидропривода в качестве привода ШГН возможно оптимизировать работу скважины за счет плавного изменения параметров, также это позволяет снизить число отказов оборудования ШГНУ, снизить негативное воздействие осложняющих факторов и уменьшать затраты на обслуживание и эксплуатацию нефтяных скважин

Список использованных источников:

1. Гидравлический привод штангового насоса [Электронный ресурс]. https://elibrary.ru/download/elibrary_17832598_34942757.pdf

2. Петров А.А., Петров В.А. Методика расчета гидравлического привода ШГН. - Вестник магистратуры, 2018. № 7(82)

3. УК ООО «ТМС групп» - Гидравлический привод ШГН [Электронный ресурс]. https://tms.tagras.ru/

4. Технологический регламент на технологический процесс добычи нефти Купавного месторождения нефти НГДУ «Бавлынефть», Свидетельство о регистрации: №А43-01519-1011

5. Уразаков К.Р. и др. Справочник по добыче нефти. - СПб: Недра, 2022. -672 с.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ЦИРКУЛЯЦИЙ НА ТАШЛИЯРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Ф. Шакурова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Р.Р. Шарафутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр. ГРЗ 20-13)

Аннотация. В статье рассматривается актуальная проблема обводнения скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений на примере Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения. Выполнен анализ причин возникновения заколонных циркуляций (ЗКЦ) и дана оценка применяемых методов их ликвидации. На основе промысловых данных за период 2016–2022 гг. проведено сравнение технологической и экономической эффективности ремонтно-изоляционных работ (РИР), выполняемых через существующий фильтр, через специальные отверстия и методом вырезания части эксплуатационной колонны. Обоснована целесообразность применения технологии вырезания «окна» в эксплуатационной колонне как наиболее эффективного способа восстановления герметичности заколонного пространства.

Ключевые слова: заколонная циркуляция, ремонтно-изоляционные работы, обводнение скважин, Ромашкинское месторождение, вырезание эксплуатационной колонны, тампонажные материалы.

UDC 622.276

JUSTIFICATION OF WORK TO ELIMINATE BEHIND-THE-CASING CIRCULATION AT THE TASHLIYARSKAYA AREA OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

A.F. Shakurova

((Institute of Oil and Gas of Ufa State PetroleumTechnological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor, candidate of Technical Sciences)

R.R. Sharafutdinov

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ 20-13)

Abstract. This article examines the pressing issue of well flooding in late-stage oil field development, using the Tashliyarskaya area of the Romashkinskoye field as an example. The causes of behind-the-casing circulation (BCC) are analyzed and the methods used to eliminate them are assessed. Based on field data from 2010 to 2015, a comparison was made of the technological and economic efficiencies of repair and insulation work (RIW) performed through an existing filter, through special openings, and by cutting out a portion of the production casing. The feasibility of using the "window" technology in the production casing as the most effective method for restoring the integrity of the annular space was substantiated.

Keywords: behind-the-casing circulation, repair and insulation works, well flooding, Romashkinskoye field, cutting out the production casing, cementing materials.

Нефтяные месторождения Республики Татарстан, и, в частности, Ромашкинское, находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется высокой степенью выработки запасов и обводненности добываемой продукции. Одной из ключевых проблем, осложняющих эксплуатацию скважинного фонда, являются заколонные циркуляции (перетоки) — движение пластовой или закачиваемой воды по каналам и трещинам в цементном кольце, а также по пространству между цементом и колонной или горной породой [1, 2].

Наличие ЗКЦ приводит к преждевременному обводнению продукции, снижению текущей и конечной нефтеотдачи, росту затрат на подъем, подготовку и утилизацию воды, а также к интенсификации коррозии оборудования. В этих условиях повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ является одной из приоритетных задач нефтедобывающих предприятий. Целью данной работы является анализ причин возникновения ЗКЦ и сравнительная оценка технологий их ликвидации на примере Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения.

Геолого-техническая характеристика объекта

Ташлиярская площадь расположена в пределах Ромашкинского месторождения и разрабатывается более 50 лет. Продуктивными являются отложения кыновского (пласт Д~0~) и пашийского (пласты Д~1~) горизонтов. Коллекторы терригенные, поровые, характеризуются высокой неоднородностью. На 01.01.2016 г. пробуренный фонд составлял 339 скважин. Основные показатели разработки площади свидетельствуют о ее вступлении в IV стадию: средняя обводненность продукции достигла 92%, текущий КИН составляет 0,546 [3]. В таких условиях проблема изоляции водопритоков становится критически важной для поддержания рентабельности добычи.

Анализ причин возникновения заколонных циркуляций. За период с 2016 по 2021 год в 22 скважинах Ташлиярской площади (13 добывающих и 9 нагнетательных) были выявлены и ликвидированы ЗКЦ. Анализ этого фонда позволил выделить основные факторы, способствующие нарушению герметичности заколонного пространства:

Возраст скважин: Наибольшее количество нарушений (50% от общего числа) приходится на скважины с возрастом более 40 лет. Длительная эксплуатация приводит к усталостным разрушениям цементного камня под действием циклических нагрузок и перепадов температуры.

Мощность разделяющих перемычек: В 9 из 13 добывающих скважин толщина глинистой перемычки между нефтеносным и водоносным пластами составляла менее 2,5 м. Согласно промысловым данным, градиент давления прорыва воды по заколонному пространству в таких условиях часто превышает допустимый (2-3 МПа/м).

Интенсификация добычи и воздействие на пласт: Основной причиной возникновения ЗКЦ (в 14 скважинах из 22) стали повторные перфорации и обработки призабойной зоны (ОПЗ). Высокие депрессии и ударные нагрузки при перфорации разрушают цементный камень, создавая каналы для перетока воды из нижележащих горизонтов.

Анализ эффективности применяемых технологий РИР

В рассматриваемый период для ликвидации ЗКЦ на площади применялись три основные технологии:

Закачка тампонажного раствора через существующий фильтр продуктивного пласта.

Закачка тампонажного раствора через специально простреленные отверстия в эксплуатационной колонне (ЭК).

Технология с вырезанием части эксплуатационной колонны в интервале перетока, расширением ствола, очисткой от старого цемента и последующим тампонированием.

Для сравнительной оценки использовались данные по ремонтам, проведенным в 2016 году. Результаты анализа представлены в таблице 1.

Анализ данных показывает, что технология вырезания части эксплуатационной колонны, несмотря на более высокие первоначальные затраты, обеспечивает наибольший технологический эффект. Удельная дополнительная добыча на одну скважину по этой технологии более чем в два раза превышает показатели традиционных методов закачки через фильтр или спецотверстия (3196 т против 1502 т и 1594 т соответственно). Кроме того, она является и наиболее экономически эффективной, так как обеспечивает наименьшие удельные затраты на 1 тонну дополнительно добытой нефти (1,04 тыс. руб./т).

Таблица 1 – Сравнительная эффективность методов ликвидации ЗКЦ

	Закачка через фильтр	Закачка через спец. отверстия	Вырезание части ЭК
Количество скважин	2	2	3
Суммарная дополнительная добыча нефти, т	3004	3189	9589
Средний удельный эффект, т/скв.	1502	1594,5	3196,3
Средняя стоимость ремонта, тыс. руб./скв.	2256,8	2836	3334,2
Затраты на 1 т доп. нефти, тыс. руб./т	1,5	1,78	1,04

Высокая эффективность метода достигается за счет:

Полного удаления поврежденного цементного камня и глинистой корки из межтрубного пространства в интервале перетока.

Обеспечения максимальной площади контакта нового тампонажного раствора с горной породой.

Создания надежного, прочного экрана, изолирующего водоносный горизонт без кольматации продуктивного пласта.

Основными причинами возникновения заколонных циркуляций являются старение фонда скважин (более 40 лет), малая мощность разделяющих перемычек (менее 2,5 м) и многократные механические и гидродинамические воздействия на призабойную зону (перфорация, ОПЗ).

Сравнительный анализ применяемых технологий показал, что традиционные методы закачки тампонажных материалов через фильтр или спецотверстия обладают низкой эффективностью из-за невозможности качественно очистить межтрубное пространство и создать надежный экран.

Технология ликвидации ЗКЦ с вырезанием части эксплуатационной колонны, удалением старого цементного камня и последующим тампонированием является наиболее предпочтительной. Она обеспечивает максимальную удельную дополнительную добычу нефти (3196 т/скв.) и наименьшие удельные затраты (1,04 тыс. руб./т), что подтверждает ее высокую технологическую и экономическую эффективность.

Таким образом, для условий Ташлиярской площади и других аналогичных объектов, вступивших в позднюю стадию разработки, рекомендуется более широкое внедрение технологии вырезания части эксплуатационной колонны для повышения успешности ремонтно-изоляционных работ и рациональной выработки остаточных запасов нефти.

Список литературы

1. Стрижнев В.А., Тяпов О.А., Уметбаев В.Г. Обобщение опыта проведения ремонтно-изоляционных работ на отдельных крупных месторождениях Западной Сибири. – Уфа: Скиф, 2013. – 272 с.

2. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2000. – 424 с.

3. Геологический отчет и данные «КИС АРМИТС» НГДУ «Джалильнефть» ОАО «Татнефть».

4. Табашников Р.А., Махмутов И.Х., Кадыров Р.Р. и др. Технология ликвидации заколонного перетока с вырезанием части эксплуатационной колонны // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 37-39.

УДК 665.6/7

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ЖАРОВЫХ ТРУБ ТРЕХФАЗНЫХ СЕПАРАТОРОВ ТИПА HEATER-TREATER

Н.А. Шашунов

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ММО31з-23-01)

З.З. Мавлиханова

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, ассистент)

А.Д. Мингажев

(Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых технологий ФГБОУ ВО УГНТУ, доцент)

Аннотация. В статье анализируются причины прогара жаровых труб трехфазных сепараторов Heater-Treater: локальный перегрев, высокотемпературная коррозия, отложения и термическая усталость. Выявлены критические зоны и представлены статистические данные отказов. Работа направлена на повышение надежности труб и разработку эффективных мер продления их эксплуатационного ресурса.

Ключевые слова: Heater-Treater, жаровая труба, прогар, локальный перегрев, сепарация нефти, термическая усталость.

UDC 665.6/7

ANALYSIS OF THE CAUSES OF PREMATURE FAILURE OF THE FLAME TUBES OF THREE-PHASE SEPARATORS OF THE HEATER-TREATER

N.A. Shashunov N.A.
(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University)
Z.Z. Mavlikhanova
(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological University, Assistant)
A.D. Mingazhev
(Institute of Oil and Gas Engineering and Digital Technologies of Ufa State Petroleum Technological Universit, assistant professor)

Abstract. The article analyzes the causes of burn-out of the heat pipes of three-phase separators Heater-Treater: local overheating, high-temperature corrosion, deposits and thermal fatigue. Critical zones are identified and statistical data of failures are presented. The work is aimed at increasing the reliability of pipes and developing effective measures to extend their operational resource.

Keywords: Heater-Treater, flame tube, burnout, local overheating, oil separation, thermal fatigue.

Комплекс по подготовки нефти к товарному виду включает в себя сепарацию, обезвоживание и удаление растворённых газов. Среди используемого оборудования наибольшее распространение получили трёхфазные сепараторы типа Heater-Treater - благодаря своей надёжности и эффективности. Принцип действия этого сепаратора основан на тепловом подогреве и гравитационных силах, что позволяет отделять нефть, воду и газ. Жаровые трубы, расположенные в нижней части установки, выполняют функцию нагрева и при их выходе из строя возможны остановки и аварийные ситуации. Поэтому выявление причин разрушений и меры по продлению ресурса жаровых труб имеют важное значение [1, 2].

Жаровая труба представляет собой стальной цилиндр с внутренним источником пламени (горелкой), работающим на газе. Она окружена технологической жидкостью. Основная задача трубы - передача тепла от пламени в жидкость, ускоряя процесс разделения фаз. Внутри трубы движутся горячие продукты сгорания, а снаружи её омывает нефтеводяная эмульсия. Конструкция обеспечивает максимальный тепловой контакт. Жаровые трубы работают в сложных температурных, химических и механических условиях, что существенно влияет на их долговечность и надёжность. Основные эксплуатационные условия приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Условия эксплуатации жаровых труб Heater-Treater

Фактор	Условия	Последствия
Температурные	Температура газов в зоне горения: 700–900 °C, пиковые нагрузки - до 950 °C	Термическая усталость, риск прогара
Химические и коррозионные	Внешняя поверхность контактирует с эмульсией нефти (вода, соли, H_2S); внутренняя – с продуктами сгорания	Высокотемпературная коррозия, риск прогара
Механические	Вибрации, температурные расширения/сжатия, накопление отложений	Усталостные трещины, риск прогара

Прогар - это сквозное разрушение стенки жаровой трубы под действием тепла, среды и механических нагрузок, чаще всего вызванное локальным перегревом, присутствием агрессивных веществ или образованием отложений и потерей прочностных свойств

материала. Выделим четыре основных причины прогара: локальный перегрев, химическая коррозия, накопление продуктов отложений внутри труб, термическая усталость труб.

Локальный перегрев как причина прогара. Жаровая труба постоянно контактирует с открытым пламенем горелки. Тепло от горелки передается на стенки жаровых труб и далее на внутреннюю среду (нефть/эмульсия). Температура в зоне горения: 700–900 °C, при этом труба должна передавать тепло внутренней среде (нефти/эмульсии), чтобы не перегреться.

При отложении кокса, солей или парафина внутри трубы появляется тепловая изоляция. Коэффициент теплопередачи через кокс в 10–20 раз ниже, чем через чистый металл (λ кокса ≈ 0,2–0,5 Вт/м·К против λ стали ≈ 40–60 Вт/м·К). Жаровая труба продолжает получать тепло от факела, но не может передать его жидкости. Металл нагревается всё сильнее, а температура стенки начинает выходить за пределы допустимого диапазона [4].

Последствия: у стали снижается предел прочности на разрыв с повышением температуры. Например, при 450 °C: σ ≈ 350 МПа; при 700 °C: σ падает до ≈ 80–100 МПа; при 800 °C - в стали происходят фазовые превращения и структура становится хрупкой, зернистой, склонной к окислению; при выше 850 °C - начинается активное выгорание легирующих элементов, особенно Cr, Mo, Mn → образование оксидных и сульфидных соединений.

Химическая коррозия как причина прогара. В разделяемой сепаратором Heater-Treater эмульсии присутствуют агрессивные компоненты: сероводород (H_2S) - образует с железом сульфиды, металл становится хрупким; кислород, водяной пар, CO_2, соли (CO_2, O_2, соляные примеси NaCl, CaCl) - инициируют оксидные или электрохимические реакции [3].

При температурах выше 400–500 °C запускается особый механизм разрушения - высокотемпературная коррозия. Металл начинает реагировать с газами: $H_2S + Fe \rightarrow FeS$ (чёрный налёт, хрупкий, легко отслаивается); $Fe + O_2 + H_2O \rightarrow Fe_2O_3$ (окалина, рыхлая). Эти соединения не защищают металл, а наоборот - разрушают его глубже в толщу.

Последствия: снижение толщины стенки (на 0,1–0,5 мм/год или больше - в агрессивной среде); местная коррозия: ямки, язвы, сквозные коррозионные каналы; внутренняя поверхность становится неровной, уязвимой для термических трещин; корродированные участки разрушаются при небольшом дополнительном термическом воздействии.

Накопление продуктов отложений внутри труб как причина прогара. При высоких температурах в нефти начинается термическое разложение (пиролиз) и оседает кокс – продукт пиролиза тяжелых углеводородов. Растворённые соли (NaCl, $MgCl_2$, $CaCl_2$) выпадают в осадок, особенно при испарении подтоварной воды. Парафины кристаллизуются при охлаждении нефти, что приводит к образованию парафиновых пробок. Эти вещества накапливаются на внутренней поверхности жаровых труб. Накопленные продукты отложений образуют твердую тепловую прослойку на внутренней поверхности трубы и плохо проводят тепло (теплопроводность кратно ниже стали). Тепло от пламени снаружи не может уйти внутрь - металл начинает «копить» его. В этом месте образуется локальная зона перегрева трубы температура быстро растёт свыше 1000 °C.

Теплопроводность кокса составляет 1–2 Вт/(мК), почти в 20–60 раз ниже, чем у стали. При тепловом потоке 50 000 Вт/м², слой кокса толщиной 5 мм повышает температуру стенки примерно на 125 °C. Это означает, что 1 мм кокса способствует повышению температуры на 25 °C, а 2 мм - на 50 °C. То есть даже небольшой слой значительно снижает отдачу тепла и увеличивает риск перегрева. [5]

Последствия: структура стали деградирует (зернограничное окисление); высокая вероятность деформации и локального прогара металла.

Термическая усталость труб как причина прогара. В условиях эксплуатации установки Heater-Treater периодически останавливают. При этом жаровые трубы нагреваются и остывают, совершая термические циклы: расширение при нагреве (запуске)/сжатие при остывании (остановке). Многократное повторение циклов приводит к появлению микротрещин, особенно в зонах сварных швов. Эти микротрещины со временем

раскрываются, соединяются, и при температурной нагрузке могут образовать сквозной дефект. [5]

В ходе изучение причин возникновения преждевременного выхода из строя жаровых труб, были выделены наиболее уязвимые зоны риска повреждения жаровых труб и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Уязвимые зоны риска жаровых труб Heater-Treater

Зона	Риски и причины повреждений
Зона факела / горелки	Максимальные тепловые нагрузки → локальный перегрев, истончение стенки
Изгиб жаровой трубы	Застой эмульсии, отложения кокса и солей → изоляция, перегрев и коррозионная атака
Сварные швы / стыки	Концентрация механических напряжений, термоусталостные трещины
Выход газов	Перепады температур, конденсация, коррозионная агрессивность среды

В ходе проведенного анализа отраслевых технических статей, где описаны причины выхода из строя жаровых труб и встречаемость проблем, публикаций по разрушению труб печей, где приводятся кейсы и анализ причин, с процентными оценками встречаемости дефектов, а также практики эксплуатации на нефтепромыслах, где фиксируют, что в большинстве случаев отказ связан либо с перегревом от кокса, либо с коррозией при высоких температурах, реже - с чисто усталостными повреждениями, была сформирована статистическая выкладка причин отказа.

Таблица 3 – Инциденты повреждения жаровых труб

Причина отказа	Механизм разрушения	Результат	Пример из практики
Локальный перегрев	Образование слоя кокса, солей или парафина снижает теплопередачу → металл не успевает отдавать тепло → температура стенки выше допустимой → снижение прочности → деформация	Истончение стенки, потеря прочности, прогар	AMPP (2022): прогар через 8 мес. эксплуатации из-за коксового слоя в зоне горелки
Высокотемпературная коррозия	Реакции H_2 S, O_2 , CO_2 , солей с металлом при Т выше 400–500 °С → образование рыхлых оксидов/сульфидов → локальное истончение	Ямочная коррозия, межкристаллитное разрушение и прогар	ScienceDirect (2023): разрушение трубы из-за межкристаллитной коррозии при Т выше 600 °С
Накопление отложений внутри трубы	Пиролиз тяжелых фракций нефти → кокс; выпадение солей при испарении подтоварной воды → тепловая изоляция внутренней поверхности → локальный перегрев	Локальное повышение Т стенки на 50–150 °С, ускоренная деградация стали, прогар	XRG Technologies: 5 мм кокса повышает температуру стенки на ~125 °С, что вызвало прогар труб
Термическая усталость	Многократные циклы нагрев–охлаждение → тепловое расширение/сжатие металла →	Рост трещин, соединение их в сквозной дефект,	API Case Study: сквозная трещина в сварном шве через 3 года работы из-за

	образование микротрещин, особенно в сварных швах	прогар	частых пусков/остановов

Список использованных источников:

1. Ишмурзин А. А., Храмов Р. А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды: учебное пособие. - Уфа: УГНТУ, 2003. - 145 с.
2. Юлмухаметов А. Р., Шайдаков В. В. Совершенствование конструкции секции подогрева нефтегазоводоразделителя типа Heater-Treater // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. - 2020. - С. 121–124.
3. Краус Ю. А. Защита трубопроводов от коррозии: Учебное пособие. - Омск: Издательство Омского ГТУ, 2013. - 150 с.
4. Ентус Н.Р., Шарихин В.В. Трубчатые печи в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. М.: Химия, 1987. - 304 с.
5. Халиков Р. А., Хазиахметов М. Ф., Оськин Ю. В. Дефекты трубчатых змеевиков печей нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок. Журнал Химическая техника, № 9, 2015.

УДК 622.276

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

А. С. Щербакова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. МГР12дв-24-11)

Г. Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье показана проблематика нефтеизвлечения залежей нашей страны. Наиболее очевидная из них – добыча нефти, которая выступает в качестве трудно извлекаемой, также для нее представлены разнообразные способы совершенствования. В статье указываются физико-химические методы повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: нефтеотдача, трудноизвлекаемые нефти, методы интенсификации, поверхностно-активное вещество, месторождение, заводнение.

UDC 622.276

PHYSICO-CHEMICAL METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY

A.S. Shcherbakova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. MGR12dv-24-11)

G. R. Izmailova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, docent)

Abstract. This article discusses the problems of oil production in our country. The most obvious problem is the extraction of difficult-to-extract oil, and various methods of improvement are presented. The article also discusses the physical and chemical methods of increasing oil recovery.

Keywords: oil recovery, hard-to-recover oil, intensification methods, surfactant, field, water flooding.

Introduction

За недавнее время вопрос возрастания нефтеотдачи пластов является значительной при отрасли нефти и газа. Последние года в нашей стране и за границей в процессе разработки месторождений нефти массово внедряют сохранения давления в пласте посредством закачивания жидкости до продуктивных горизонтов. В то же время подобный способ чаще всего имеет низкую продуктивность.

На территории страны приемом заводнения вырабатывается приблизительно 95% нефти, однако вследствие того, что большая часть залежей на данный момент пребывают в позднем этапе разработки, процент воды в получаемой жидкости превосходит величину, равную восьмидесяти. Запасы повторно включаемых залежей в разработку называют трудноизвлекаемыми. Часть таких нефтяных запасов в стране достигает больше, чем 60%.

Material and methods

В целях получения нефти, которая является трудноизвлекаемой, действует огромное количество способов извлечения. В числе многих имеющихся методик повышения нефтеотдачи преимущественно потенциальным представляется физико-химический.

Данные способы представляют собой:

– вытеснение нефти физико-химическими механизмами видов суспензий и мицеллярных растворов;

– вытеснение нефти растворами поверхностно-активные веществ (ПАВ);

– изолирование жидкости реагентами, которые образуют гель;

– вытеснение нефти растворами щелочи;

– микробиологическое влияние, то есть продукция жизненного процесса природы пласта, газ, кислоты;

– объединение агентов, вытесняющих нефть внутри пласта;

– вытеснение нефти концентрирующими веществами – полиакриламид, метилцеллюлоза, биополимеры, также подобные типы полимерных соединений, наряду с этим преобразования их использования вместе с сшивающими и наполняющими материалами;

– совокупные способы.

В текущий момент ключевым вектором физико-химической методики повышения нефтеотдачи представлен процесс «щелочное вместе с поверхностно-активным веществом и полимерным заводнением. Указанный способ предполагает постепенное закачивание щёлочи, ПАВ и полимеров, также выдавливание нефти при использовании понижения натяжения поверхности и сокращении взаимосвязи динамичности вытесняющего реагента с «черным золотом».

Щёлочь включает в себя такие характеристики, как:

1) Понижение адсорбции поверхностно-активных веществ пласта благодаря контакту в союзе с породой и повышения негативного заряда электричества;

2) Гидролиз щелочи кислых составляющих в нефти, вследствие чего идет возникновение натуральных эмульгаторов коллектора.

Поверхностно-активные вещества сокращают натяжение флюида, разделяя капли на фрагменты. Полимерное соединение соответственно увеличивает коэффициент охвата. На его результативность действует связь динамичности реагента, который вытесняет, и движимости выдавливаемого. Полимеры, которые растворяются в жидкости располагают наибольшей вязкостью в пласте. При их использовании нефть поглощает именно тот участок, каковой прежде фактически неосуществимо случалось реализовать и замещает нефть из пропластков, которые имеют большую проницаемость, из проницаемых в малой степени, это увеличивает результативность заводнения.

Подобный метод дает возможность сократить нагрузку на внешнюю обстановку с помощью дефицита нужды строительства новейшей инфраструктуры, это значительно минимизирует величину выбросов впоследствии реализации. Реагенты являются безвредными, также применяются в дезинфицирующих средствах. Кроме того, существенным преимуществом способа служит результативность энергии.

На территории нашей страны прогнозную методику изначально ввели при Салымском объединении залежей в 2008 году. Вследствие проб использования разнообразных методов увеличения нефтеотдачи, способ «щелочь-ПАВ-полимерное заводнение» обнаружился наиболее приемлемой альтернативой. В результате промышленных тестирований,

осуществленных на момент 2009 года, стало известно, что данный метод способствует получению приблизительно девяноста процентов остаточной нефти.

Принимая во внимание ранее упомянутые позитивные критерии этого способа, допустимо заметить, что в скором времени метод «щелочь-ПАВ-полимерное заводнение» сохранится наиболее значительным методом увеличения нефтеотдачи, который не нуждается в крупных экономических затратах и не располагает угрозой загрязнения природы. На территории нашей страны в настоящее время методика запущена только при пробном формате, но некоторые нефтяные компании формируют всевозможные модификации запуска инновации.

Даже если Россия пребывает в процессе совершенствования шельфа и залежи, расположенные в области суши, кроме того они занимают значительное место в трансформации отрасли нефти и газа, подобным образом шельф в настоящее время исключительно на этапе разработки и обнаружения новейших методов разработки одновреме нно с тем, что на суше представлено немалая величина залежей, их можно снова ввести в экс плуатацию посредством получения нефти, которая является трудноизвлекаемой.

Conclusion

Подводя итог, можно сказать, что в статье рассмотрен вопрос методик увеличения нефтеотдачи пластов, на данный момент представленный одним из наиболее насущных в нефтегазовой отрасли. Существуют три главенствующих способа для достижения цели, которые включают в себя естественные и искусственные режимы разработки залежей.

Список использованных источников:

1. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Усп. химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034-1052.
2. Манырин В. Н., Швецов И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара: Самар. Дом печати, 2002. 391 с.
3. Папков С. П. Физико-химические основы переработки растворов полимеров. М.: Химия, 1971. 364 с.
4. Разработка состава для технологии ПАВ – полимерного заводнения применительно к условиям нижнего миоцена месторождения “Белый тигр”: диссертация…кандидата технических наук: 02.00.11 / Фан Ву Ань; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина] 111 с.
5. Швецов И.А., Манырин В.Н. «Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование» — Самара: Изд-во «Самарский Университет», 2000, 336 с.
6. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. М.КубК-а.- 1997.-352 с.
7. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н: Щелочное заводнение. М.:Недра.-1989.-С.160.

УДК 622.276.04

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЕКТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

В.И. Щетников

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, аспирант)

Н.А. Щетникова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студентка гр.МГР12дв-24-11)

Аннотация. Нефтегазовый сектор для Вьетнама - одна из опор экономики. Основные запасы углеводородов страны сосредоточены на Южном шельфе, и работа там идёт непросто: глубокая вода, непростая геология, дорогая добыча, жёсткие экологические требования. Всё это вынуждает операторов искать нестандартные подходы. Одним из них

стал искусственный интеллект - инструмент, который заметно меняет привычные процессы разведки и эксплуатации и помогает снижать как затраты, так и риски.

Ключевые слова: искусственный интеллект (ИИ), геологоразведка, машинное обучение, месторождение.

UDC 622.276.04

APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN VIETNAM'S MINING FIELDS

V.I. Shchetnikov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, graduate student)

N.A. Shchetnikova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky MGR12dv-24-11)

Abstract. Oil and gas development is a key sector of Vietnam's economy. The country possesses significant hydrocarbon reserves, concentrated primarily on the southern shelf of Vietnam. However, developing these resources poses a number of challenges: deepwater deposits, complex geological conditions, high production costs, and the need to comply with environmental standards. Therefore, the use of modern technologies, such as artificial intelligence (AI), is becoming critical to improving efficiency and mitigating risks.

Keywords: artificial intelligence (AI), geological exploration, machine learning, field.

Нефтегазовая отрасль Вьетнама сегодня проходит этап цифровой перестройки. Это не мода, а вынужденный шаг: старые подходы к разведке и добыче уже не дают прежней отдачи, а геология шельфа только усложняется с глубиной. Искусственный интеллект здесь выступает как рабочий инструмент, а не как модное слово из презентаций - он помогает читать сейсмические данные, подсказывает оптимальные режимы бурения, предугадывает отказы оборудования. В статье мы разбираем, где именно ИИ уже встроен в производственную цепочку PetroVietnam, с какими трудностями операторы столкнулись на практике и куда, по имеющимся данным, движется отрасль. Опыт показывает: ИИ не заменяет инженера, но существенно расширяет горизонт его решений, что особенно ценно при работе со сложной геологией и в рамках жёстких экологических требований.

Тяга к модернизации у отрасли появилась не сегодня. Её подталкивают сразу две силы: с одной стороны - усложняющаяся геология месторождений, с другой - общий разворот мировой энергетики в сторону цифры. Государственная компания PetroVietnam работает по всей цепочке - от разведки до переработки - и задаёт темп этой трансформации. Значительная часть запасов лежит на шельфе Восточного моря, где без современных технологий обойтись практически невозможно: слишком высока цена ошибки и слишком велика стоимость работ. ИИ в этих условиях решает вполне приземлённые задачи: обрабатывает массивы сейсмических и промысловых данных, строит прогнозы, помогает выбирать режимы работы скважин. Курс государства зафиксирован в Резолюции 57-NQ/TW, где наука, технологии и цифровая трансформация названы приоритетами. Именно это сочетание - техническая необходимость плюс поддержка сверху - и открывает ИИ двери в нефтегазовый сектор страны. Ниже мы разберём, как это выглядит на практике.

Пожалуй, наиболее заметный фронт работы ИИ - это геологоразведка и сейсмика. Машинное обучение здесь уже не пилот, а часть рабочего процесса: оно помогает интерпретировать сейсмические данные и строить геологические модели. Нейросети умеют сами находить на разрезах структуры, отличать типы коллекторов и давать оценку запасов углеводородов - то, на что у геофизика раньше уходили недели кропотливой работы.

На месторождениях Вьетнама применяются следующие ИИ-технологии:

- Нейронные сети для анализа сейсмических атрибутов
- Алгоритмы компьютерного зрения для интерпретации каротажных данных.
- Системы прогнозирования на основе исторических данных бурения.

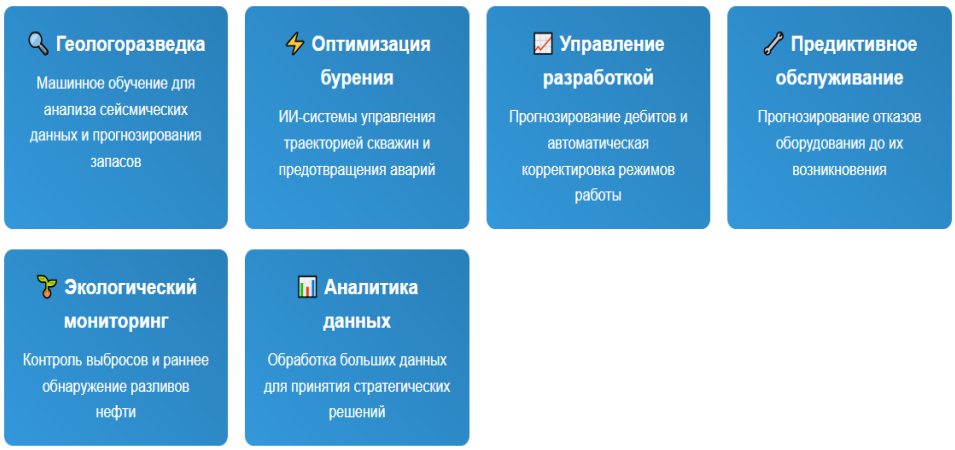


Рис. 1 Основные направления применения ИИ

По данным отчёта PetroVietnam за 2023 год, группа запустила сразу несколько новых технологических направлений: машинное обучение, роботизированную автоматизацию процессов (RPA) и собственные внутренние чат-боты. Отдельно стоит упомянуть Вьетнамский институт нефти (ВНИ) - он собрал на одной платформе экосистему Oilgas. Это, по сути, единый цифровой контур, в котором крутятся данные разведки, бурения и эксплуатации: от скважинных замеров до результатов лабораторных исследований.

Отдельного внимания заслуживает модель ИИ, которую ВНИ натренировал на распознавание разломов в породах фундамента - её точность доходит до 80%. Это реальная экономия и времени, и денег: сейсморазведка сама по себе дорога, а любая ошибка на этом этапе дорого аукается позже. При классическом подходе, чтобы понять, действительно ли пройдена трещиноватая зона, приходится останавливать бурение и гонять дополнительный комплекс исследований. В глубоководных условиях это автоматически означает удлинение аренды СПБУ - а счёт там идёт на сотни тысяч долларов в сутки.

Чтобы обойти эту ловушку, во ВНИ разработали метод, который назвали “прогнозирование трещиноватых пород фундамента по параметрам бурениясс использованием моделей машинного обучения”. Суть подхода проста: следить за поведением долота и колонны в реальном времени и сопоставлять эти сигналы с уже известными случаями входа в трещиноватую зону.

На вход алгоритму идут привычные любому буровику вещи: крутящий момент, осевая нагрузка, расход промывочной жидкости, обороты ротора, давление в бурильной колонне и ещё ряд технологических параметров. Дальше уже задача обучения: прогнать несколько моделей, сравнить их между собой по точности и устойчивости, выбрать ту, что лучше всех распознаёт момент входа в трещины.

Модель обкатали на данных бурения 12 скважин, пробуренных на месторождениях со схожим геологическим строением. На выходе получили точность прогноза трещин выше 80% - и примерно такой же результат потом подтвердился на новых скважинах. Всё это собрано в платформе “Операции машинного обучения” (ОМО): буровик видит подсказки прямо в процессе работы, успевает среагировать на входе в проблемную зону и не теряет время на лишние остановки. В сухом остатке - меньше суток аренды буровой установки и ощутимо дешевле стоимость строительства скважины.

Бурение - ещё одна область, где ИИ уже ощутимо меняет правила. Системы в реальном времени разбирают поток данных с буровой: подсказывают оптимальную траекторию, следят за параметрами проходки, заранее сигналят об осложнениях до того, как те перерастут в аварию.

Совместно с международными партнёрами PetroVietnam уже внедрила систему автоматического управления процессом бурения. Эффект ощутимый: сроки строительства скважин сократились на 15–20%, непродуктивное время - ещё на 10%. На месторождении Дракон, где работает СП “Вьетсовпетро”, алгоритмы ИИ прибавили к механической

скорости бурения около 12% за счёт тонкой настройки режимов. На шельфе такие цифры напрямую перекладываются в экономию на аренде установки.

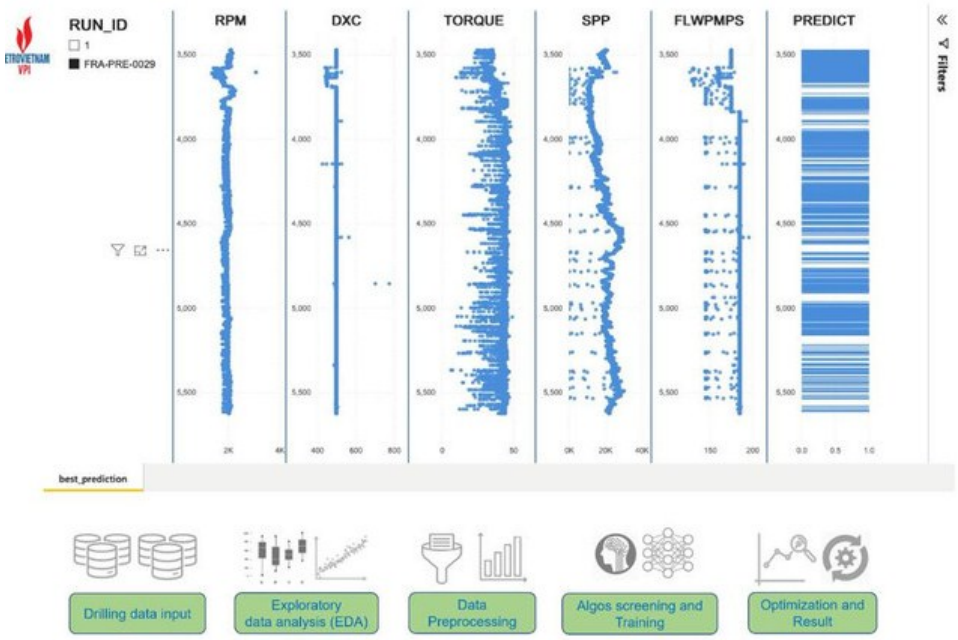


Рис. 2 Модель прогнозирования наличия трещиноватых пород фундамента с помощью машинного обучения и искусственного интеллекта.

Отдельная большая тема - управление разработкой, особенно когда речь идёт о зрелых месторождениях. Там скважин сотни, у каждой своя история обводнённости и свои “капризы”, и держать всё это в голове одному инженеру-разработчику физически невозможно. Интеллектуальные системы читают промысловые данные в автоматическом режиме и мягко подстраивают режимы работы скважин, чтобы добрать каждый процент нефтеотдачи. Прогноз дебита, прогноз обводнённости, подбор мероприятий по интенсификации, управление заводнением - всё это уже отдано алгоритмам полностью или частично. Показательный пример - системы оптимизации газлифта: они одновременно и поднимают производительность скважины, и экономят расход газлифтного газа. А грамотное заводнение заметно удлиняет жизнь месторождения и в итоге тянет вверх КИН. Плюс ко всему алгоритмы ловят аномалии на ранней стадии, и это уже вопрос не только экономики, но и промышленной безопасности.

На вьетнамских месторождениях постепенно складывается единая система управления разработкой. В ней под одной крышей собраны автоматизированное управление, диспетчеризация добычи и целый стек интеллектуальных технологий - ИИ, интернет вещей (IoT), большие данные и цифровые двойники. Задачи у этой системы прикладные: выжимать больше добычи при меньших эксплуатационных затратах, держать процессы под контролем и не допускать простоев оборудования.

Экология сегодня - уже не факультатив для нефтегазовой отрасли Вьетнама, а одно из ключевых требований. Задача делится на три понятных слоя: следить за состоянием акваторий, контролировать выбросы и как можно раньше ловить разливы нефти. Данные с датчиков и видеокамер уходят в ИИ-модели, те подсвечивают аномалии, а дежурная смена успевает среагировать до того, как локальная неприятность превратится в серьёзный инцидент. Для морских платформ, где каждый час задержки увеличивает масштаб загрязнения, такой ранний сигнал особенно важен.

Отдельно стоит сказать о предиктивном обслуживании оборудования. Здесь машинное обучение решает сразу несколько практических задач:

- Прогнозировать отказы оборудования до их возникновения

- Оптимизировать графики технического обслуживания
- Снижать затраты на ремонт и замену оборудования
- Повышать коэффициент готовности производственных мощностей.

На объектах СП “Вьетсовпетро” готовится запуск компьютерного зрения для инспекции трубопроводов и платформ - система сама будет выявлять утечки, трещины и очаги коррозии. Для инфраструктуры, которая годами стоит в солёной воде, это серьёзная поддержка. Ручные обходы остаются, но уходит часть рутины, а главное — дефекты замечают раньше, до того как они перерастают в отказ или экологический инцидент.

Технология ИИ	Область применения	Точность (%)	Экономия времени	Статус внедрения
Машинное обучение	Сейсмическая разведка	85%	30%	✅ Внедрено
Нейронные сети	Анализ каротажа	80%	25%	✅ Внедрено
Компьютерное зрение	Мониторинг оборудования	90%	40%	🚧 В разработке
Предиктивная аналитика	Техобслуживание	75%	35%	✅ Внедрено
IoT + ИИ	Управление добычей	88%	20%	🚧 Пилотная фаза
Роботизация	Инспекция трубопроводов	95%	50%	📋 Планируется

Рис. 3 Сравнительная таблица технологии ИИ во Вьетнаме

PetroVietnam ведёт масштабную программу цифровизации. В её основе - единая цифровая платформа управления активами и параллельное разворачивание промышленного интернета вещей (IIoT). Часть разработок идёт своими силами: компания плотно сотрудничает с вьетнамскими университетами и создаёт собственные ИИ-решения, заточенные под местную специфику - от климата до особенностей геологии Южного шельфа.

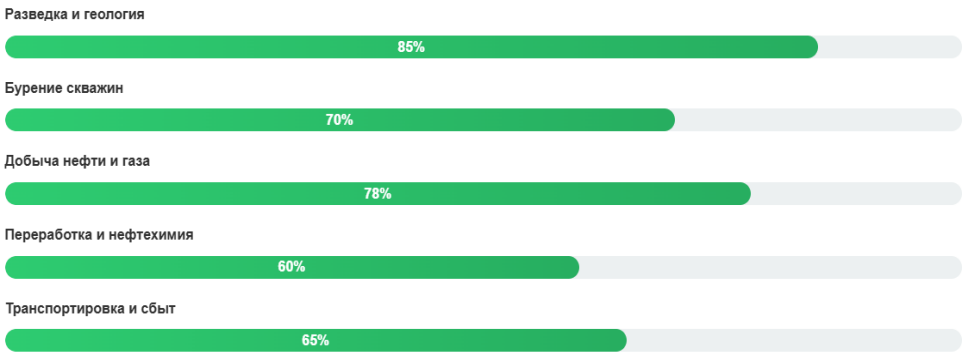


Рис. 4 Прогресс цифровизации Petro Vietnam

Большую роль играет и внешний контур. Сотрудничество с Schlumberger, Halliburton, Microsoft и Google Cloud даёт PetroVietnam прямой доступ к зрелым технологиям и облачной инфраструктуре. Это ощутимо ускоряет внедрение цифровых решений и помогает не изобретать заново то, что уже работает у крупных игроков. Роли при этом разделены достаточно чётко:

- Halliburton внедряет системы автоматизации бурения
- Schlumberger предоставляет решения для цифрового месторождения
- Microsoft и Google Cloud поддерживают облачную инфраструктуру

Компания-партнер	Страна	Область сотрудничества	Статус проекта
Schlumberger	США/Франция	Цифровые месторождения	✅ Активное
Halliburton	США	Автоматизация бурения	✅ Активное
Microsoft	США	Облачные технологии	🚧 В развитии
Google Cloud	США	ИИ и аналитика данных	🚧 В развитии
Total Energies	Франция	Возобновляемая энергетика	📋 Планируется

Рис. 5 Компании-партнёры в сфере ИИ.

Образовательные инициативы

Отрасль, которая идёт в цифру, неизбежно упирается в кадровый вопрос. Чтобы закрыть этот пробел, во Вьетнаме запустили специализированные образовательные программы на базе Университета нефти и газа. Параллельно открываются центры компетенций по цифровым технологиям, работает обмен опытом с зарубежными партнёрами - от совместных стажировок до участия инженеров в международных проектах.

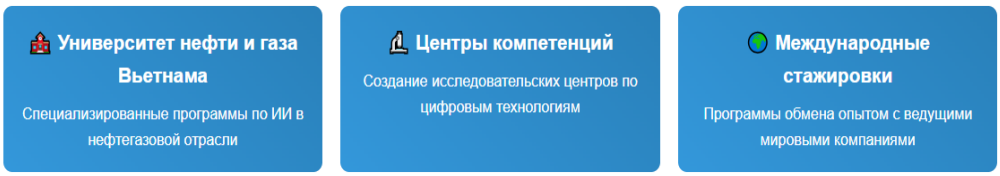


Рис. 6 Образовательные инициативы.

При всех успехах было бы странно делать вид, что всё идёт гладко. Проблем хватает, и они вполне осязаемые. С технической стороны - это изношенная IT-инфраструктура, зоопарк систем, который нужно как-то собрать в единый контур, и постоянная головная боль с кибербезопасностью. С кадровой - банальный дефицит специалистов по ИИ и большим данным: хороших людей мало, за них конкурируют и нефтегазовые компании, и банки, и телеком. Наконец, экономика: внедрение стоит дорого, а доказывать окупаемость финансовому блоку приходится буквально в ручном режиме, проект за проектом.

И всё же направление задано верно. Ближайшие годы, скорее всего, принесут появление автономных буровых установок, беспилотного мониторинга и роботизированного обслуживания промысловой инфраструктуры. Глубокая аналитика больших данных и связка с глобальными энергетическими системами откроют новый уровень задач - от прогнозирования рынка до разумного энергопотребления внутри самой отрасли. Параллельно ИИ всё активнее вовлекается в экологическую повестку и в развитие возобновляемых источников. Это логично укладывается в курс страны на устойчивое развитие.

Заключение.

Искусственный интеллект постепенно становится рабочей частью нефтегазового производства Вьетнама - не надстройкой, а встроенным инструментом. Это помогает отрасли справляться с тем набором задач, от которых никуда не деться: сложная геология шельфа, зрелость части месторождений, экологические требования, которые со временем только ужесточаются. Пока что речь идёт об этапе активного развития, а не о законченной картине. Но даже накопленный опыт PetroVietnam и её международных партнёров уже показывает: ИИ-технологии дают реальный эффект на всех участках - от сейсморазведки до переработки.

Дальше, по всем признакам, темп только нарастёт. Правительство цифровую трансформацию поддерживает открыто, а нефтегазовый сектор считается одним из моторов экономического роста страны. В ближайшие годы стоит ждать больше пилотных проектов на базе ИИ и более плотной работы с зарубежными технологическими компаниями. Отдельная история - местные стартапы в области ИИ. Они пока молодые, но при государственной

поддержке вполне способны родить решения, заточенные именно под специфику вьетнамских месторождений, а не адаптированные наспех. Если этот сценарий сложится, Вьетнам получит шанс закрепить сильные позиции в энергетике региона и провести свою нефтегазовую отрасль через цифровую трансформацию без потери устойчивости.

Список литературы:

1. Nguyen, T. H., & Tran, V. D. (2023). "Digital Transformation in Vietnam's Oil and Gas Industry: Opportunities and Challenges." *Journal of Southeast Asian Energy Studies*, 15(2),
2. PetroVietnam Annual Report 2024. PetroVietnam, Hanoi.
3. International Energy Agency (IEA). (2025). "AI in Upstream Oil and Gas: Global Trends and Regional Insights." IEA Publications
4. Le, Q. M., & Pham, H. T. (2022). "Applications of Machine Learning in Seismic Data Interpretation: A Case Study from the South China Sea." *Geophysics Today*, 38(4), 112-125.
5. Government of Vietnam. (2021). "National Strategy on R&D and Application of Artificial Intelligence to 2030." Ministry of Science and Technology, Hanoi.
6. Smith, J., & Kumar, R. (2024). "Smart Fields: How AI is Revolutionizing Oil Extraction." *Oil & Gas Journal*, 102(3).
7. https://www.most.gov.vn/vn/tin-tuc
8. Petrovietnam Journal - "Artificial intelligence in oil and gas industry and potential application for Vietnam"

УДК 622.278.7

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

А.И. Юмагулов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студента гр.МГР12-24-11)

Г.Р. Измайлова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена исследованиям по разработке и использованию новых экономически эффективных методов поддержания и повышения продуктивности истощаемых пластов. Рассмотрены основные преимущества метода одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных и газовых объектов. Авторы приводят статистические данные о динамике доли трудноизвлекаемых запасов в балансе резервов страны

Ключевые слова: одновременно-раздельная добыча, месторождение, нефтедобыча, повышение эффективности, промышленность

UDC 622.278.7

THE USE OF SIMULTANEOUS AND SEPARATE PRODUCTION EQUIPMENT TO INCREASE THE EFFICIENCY OF WELL OPERATION

A.I. Yumagulov

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

G.R. Izmailova

((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, docent)

Abstract. The article is devoted to research on the development and use of new cost-effective methods for maintaining and increasing the productivity of depleted reservoirs. The main advantages of the method of simultaneous and separate operation of oil and gas facilities are considered. The authors provide statistical data on the dynamics of the share of hard-to-recover reserves in the country's reserves balance

Keywords: at the same time-separate production, field, oil production, efficiency improvement, industry

Нефтяные и газовые компании стараются обеспечить максимальное использование запасов углеводородов из резервуаров. Развитие эффективных технологий поиска и освоения месторождений полезных ископаемых неизменно растет с каждым годом. В настоящее время большинство «зрелых» нефтяных месторождений в России представляют собой многослойные коллекторы со сложным геологическим строением. Запасы нефти сохраняют устойчивую тенденцию к сокращению. При бурении каждого многослойного участка с отдельной скважиной материальные затраты увеличиваются, а общий дебит снижается на 20-40%.

Особое внимание уделяется месторождениям поздней стадии разработки. Большинство этих залежей представляют собой трудноизвлекаемые запасы. Углеводороды этих месторождений содержатся в породах с низкой проницаемостью и сложной геологической структурой, что затрудняет их добычу традиционными методами. Для нефтегазовых компаний использование традиционных технологий для освоения непродуктивных месторождений является нерентабельным или невыполнимым из-за технических ограничений. Низкая проницаемость горных пород, неоднородность пласта и высокая вязкость нефти приводят к снижению пропускной способности скважины и невыгодности [1]. В последние годы методы улучшения характеристик скважин технически изменились. Они были разработаны для усиления эффективности воздействия на весь горизонтальный интервал.

В настоящее время проблема эксплуатации трудноизвлекаемых нефтяных месторождений стоит очень остро. Глубокое понимание структуры подземных горных пород важно для геологов, поскольку данные понятия лежат в основе множества различных задач, включая разведку залежей и защиту окружающей среды. Трудноизвлекаемые запасы - это запасы месторождений, которые характеризуются сложностью процесса извлечения полезных ископаемых из недр (высоковязкая нефть, большое количество примесей, присутствующих в резервуарах с низкой проницаемостью). Рассмотрим значения нефтеотдачи в нашей стране на графике "Степень изменения числа трудноизвлекаемых запасов и коэффициент нефтеотдачи российских месторождений" (Рисунок 1). График показывает устойчивый рост доли трудноизвлекаемых запасов и постоянное снижение коэффициента извлечения нефти, который в последние годы лишь незначительно начал увеличиваться.

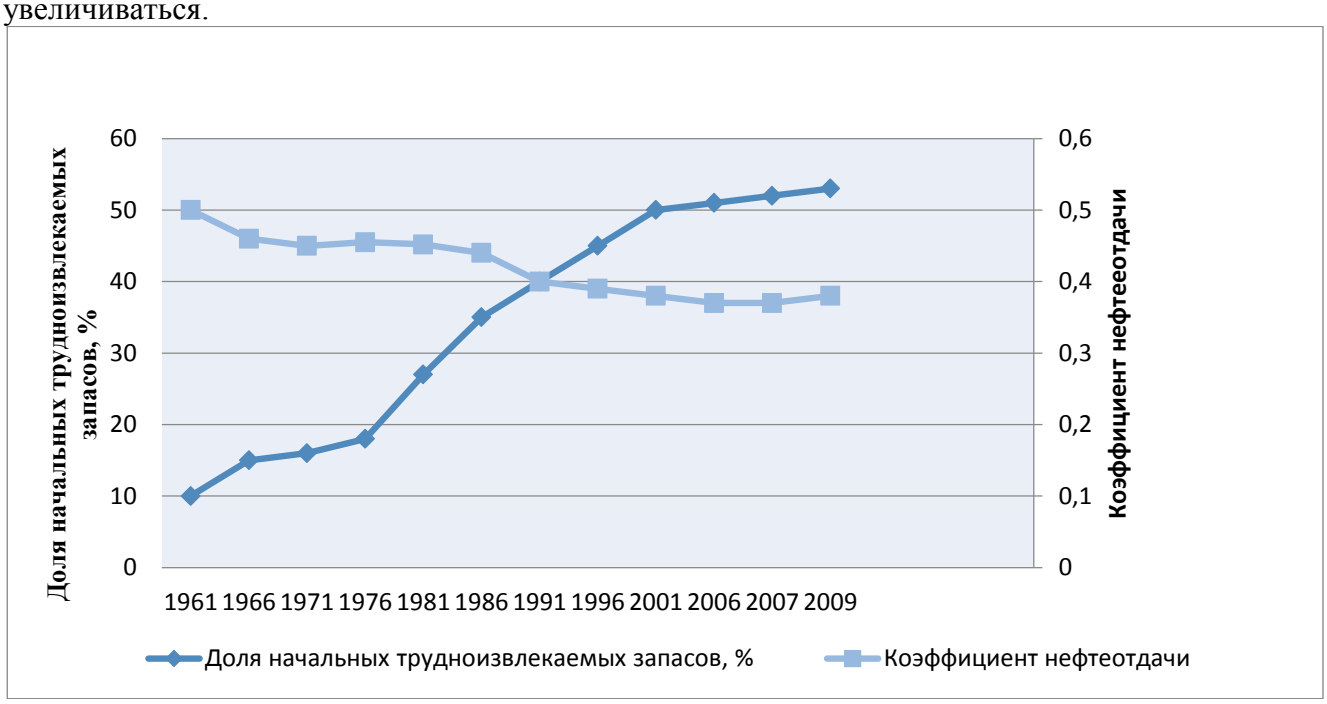


Рисунок 1. Степень изменения числа трудноизвлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи российских месторождений

Передовая высокотехнологичная одновременно-раздельная эксплуатация многослойных коллекторов становится все более популярной. В нефтегазовой промышленности существует множество модификаций одновременно-раздельной эксплуатации, которые используются в зависимости от геологических, технических условий и функциональных характеристик скважин. Например, слои могут быть изолированы уплотнительными прокладками, а скважина может состоять из одного или нескольких рядов труб, расположенных концентрически или параллельно друг другу. Использование одновременно-раздельного производственного оборудования является одним из методов повышения эффективности работы скважин. ОРД - это комплекс технических средств для одновременной добычи нефти или газа из нескольких пластов или горизонтов в одной скважине. В то же время для каждого объекта обеспечивается отдельный контроль и регулирование процесса отбора запасов. Целью одновременно-разделенной эксплуатации является повышение технической и экономической эффективности разработки многослойных месторождений, месторождений с несколькими горизонтами и различными характеристиками полезных ископаемых [2]. Использование установок для одновременно-раздельной закачки и добычи (ОРЗиД) дает возможность задействовать ранее неэксплуатируемые нефтеносные горизонты через нагнетательные скважины и организовывать закачку воды в нагнетательные скважины. Предложенный метод способствует увеличению извлечения нефти на осваиваемых территориях. Осуществляется создание новых буровых установок, которые позволяют вскрыть продуктивные слои эксплуатационных объектов [3]. Это ведет к снижению капиталовложений в создание новых скважин, уменьшению требуемого количества буровых. Существенное количество крупных залежей нефти находится на завершающем этапе эксплуатации, поэтому на них широко применяются технологии повышения нефтеотдачи пластов.

Одним из основных преимуществ ОРД является увеличение степени извлечения нефти и газа из скважины. Исследования показали, что внедрение технологии ОРД позволит увеличить извлечение углеводородов в среднем на 5-15% [4]. Сегодня существует широкий ассортимент оборудования для реализации технологии одновременно-раздельной добычи. Он включает в себя насосные агрегаты, сепараторы, компрессоры и системы управления. Все устройства должны быть интегрированы в единую систему, которая позволяет контролировать процессы на всех этапах производства. Современные измерительные системы позволяют контролировать состояние скважины в режиме реального времени, что значительно повышает безопасность и снижает вероятность несчастных случаев[5]. Оборудование ОРД изготавливается из высококачественных материалов и комплектующих, что снижает вероятность поломки и последующего дорогостоящего ремонта. Это позволяет компаниям поддерживать стабильный уровень производства и снижать эксплуатационные расходы.

Таким образом, технология ОРЭ предоставляет возможность существенно уменьшить финансовые затраты на бурение скважин, оптимизировать затраты на оборудование для добычи и освоение месторождений. Активное применение данной технологии способствует увеличению прибыльности отдельных скважин благодаря разработке нефтяных резервов или пластов, имеющих различные функциональные и технологические характеристики. При определенных трудностях совершенствование технологии добычи полезных ископаемых создает новые перспективы повышения рентабельности добычи углеводородов и стабильного развития нефтегазового сектора.

Список использованных источников:

1. Пыхов, Д. С. Исследование и разработка волнового метода разрушения водонефтяной эмульсии в пластовых условиях и в призабойной зоне пласта : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Пыхов Данила Сергеевич. – Уфа, 2013. – 139 с. – EDN SUUNSP.

2. Применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин для повышения добычи нефти на примере Алексеевского месторождения / В. С. Егоров, В. А. Казикин, В. В. Чернов, С. А. Смирнов // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа : Материалы XIV Международной научно-практической конференции, Астрахань, 11–12 октября 2023 года / Астраханский государственный технический университет. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2023. – С. 32-35. – EDN HXVMNE.

3. Рахимкулов, А. И. Установка для одновременно-раздельной добычи на скважине № 2984 Арланского месторождения / А. И. Рахимкулов, А. В. Куршев, М. Р. Хужин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1(83). – С. 21-26. – EDN NDSOBF.

4. Корицкая, В. В. Аналитический обзор перспективных технологий добычи нефти и газа / В. В. Корицкая, К. А. Садчикова // Вызовы глобализации и развитие цифрового общества в условиях новой реальности : Сборник материалов XV Международной научно-практической конференции, Москва, 25 апреля 2024 года. – Москва: Центр развития образования и науки, 2024. – С. 63-68. – EDN KCPRJN.

5. Иванова, Т. Н. Анализ применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях Удмуртии / Т. Н. Иванова, Д. Н. Новокшонов // Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции: сборник статей: в 7 томах, Краснодар, 31 марта 2020 года. Том 2. – Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2020. – С. 225-227.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНО-ПОВЕРХНОСТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: ОТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ К ПРОМЫСЛОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ

Юсеф Вael Шаабан Десуки

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГР-24-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается применение кислотно-поеврхностного состава для увеличения нефтеотдачи пластов. Показывается механизм действия кислот на горную породу и условия оптимального воздействия на пласт. Приводятся примеры расчета эффективности применения таких составов.

Ключевые слова: кислота, карбонаты, КИН.

UDC 622.276

APPLICATION OF ACID-SURFACE COMPOSITION TO ENHANCE OIL RECOVERY: FROM LABORATORY STUDIES TO FIELD TESTING

Yusef Vael Shaaban Desuky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,gr. MGR-24-11)

Annotation. This article discusses the use of acid-surface compositions to enhance oil recovery. It demonstrates the mechanism of action of acids on rock formations and the conditions for optimal formation stimulation. Examples of calculating the effectiveness of such compositions are provided.

Keywords: acid: carbonates, oil recovery factor.

Проблема истощения легкодоступных запасов углеводородов ставит перед нефтяной отраслью задачу вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, включая высоковязкие нефти и месторождения на поздней стадии эксплуатации. Традиционные методы воздействия на пласт часто оказываются недостаточно эффективными из-за ухудшения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны и высокой неоднородности коллекторов. Перспективным направлением является применение

композиционных составов, сочетающих кислотное воздействие на породу с нефтеотмывающими свойствами поверхностно-активных веществ (ПАВ). В данной статье рассматриваются современные кислотно-поверхностные композиции пролонгированного действия, разработанные на принципах "зеленой химии", и результаты их промышленного внедрения.

Кислотно-поверхностные составы представляют собой многокомпонентные системы, предназначенные для комплексного воздействия на нефтяной пласт. В отличие от традиционных солянокислотных обработок, такие композиции обладают пролонгированным действием и способностью выравнивать фильтрационные потоки.

Термостабильность. Композиции эффективно работают в широком интервале пластовых температур — от 10 до 200 °С. Это позволяет применять их как на традиционных месторождениях, так и на объектах с паротепловым воздействием.

Совместимость с минерализованными водами. В отличие от многих ПАВ, теряющих эффективность в высокоминерализованных средах, разработанные составы сохраняют свои свойства при контакте с пластовыми водами любой минерализации.

Низкое межфазное натяжение. Композиции обеспечивают снижение межфазного натяжения на границе с нефтью, что способствует отрыву нефтяных пленок от поверхности породы и вовлечению остаточной нефти в фильтрацию.

Экспериментальные исследования композиции ГБК (на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, многоатомного спирта и карбамида) показали ее высокую эффективность в широком температурном диапазоне 23-150 °С.

В ходе фильтрационных экспериментов на моделях пласта было установлено, что воздействие кислотной композицией приводит к выравниванию фильтрационных потоков. Это означает, что состав направляется преимущественно в наиболее проницаемые, промытые зоны, снижает их проницаемость за счет осаждения продуктов реакции и перенаправляет потоки вытесняющего агента в зоны с остаточной нефтенасыщенностью.

Ключевым результатом лабораторных испытаний стал существенный прирост коэффициента нефтевытеснения. За счет комбинированного действия — кислотного растворения породы и нефтеотмывающих свойств ПАВ — удается извлечь нефть, которая не вытесняется обычными методами .

Наиболее показательные результаты получены при опытно-промышленных испытаниях композиции ГБК на пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения (Республика Коми). Испытания проводились на опытных участках, разрабатываемых как на естественном режиме, так и с применением паротеплового воздействия.

Результаты на участках с естественным режимом разработки. Обработка нагнетательных скважин композицией ГБК позволила восстановить их приемистость и вовлечь в разработку ранее не дренируемые зоны пласта. Эффект сопровождался увеличением дебитов нефти по реагирующим добывающим скважинам.

Результаты на участках с паротепловым воздействием. В условиях высоких температур (до 200 °С) композиция сохраняла свою эффективность. Было отмечено не только увеличение нефтеотдачи, но и снижение обводненности продукции, что свидетельствует о выравнивании фронта вытеснения и ограничении прорывов пара.

По результатам испытаний технология была рекомендована для промышленного применения. Дополнительный экономический эффект достигается за счет пролонгированного действия — композиция продолжает работать в пласте длительное время после закачки.

Важным преимуществом разработанных технологий является их экологическая безопасность.

Сочетая пролонгированное кислотное воздействие на породу с высокой нефтевымывающей способностью ПАВ, они обеспечивают комплексное решение проблемы доизвлечения остаточной нефти из истощенных и трудноизвлекаемых залежей. Успешные

промысловые испытания на Усинском месторождении подтверждают эффективность технологии в широком диапазоне условий — от низких температур Арктики до высокотемпературных зон паротеплового воздействия. Дальнейшее внедрение этих разработок позволит существенно повысить коэффициент извлечения нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Список литературы

1. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. — Москва: Недра, 1970. — 420 с.

2. Козлов, В. В. Исследование эффективности применения кислотной химической нефтевытесняющей композиции ГБК / В. В. Козлов, М. Р. Шолидодов, Л. К. Алтунина, Л. А. Стасьева // Химия в интересах устойчивого развития. — 2021. — № 2. — С. 148–152 .

3. Алтунина, Л. К. Кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей / Л. К. Алтунина, Л. А. Стасьева, В. А. Кувшинов и др. // Химия в интересах устойчивого развития. — 2023. — № 2. — С. 140–152. — DOI: 10.15372/KhUR2023448

УДК 622.276

СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА АЙ-ПИМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Юсеф Вael Шаабан Десуки

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, гр. МГР-24-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается состояние разработки Ай-пимского месторождения. Ай-Пимское нефтяное месторождение, расположенное в Западной Сибири, занимает особое место в истории разработки трудноизвлекаемых запасов России. Это уникальный объект, где объектом разработки выступает баженовская свита — высокоуглеродистая глинисто-кремнистая толща, считающаяся нефтематеринской породой.

Ключевые слова: кислота, карбонаты, КИН.

UDC 622.276

THE STATE OF DEVELOPMENT AND METHODS FOR INTENSIFYING OIL PRODUCTION AT THE AI-PIMSKOYE FIELD

Yusef Vael Shaaban Desuky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,gr. MGR-24-11)

Annotation. This article examines the development status of the Ai-Pimskoye field. The Ai-Pimskoye oil field, located in Western Siberia, occupies a special place in the history of Russia's hard-to-recover reserves. It is a unique development targeting the Bazhenov Formation, a highly carbonaceous clay-siliceous formation considered the source rock.

Keywords: acid: carbonates, oil recovery factor.

На Ай-Пимском месторождении пробурено наибольшее количество эксплуатационных скважин на баженовскую свиту среди всех месторождений Западной Сибири — всего 52 скважины, из которых 41 находилась в эксплуатации. К началу 2013 года накопленная добыча нефти составила 1 млн 350 тыс. тонн, причем около миллиона тонн было добыто всего восемью скважинами, что подтверждает высокую неоднородность коллектора .

Геолого-физическая характеристика объекта разработки

Баженовская свита на Ай-Пимском месторождении представлена коллектором трещиновато-кавернозного типа с аномально высоким пластовым давлением. Изучение вещественного состава пород баженовской свиты проводилось специалистами еще в начале 2000-х годов, что заложило основу для понимания особенностей этого сложного объекта . В таблице 1 представлены основные геолого-физические характеристики пласта ЮС0.

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика баженовской свиты Ай-Пимского месторождения

Параметр	Значение
Тип коллектора	Трещиновато-кавернозный
Пластовое давление (начальное)	40,6 МПа
Пластовая температура	92 °C
Общая толщина	22-31 м
Нефтенасыщенная толщина	5,2-7,8 м
Пористость	0,078 д. ед.
Проницаемость	3,6 мД
Плотность нефти (при 20°C)	863 кг/м³
Вязкость нефти (при 20°C)	15,49 мПа·с
Вязкость нефти (при 50°C)	5,8 мПа·с

Аномально высокое пластовое давление (коэффициент аномальности около 1,5-1,7) и высокая температура создают специфические условия для разработки, приближенные к сверхкритическим. Пористость коллектора составляет всего 7,8%, проницаемость — 3,6 мД, что традиционно относит такие объекты к категории трудноизвлекаемых запасов.

Состояние разработки и динамика добычи

Промышленная добыча нефти из баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении началась в 2000 году с вводом в эксплуатацию двух скважин — поисковой № 4034 и разведочной № 4021 . Поисковая скважина № 4034 к 2004 году накопила 27,4 тыс. тонн нефти и перешла в бездействие. Разведочная скважина № 4021 продолжает эксплуатироваться в фонтанном режиме с дебитом 0,77 т/сут на начало 2013 года и накопленной добычей 44,2 тыс. тонн.

Активное разбуривание месторождения началось с 2007 года. В 2007 году введены три многозабойные горизонтальные скважины, в 2008 году — пять скважин различного профиля, а пик бурения пришелся на 2009 год, когда построено и введено в эксплуатацию 16 скважин. В 2012 году пробурено 10 скважин, преимущественно наклонно-направленных.

На начало 2013 года структура фонда добывающих скважин выглядела следующим образом:

- Многозабойные горизонтальные скважины — 13 единиц
- Горизонтальные скважины — 7 единиц
- Наклонно-направленные скважины — 18 единиц
- Поисково-разведочные скважины — 3 единицы

Анализ эффективности эксплуатации скважин различного профиля

Сравнительный анализ эффективности различных типов скважин показывает значительный разброс показателей добычи, что характерно для трещиноватых коллекторов баженовской свиты.

Многозабойные горизонтальные скважины показали максимальные дебиты от 21 до 261 т/сут. Средний дебит за период эксплуатации составил 24,2 т/сут на скважину. Накопленная добыча варьируется от 3,2 до 169,4 тыс. тонн.

Таблица 2. Сравнительная эффективность скважин различного профиля на начало 2013 года

Тип скважин	Количество	Средняя накопленная добыча на скважину, тыс. т	Диапазон накопленной добычи, тыс. т	Скважины с добычей >50 тыс. т
Многозабойные горизонтальные	13	35,3	3,2-169,4	3
Горизонтальные	7	40,1	0,3-188	2
Наклонно-направленные	21*			

Специфика проведения ГРП в условиях аномально высокого пластового давления и трещиноватости требует тщательного подбора дизайна операции. Многозабойные горизонтальные скважины, как правило, вводятся в эксплуатацию с проведением многостадийного ГРП.

Бурение горизонтальных и многозабойных скважин

Как показано выше, горизонтальные и многозабойные скважины обеспечивают максимальные дебиты и накопленную добычу. Применение многозабойных конструкций позволяет увеличить площадь дренирования и вовлечь в разработку дополнительные объемы трещиноватого коллектора. Однако разброс показателей добычи (от 3,2 до 169,4 тыс. т) указывает на необходимость совершенствования методов проектирования заканчивания таких скважин с учетом геологической неоднородности .

Солянокислотные обработки

Солянокислотная обработка (СКО) является традиционным методом воздействия на призабойную зону пласта. Особенности проведения солянокислотных обработок на Ай-Пимском месторождении исследовались в специализированных работах, посвященных применению данного метода в условиях баженовской свиты .

Учитывая карбонатно-кремнистый состав пород баженовской свиты, кислотные составы должны быть адаптированы для растворения как карбонатной, так и кремнистой составляющих. Применяются композиции на основе соляной и плавиковой кислот с добавлением поверхностно-активных веществ для предотвращения вторичных осадков и улучшения очистки призабойной зоны.

Кислотные обработки применяются как при освоении скважин после бурения, так и в процессе эксплуатации для восстановления продуктивности при снижении дебитов. Эффективность обработок зависит от правильного выбора состава и технологии проведения с учетом термобарических условий пласта (температура 92°C, давление 40,6 МПа) .

Перспективные методы интенсификации

Опыт разработки баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении показывает необходимость применения комплексных технологий, включающих:

1. **Термогазовое воздействие** — учитывая высокое пластовое давление и температуру, создаются условия, близкие к сверхкритическим, что может быть использовано для внутрипластового окисления и генерации газов, повышающих нефтеотдачу.

2. **Комбинированные кислотно-поверхностные составы** — применение составов пролонгированного действия, сочетающих растворение породы и отмыв нефти от поверхности трещин.
3. **Физические методы воздействия** — волновые, акустические и гидроимпульсные технологии для активации трещиноватости коллектора.

Заключение

Ай-Пимское месторождение является уникальным полигоном для отработки технологий разработки баженовской свиты — одного из наиболее перспективных, но сложных объектов нефтедобычи в России.

Список литературы

1. Коровина, Т. А. Особенности вещественного состава пород баженовской свиты Ай-Пимского месторождения / Т. А. Коровина, Е. П. Кропотова, И. В. Федорцов // Нефтяное хозяйство. — 2001. — № 6. — С. 18–21 .
2. Саранча, А. В. Разработка баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении / А. В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 1. — URL: https://science-education.ru/article/view?id=18458 (дата обращения: 19.03.2026) .
3. Sarancha, A. V. Results of research and commercial production of shale oil in Bazhenov formation on Ai-Pimskoe field / A. V. Sarancha, N. S. Shuldikova, A. V. Mayer, A. N. Sumin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2017. — Vol. 87, No. 4. — P. 042018. — DOI: 10.1088/1755-1315/87/4/042018

УДК 553.9

ПРОВЕДЕНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Я.Ю.Ю. Юссеф

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

Аннотация. Кислотная обработка представляет собой сложный нестационарный трёхмерный процесс внедрения химического агента в поровую среду пласта, сопровождаемый множественными химическими реакциями. При контакте кислоты с горной породой инициируется её частичное растворение, что вызывает необратимые изменения фильтрационно-ёмкостных характеристик коллектора, включая пористость и проницаемость. Процесс закачки сопровождается активными массопереносными явлениями и перераспределением концентраций реагентов в поровом пространстве. Одновременно экзотермическая природа взаимодействия кислоты с минералогическим составом породы приводит к локальному повышению температуры, что оказывает влияние на скорость реакции и геометрию формируемых каналов высокой проницаемости, определяя эффективность стимуляции продуктивного пласта.

Ключевые слова: кислотное воздействие, замедлители реакции, карбонатные коллектора, скорость закачки, давление, интенсификация.

UDC 553.9

ACID TREATMENT OF THE BOTTOM-OF-THE-PIPE ZONE

Y.Y.Y. Youssef

(Institute of Oil and Gas of Ufa StatePetroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

Abstract. Acid treatment is a non-stationary, non-isothermal, three-dimensional process of injecting an agent into a porous medium, which is accompanied by chemical reactions. When the injection agent enters the reservoir, the rock begins to dissolve in the acid, resulting in irreversible changes in its filtration and capacity properties (porosity and permeability). The consumption of acid also involves mass transfer processes and changes in concentrations. In addition to these, the temperature of the entire system changes according to the laws of the exothermic reaction between the acid and the rock.

Key words: acid treatment, reaction retardants, carbonate reservoirs, injection rate, pressure, and intensification.

Проведение КО требует глубокого понимания механизма и кинетических особенностей химического взаимодействия между кислотными реагентами и минеральным составом продуктивной породы. В процессе обработки концентрация кислоты в системе непрерывно уменьшается, поскольку активные компоненты расходуются в результате реакции с породным материалом. Скорость истощения реагента определяется законом изменения концентрации кислоты в стандартных условиях, который корректируется степенным коэффициентом, учитывающим влияние пластовых термобарических параметров. Пространственно-временное распределение реагента в пласте определяется одновременно длительностью контакта кислоты с породой и удаленностью рассматриваемой точки от забоя скважины, что обуславливает постепенное продвижение реакционного фронта в глубину коллектора.

С позиций химической кинетики реакции, протекающие при кислотных обработках, могут относиться к однородным или гетерогенным процессам. При взаимодействии кислотного раствора с породой реализуется именно гетерогенный механизм, поскольку реагирующие компоненты находятся в различных фазовых состояниях: кислота представляет жидкую фазу, тогда как минералы породы являются твердым веществом. Ионы водорода из раствора сначала диффундируют к поверхности минерального скелета, затем вступают в реакцию с компонентами породы, после чего образующиеся продукты растворения переходят обратно в жидкую фазу и диффундируют в объем раствора. Следовательно, данный процесс включает стадии массопереноса к поверхности реакции и от нее, а также собственно химическое взаимодействие, что отличает его от гомогенных реакций, где все реагенты находятся в одной фазе.

Таким образом, при КО происходит гетерогенное взаимодействие между жидкой кислотной средой и твердым минералогическим каркасом коллектора. Технологические решения для карбонатных и терригенных пластов при этом существенно различаются. Карбонатные породы, такие как известняки и доломиты, характеризуются высокой реакционной способностью по отношению к соляной кислоте, причем образующиеся продукты реакции хорошо растворимы в водной среде. Основные процессы растворения карбонатных минералов можно описать реакциями: $CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2$; $MgCO_3 + 2HCl = MgCl_2 + H_2O + CO_2$; $FeCO_3 + 2HCl = FeCl_2 + H_2O + CO_2$.

В практике разработки залежей применяются два принципиально различных режима кислотного воздействия на продуктивные пласты. Один из них связан с обработкой поровой матрицы коллектора, при которой давление закачки поддерживается ниже уровня, необходимого для инициирования гидравлического разрыва. Другой вариант предусматривает использование кислотного ГРП. В случае воздействия на матричную среду основной задачей является восстановление фильтрационных свойств призабойной зоны за счет растворения кольматирующих отложений и формирования в породе высокопроводящих каналов растворения, известных как червоточины, которые обеспечивают улучшенную гидродинамическую связь скважины с пластом.

Сравнение подходов к обработке карбонатных и терригенных коллекторов показывает, что химическая сторона процесса в глинистых и песчаных породах значительно сложнее. Однако при относительно простом описании реакций в карбонатных системах физическая модель растворения этих пород оказывается более сложной. В песчаниках растворение минералов протекает медленно, поэтому фронт кислоты распространяется относительно равномерно. В карбонатных коллекторах взаимодействие кислоты с породой происходит значительно быстрее, что приводит к локализованному растворению и формированию неравномерной структуры каналов повышенной проницаемости.

Для проведения ОПЗ в карбонатных пластах применяются различные кислотные системы (таблица 1). Менее активные составы, как правило, используются для очистки

забойной зоны и перфорационных каналов, тогда как обработка самого коллектора чаще осуществляется с применением соляной кислоты. При этом выбор концентрации реагента определяется глубиной проникновения зоны кольматации: чем глубже распространено загрязнение порового пространства, тем более концентрированный кислотный раствор требуется для его устранения.

Таблица 1 – Рекомендуемые типы кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов

Цель обработки	Рекомендуемая кислота и концентрация
Обработка забоя скважин	5 % уксусная кислота
Обработка перфорационных каналов	9 % муравьиная кислота 10 % уксусная кислота 15 % соляная кислота
Глубокопроникающая обработка ПЗП	15 % соляная кислота 28 % соляная кислота Кислотная эмульсия

Высокая растворяющая способность соляной кислоты обусловила ее широкое применение при обработке карбонатных коллекторов. Вместе с тем использование данного реагента связано с рядом технологических рисков, среди которых выделяются высокая скорость протекания реакции и значительная коррозионная активность. Для снижения интенсивности коррозионных процессов в кислотные составы вводят органические кислоты и специальные ингибирующие добавки. Более низкая реакционная способность органических кислот позволяет также частично выровнять фронт взаимодействия реагента с породой и снизить степень неравномерности растворения. В связи с этим на практике широко применяются комбинированные кислотные системы на основе соляной кислоты с добавлением органических компонентов, что способствует формированию контролируемой системы высокопроводящих каналов в призабойной зоне и положительно отражается на продуктивности скважины. Многолетний опыт использования органических кислот показывает, что чрезмерно высокие их концентрации могут приводить к образованию нерастворимых осадков в процессе реакции с минералами породы, поэтому в промысловых условиях обычно применяются ограниченные содержания таких реагентов, составляющие примерно 13 % для муравьиной кислоты и около 9 % для уксусной.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – № 3. – Номер статьи 032007. – Pp. 1-4.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД ПРОВЕДЕНИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ЕГО НЕДОСТАТКИ

Я.Ю.Ю. Юссеф

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-12)

А.Р. Хисматуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГРЗ-20-11)

Аннотация. В статье рассмотрен традиционный порядок проведения обработки призабойной зоны пласта, который применяется на рассматриваемом месторождении с 1989 года. Показано, что базовая схема работ, включающая закачку кислотного состава, его взаимодействие с породой и последующее освоение скважины с выносом продуктов реакции, в течение длительного времени сохранялась без существенных изменений. Основное внимание уделено этапу освоения после ОПЗ с применением струйного насоса, поскольку именно на этом этапе обеспечивается создание необходимой депрессии на забое. Одновременно данный подход формирует заметную долю общих затрат и сопровождается эксплуатационными рисками. Выделены основные недостатки традиционной схемы: вероятность аварийных осложнений при работе со спускаемым оборудованием, дополнительная нагрузка на НКТ и промысловые трубопроводы, необходимость утилизации продуктов реакции и рост стоимости операции.

Ключевые слова: кислотное воздействие, замедлители реакции, карбонатные коллектора, скорость закачки, давление, интенсификация.

UDC 553.9

TRADITIONAL APPROACH TO PROCESSING THE FACE ZONE AND ITS DISADVANTAGES

Y.Y.Y. Youssef

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-12)

A.R. Khismatullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GRZ-20-11)

Abstract. The paper examines the conventional bottomhole formation zone treatment procedure used at the field under consideration since 1989. It is shown that the basic workflow, including acid injection, its interaction with the reservoir rock, and subsequent well cleanup with removal of reaction products, remained essentially unchanged for a long period. Special attention is paid to the post-treatment cleanup stage performed with a jet pump, since this stage is responsible for creating the required bottomhole drawdown. At the same time, this approach accounts for a considerable share of total costs and is associated with specific operational risks. The main drawbacks of the conventional scheme are identified as accident risk when running downhole equipment, additional load on tubing and field pipelines, the need to dispose of reaction products, and the overall increase in treatment cost.

Key words: acid treatment, reaction retardants, carbonate reservoirs, injection rate, pressure, and intensification.

На рассматриваемом месторождении кислотные обработки призабойной зоны начали применять в 1989 году. За последующие тридцать пять лет общий порядок выполнения ОПЗ принципиально не изменился. На практике работы строились по одной и той же схеме: в пласт закачивали солянокислотный состав, обеспечивали его контакт с породой, после чего продукты реакции выводили на поверхность. Такая технология долгое время оставалась базовой, поскольку была понятной в исполнении и опиралась на уже отработанные промысловые операции (рисунок 1).

После кислотной обработки необходимо обеспечить приток флюида и вынести продукты реакции из призабойной зоны. Для этого в промысловой практике используют несколько способов освоения: тартание, поршневание, вытеснение скважинного раствора более легкими рабочими агентами, компрессорные методы, а также струйные насосы. Выбор конкретного варианта определяется техническим состоянием скважины, доступным оборудованием и тем, насколько быстро требуется получить устойчивую депрессию на забое.

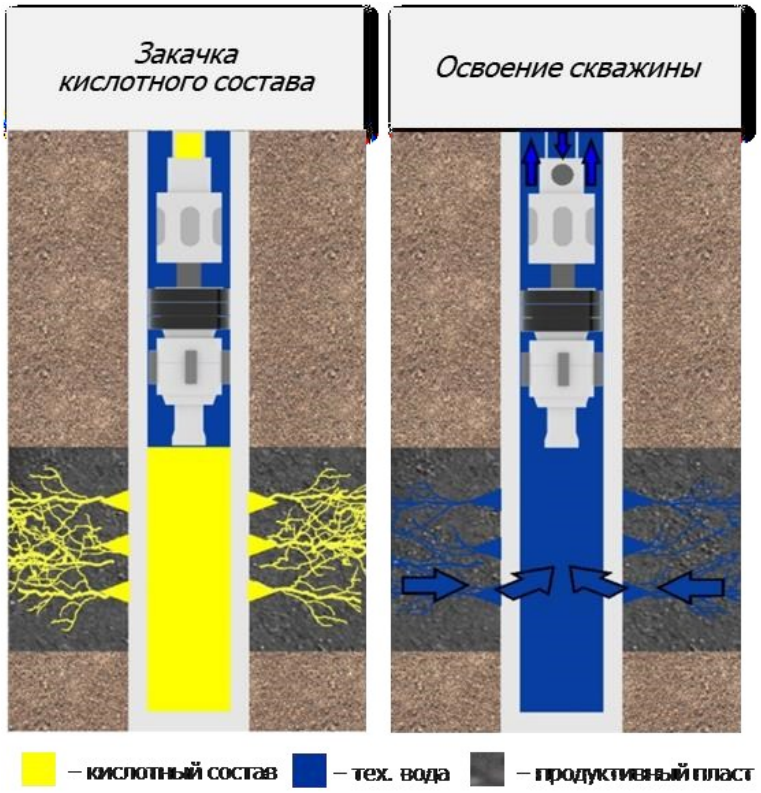


Рисунок 1 – Традиционный подход к проведению ОПЗ

На рассматриваемом месторождении наибольшее распространение получило освоение после ОПЗ с применением струйного насоса. Такой выбор связан не с формальным следованием инструкции, а с практическим результатом: именно этот способ позволяет достаточно быстро вызвать приток и управлять величиной депрессии в ходе работ. Рабочая жидкость подается через сопло под высоким давлением, скорость потока возрастает, а давление в зоне выхода струи снижается. За счет этого возникает эжекционный эффект, и жидкость из подпакерного пространства втягивается в смесительную камеру с последующим выносом на поверхность (рисунок 2).

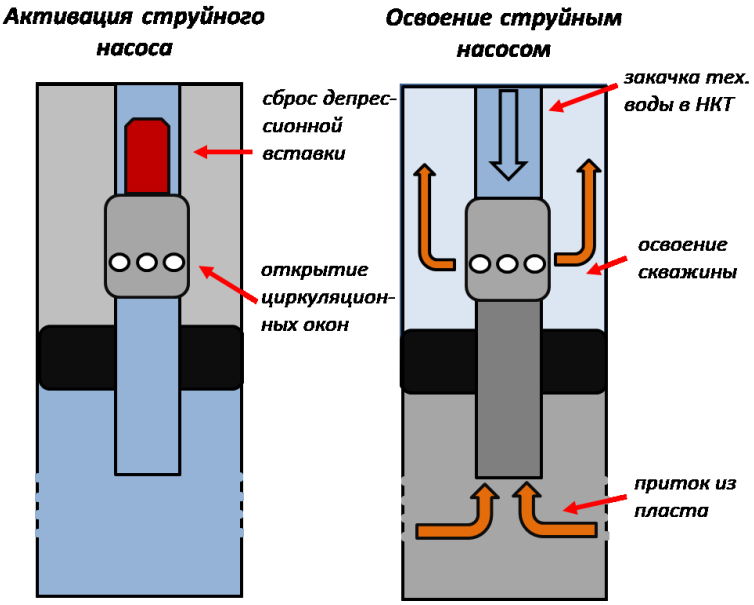


Рисунок 2 – Принцип работы струйного насоса

Именно поэтому струйный насос на данном объекте фактически рассматривается как основной способ освоения после кислотных обработок. Его преимущество состоит в возможности не только создать депрессию на забое, но и поддерживать ее без резких колебаний, что особенно важно на этапе выноса продуктов реакции. Накопленная по месторождению практика показывает, что при такой схеме удается обеспечить более устойчивый вызов притока по сравнению с рядом альтернативных методов, что и объясняет широкое применение технологии (рисунок 3).

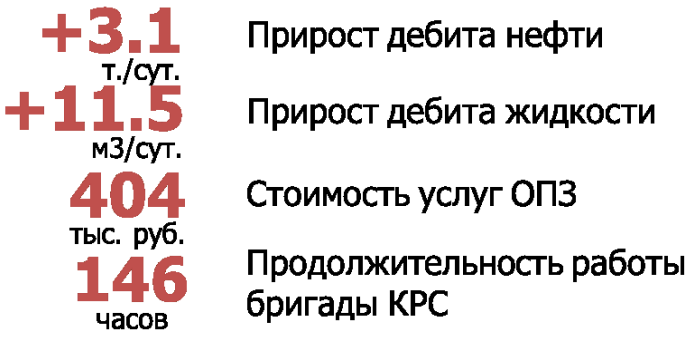


Рисунок 3 – Результаты работ по технологии комплексной ОПЗ с последующем освоением

При этом у технологии есть и заметные ограничения, которые нельзя считать второстепенными. Поскольку струйный насос спускается в скважину, возрастает риск аварийных осложнений. Наиболее нежелательная ситуация связана с закупориванием уравнительных клапанов: в этом случае не удается выровнять давление в подпакерной зоне, и дальнейшие работы могут потребовать аварийного срыва пакера, вплоть до торпедирования. Дополнительные сложности возникают и на поверхности. После ОПЗ

необходимо собирать, удалять и утилизировать вынесенные продукты реакции, что увеличивает экологическую нагрузку и расходы сервисных подразделений. Кроме того, подъем кислотного состава и продуктов его взаимодействия с породой дополнительно нагружает НКТ и промысловые трубопроводы. С экономической точки зрения этап освоения с применением струйного насоса также остается существенной статьей затрат: его стоимость может достигать примерно одной трети общей стоимости ОПЗ, то есть около 150 тыс. руб., без учета оплаты дежурства бригады ТКРС на время выноса продуктов реакции.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: УГНТУ, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: УГНТУ, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: АГНИ, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Э. В. Якупов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Гидравлический разрыв пласта рассматривается в нефтегазовой инженерной практике как технологический метод интенсификации разработки залежей углеводородов, направленный на повышение производительности добывающих скважин либо на увеличение приемистости нагнетательных объектов. В научно-техническом аспекте данный процесс основан на закачке в ствол скважины специальной жидкости с таким

расходом, который существенно превосходит естественную способность горной породы поглощать вводимую среду. В результате в области, непосредственно прилегающей к забою, формируется повышенное давление, под воздействием которого существующие в породе микротрещины расширяются либо инициируется формирование новых разрывов в коллекторе. Для предотвращения их последующего смыкания в состав жидкости разрыва вводят крупнозернистый песок, выполняющий функцию пропанта и обеспечивающий механическую фиксацию стенок трещин в раскрытом состоянии. Практический эффект проведения ГРП проявляется в увеличении дебита или приемистости скважины, что обусловлено высокой проводимостью сформированной системы трещин, создающей более эффективные пути фильтрации флюидов. Даже продуктивные пласты, обладающие значительной природной проницаемостью, как правило, не обеспечивают такие уровни добычи, которые достигаются после формирования искусственных трещин. Величина технологического эффекта тем выше, чем больше раскрытие и глубина распространения трещин в толще коллектора. При этом степень роста дебита после ГРП определяется совокупностью характеристик продуктивного пласта, включая его проницаемость, эффективную толщину и пластовое давление, а также размерами и пространственным расположением закрепленных трещин.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтяная скважина, механические примеси, Разрушение стенок, трещины, гидравлический разрыв пласта, раскрытость, уровень добычи нефти.

UDC 553.9

AREA OF APPLICATION OF HYDRAULIC FRACTURING

E. V. Yakupov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. Hydraulic fracturing is performed to increase the flow rate of oil wells or the injectivity of injection wells. The process involves injecting fluid into the well at a rate that exceeds the rate of absorption by the reservoir. This creates high pressure in the near-wellbore area, which expands existing fractures or creates new ones. To maintain the fractures in an open state, coarse-grained sand is added to the fracturing fluid, preventing the fractures from closing. The efficiency of hydraulic fracturing is expressed in an increase in flow rate or intakedue to the large throughput capacity of the cracks created in the formation. Even productive formations with very high permeability cannot provide the flow rates that are achieved by creating cracks. The greater the opening and depth of the cracks in the formation, the greater the effect of hydraulic fracturing. The rate of increase in the well flow rate after hydraulic fracturing depends on the properties of the productive reservoir (permeability, thickness, reservoir pressure), the size and location of the created and fixed cracks.

Key words: bottom-hole zone, oil well, mechanical impurities, wall destruction, cracks, hydraulic fracturing, opening, oil production level.

ГРП в современной практике разработки нефтяных месторождений рассматривается как эффективная технология интенсификации притока флюидов из продуктивных интервалов. Ее применение направлено на увеличение дебита добывающих скважин либо на повышение приемистости нагнетательных объектов, используемых для поддержания пластового давления. Физическая основа метода заключается в закачке в скважину рабочей жидкости с расходом, значительно превышающим способность пласта поглощать поступающую среду. В результате в призабойной зоне формируется избыточное давление, вызывающее перераспределение напряжений в породном массиве. Под действием этих нагрузок раскрываются существующие микротрещины и формируются новые каналы разрушения, распространяющиеся в толщу продуктивного пласта.

Чтобы образовавшиеся разрывы не смыкались после снижения давления, в закачиваемую жидкость вводят твердый расклинивающий материал. На практике чаще всего используют крупнозернистый кварцевый песок, который, попадая в трещины, фиксирует их стенки и поддерживает устойчивые каналы фильтрации. Образованные при проведении ГРП трещины обладают значительно большей проводимостью по сравнению с природной поровой системой коллектора, а радиус их распространения иногда достигает нескольких десятков метров. Именно формирование таких протяженных зон повышенной проницаемости обеспечивает увеличение притока пластовых флюидов к скважине.

Наиболее подходящими объектами для применения гидравлического разрыва считаются плотные коллекторы, представленные сцементированными песчаниками, уплотненными песками, известняками и доломитами. В глинистых породах, рыхлых песках и многих сланцевых толщах проведение данной операции, как правило, малоэффективно, поскольку структура таких пород не обеспечивает устойчивого формирования трещин. Промысловая практика показывает, что для инициирования разрыва пласта требуется давление, заметно превышающее гидростатическое, обычно приблизительно в 1,5–2 раза. Например, при глубине скважины около 2000 м давление на забое при проведении операции может достигать 30–50 МПа, тогда как давление на устье после учета гидравлических потерь обычно составляет порядка 10–30 МПа.

В качестве рабочих сред используют различные типы жидкостей, выбор которых определяется условиями эксплуатации и свойствами пласта. В добывающих нефтяных скважинах чаще применяют углеводородные составы, такие как сырая нефть, керосин или дизельное топливо, иногда модифицированные загустителями или используемые в виде эмульсий. Для нагнетательных скважин характерно использование водных растворов, включая системы с ПАВ, сульфит-спиртовую барду или загущенные растворы соляной кислоты. При этом пропант должен обладать высокой прочностью и однородным гранулометрическим составом и практически не содержать пылевых, илистых, глинистых и карбонатных примесей.

Эффективность операции во многом определяется свойствами применяемых жидкостей разрыва, которые обеспечивают как формирование трещин под действием гидравлического давления, так и транспортировку расклинивающего материала с его последующим размещением в образованных каналах. Поэтому такие жидкости должны характеризоваться низкой фильтрацией, достаточной вязкостью для переноса пропанта и стабильностью реологических свойств при высоких температурах и давлениях. Кроме того, они должны обеспечивать минимальные потери давления при движении по трубам и внутри трещин и не ухудшать проницаемость пласта после завершения обработки.

Технологическое выполнение ГРП осуществляется поэтапно. Сначала скважину промывают для удаления загрязнений из призабойной зоны, после чего на колонне насосно-компрессорных труб спускают пакер с якорным устройством и устанавливают его выше отверстий фильтра. Устье оборудуют специальной арматурой, позволяющей подключить насосные агрегаты для нагнетания жидкости под высоким давлением. Далее в пласт закачивают жидкость разрыва для формирования трещин, затем подают песконосную смесь и выполняют продавливание пропанта в образованные каналы, что обеспечивает их закрепление и повышение фильтрационной проводимости пласта.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

5. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Уфа: УГНТУ, 2024. – С. 737-742.

6. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: УГНТУ, 2024. – С. 28-32.

7. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: УГНТУ, 2018. – С. 144-145.

8. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: АГИ, 2020. – С. 229-231.

УДК 553.9

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Э. В. Якупов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11)

Аннотация. Эффективность гидравлического разрыва пласта выражается в увеличении дебита или приемистости скважины благодаря большой пропускной способности создаваемых в пласте трещин. Даже продуктивные пласты с очень высокой проницаемостью не могут обеспечить те дебиты, которые достигаются путем создания трещин. Чем больше раскрытость и глубина распространения трещин в пласте, тем больше эффект от ГРП. Кратность увеличения дебита скважины после ГРП зависит от свойств продуктивного пласта (проницаемость, толщина, пластовое давление), размеров и местоположения созданных и закрепленных трещин.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, нефтяная скважина, механические примеси, Разрушение стенок, трещины, гидравлический разрыв пласта, раскрытость, уровень добычи нефти.

UDC 553.9

WAYS TO IMPROVE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY

E. V. Yakupov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. The efficiency of hydraulic fracturing is expressed in an increase in flow rate or intakedue to the large throughput capacity of the cracks created in the formation. Even productive formations with very high permeability cannot provide the flow rates that are achieved by creating cracks. The greater the opening and depth of the cracks in the formation, the greater the effect of hydraulic fracturing. The rate of increase in the well flow rate after hydraulic fracturing depends on

the properties of the productive reservoir (permeability, thickness, reservoir pressure), the size and location of the created and fixed cracks.

Key words: bottom-hole zone, oil well, mechanical impurities, wall destruction, cracks, hydraulic fracturing, opening, oil production level.

Современная разработка нефтегазовых месторождений характеризуется активным вовлечением трудноизвлекаемых запасов, локализованных в низкопроницаемых и слабо дренированных коллекторах. Одним из перспективных методов повышения проницаемости таких пластов является кислотный гидравлический разрыв (КГРП), который, согласно практическому опыту, позволяет увеличить охват воздействия на залежь и повысить темпы добычи нефти при длительной эксплуатации. Анализ промысловых данных с учётом критериев целесообразности проведения КГРП выявил, что на скважинах, не включённых в план ГТМ на протяжении нескольких лет, эффективность гидроразрыва почти вдвое превышает показатели на скважинах без проведения ОПЗ, что указывает на косвенное влияние техногенной нагрузки на результаты воздействия. Сравнение результатов кислотного гидроразрыва с применением соляной кислоты показало, что прирост добычи после КГРП сопоставим со средними приростами при стандартных СКО на аналогичных месторождениях, а глубина воздействия на пласт при КГРП близка к глубине проникновения солянокислотной композиции. Поинтервальная обработка продуктивного интервала обеспечила последующие приросты добычи при ГТМ, а анализ показал, что скважины, не продемонстрировавшие эффекта после ГРП или последующих ГТМ, характеризуются более низким пластовым давлением в радиусе контура питания, что отрицательно сказывается на результатах воздействия.

Стабильность производительности после КГРП определяется состоянием системы «пласт-скважина-насос» и сложностями, связанными с высоким темпом отбора флюида, возникновением полидисперсных эмульсий и увеличением содержания механических примесей. Эти осложнения проявляются в росте обводнённости продукции, снижении подачи насоса и усилении механического износа оборудования. Темп отбора нефти, несоответствующий возможностям пласта, является ключевым фактором увеличения водосодержания добываемой продукции.

Выбор скважин для проведения КГРП требует соответствия техническим и технологическим условиям: конструкция и состояние цементного камня должны обеспечивать герметичность интервала перфорации, эксплуатационная колонна должна быть без заколонных перетоков, а расположение скважины — вне влияния ВНК и ГНК. Эффективная толщина пласта должна быть достаточной для проявления эффекта воздействия, при этом призабойная зона должна иметь ухудшенные характеристики, а зона дренирования — высокую плотность извлекаемых запасов. Скважина должна демонстрировать отрицательную динамику коэффициента продуктивности, а пластовое давление поддерживаться на уровне, близком к начальному или выше давления насыщения нефти газом, при этом обводнённость продукции не должна превышать половины объёма добычи.

Опыт применения КГРП подтвердил положительный эффект технологии, позволяя повысить добычу и вовлечь трудноизвлекаемые запасы. Ограничения для дальнейшего масштабирования метода, как показывает практика, связаны с геологическими особенностями месторождения и свойствами коллекторов, в которых проведение гидроразрыва затруднено.

Список использованных источников

1. Efficiency of preliminary discharge of stratum water in Tuymazinskoe oil field / E. M. Almukhametova, A. V. Akimov, S. V. Kalinina, I. F. Fatkullin, I. A. Gizetdinov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87. – № 6. – Номер статьи 062001.

2. Эффективность применения поинтервальных обработок призабойной зоны пласта в условиях неоднородности значений проницаемости коллекторов (на примере одного из

месторождений Западной Сибири) / Э. М. Альмухаметова, А. Ю. Гуторов, Р. А. Гилязетдинов, Ф. А. Шарипов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 50-60.

3. Study of water-oil mixture separation in bottomhole area via drift flow model / E. M. Almukhametova, A. A. Karimova, F. F. Almukhametov, N. Kh. Gabdrakhmanov, A. Kh. Gabzalilova, Z. A. Garifullina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 560. – № 1. – Номер статьи 012005. – DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012005.

4. Габдрахманов Н. Х. Повышение нефтеотдачи пластов методом кислотно-имплозионного воздействия на Бавлинском месторождении / Н. Х. Габдрахманов, Д. И. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 50-53.

3. Яловега Д. Г. Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 737-742.

5. Альмухаметова Э. М. Фильтрация неньютоновской жидкости /Э.М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: УГНТУ, 2024. – С. 28-32.

6. Петрова Л. В. Изучение интерференции совершенных скважин при фильтрации нефти и газа / Л. В. Петрова, Р. Р. Хуснутдинова, А. А. Ахметшин, Р. Р. Гимаздинов // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: УГНТУ, 2018. – С. 144-145.

7. Хуснутдинова Р. Р. Мини-ГРП как предварительный этап гидроразрыва пласта / Р. Р. Хуснутдинова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 229-231.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.Г. Яловега

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГР 21-11)

Р.М. Лотфуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент группы ГРз 20-11)

Р.Р. Хуснутдинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент

Аннотация. Большинство нефтегазоконденсатных месторождений находятся на последней стадии эксплуатации, которые характеризуются высоким обводнением продукции, падением пластового давления, вследствие чего уменьшается уровень добычи углеводородов. В таких условиях традиционные методы разработки становятся недостаточными для рентабельного извлечения трудноизвлекаемых запасов, которые находятся в низкопроницаемых коллекторах, заводненных зонах и линзах, не охваченных дренированием. Это обуславливает необходимость применения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию притока и повышение эффективности выработки запасов.

Ключевые слова: Нефтегазоконденсатное месторождение, геолого-технические мероприятия (ГТМ), интенсификация добычи, гидравлический разрыв пласта (ГРП),

боковой ствол (ЗБС), горизонтальные скважины (ГС), обработка призабойной зоны (ОПЗ), обводненность, дополнительная добыча нефти, трудноизвлекаемые запасы.

UDC 622.276

METHODS FOR INCREASING RECOVERY AND INTENSIFYING HYDROCARBON PRODUCTION

D.G. Yalovega
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University , students of group GR 21-11)
R.M. Lotfullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University , students of group GRz 20-11)
R.R. Khusnutdinova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)

Annotation. Most oil and gas condensate fields are in the final stages of production, characterized by high water cuts and declining reservoir pressure, resulting in declining hydrocarbon production. Under these conditions, traditional development methods are insufficient for the cost-effective extraction of hard-to-recover reserves located in low-permeability reservoirs, flooded zones, and undrained reservoir lenses. This necessitates the use of a comprehensive set of well interventions (WIPs) aimed at intensifying production and improving reserve recovery.

Key words: Oil and gas condensate field, well interventions (WIPs), production intensification, hydraulic fracturing, sidetracking, horizontal wells, bottomhole zone treatment, water cut, incremental oil production, hard-to-recover reserves.

Introduction (Введение)

Актуальность данной темы описана необходимостью проведения анализа и оптимизации уже существующих подходов воздействия на пласт конкретного месторождения. Анализ применяемых методов позволяет обосновать оптимальный выбор проектных решений.

Целью данной работы является анализ эффективности комплекса геолого-технических мероприятий, применяемых на одном из нефтегазоконденсатных месторождений, и детальная оценка результатов гидравлического разрыва пласта как одного из ключевых методов интенсификации добычи.

Поэтому применяют методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов, включающие гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин (ГС) и боковых стволов (ЗБС), физико-химические методы обработки призабойной зоны (ОПЗ), а также потокоотклоняющие технологии для регулирования системы поддержания пластового давления (ППД).

Materials and methods (Материалы и методы)

В таблице 1 приведено сопоставление проектных ГТМ, а также их фактическое выполнение в анализируемый период 2010-2014 гг.

Таблица 1 – Сопоставление проектных и фактических ГТМ за период 2010-2014 гг.

Показатель	2010		2011		2012		2013		2014		Всего	
	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт	План	Факт
Бурение ВС	6	0	81	0	0	0	0	2	0	1	87	3
Бурение ГС	6	0	8	3	0	0	3	7	5	7	22	17
Зарезка БС	29	4	32	15	37	33	37	53	38	37	173	142
ГРП	12	8	9	29	26	31	22	10	16	12	85	90
ОПЗ	53	34	68	33	24	45	37	29	42	14	224	155
Потокооткл.	45	0	56	8	14	17	25	20	29	19	169	64
Перф.методы	16	122	22	90	4	90	4	61	4	38	50	401
РИР	12	24	10	49	10	27	10	24	10	20	52	144

Всего за период 2010-2014 гг. на месторождении пробурены 20 новых скважин, в том числе 17 с использованием горизонтального ствола. Добыча нефти из новых скважин анализируемого периода составила 331 тыс.т, в том числе 324 тыс.т из горизонтальных скважин (98 %). Основной объем бурения приходится на 2013 г. (9 скважин).

В таблице 2 приведены данные по количеству и эффективности по видам ГТМ за 2010-2014 гг. За период в целом по месторождению проведены следующие геолого-технические мероприятия: зарезка второго ствола – 142 скважино-операции, гидравлический разрыв пласта (ГРП) – 90 скважино-операций, физико-химические методы ОПЗ – 155 скважино-операций, потокоотклоняющие технологии – 64 скважино-операции, оптимизация работы скважин (ИДН) – 165 скважино-операций.

Общая эффективность методов интенсификации по перечисленным видам без учета переходящего эффекта составила 780 тыс.т (или 46 % от всей дополнительной нефти). К числу основных работ по интенсификации добычи нефти можно отнести бурение бокового ствола, прирост добычи нефти по которым составил 436 тыс.т.

Кроме вышеперечисленных работ, на месторождении проводится комплекс мероприятий, направленных на улучшение состояния фонда скважин, к таким мероприятиям относятся: возвраты скважин на другие горизонты (ПВЛГ) – 197 скважино-операций; перфорационные методы (дострелы, перестрелы, приобщения пластов) – 401 скважино-операция; ремонтно-изоляционные работы (РИР) – 144 скважино-операций; ввод скважин из бездействия – 48 скважино-операций, ликвидации аварий - 27 скважино-операций.

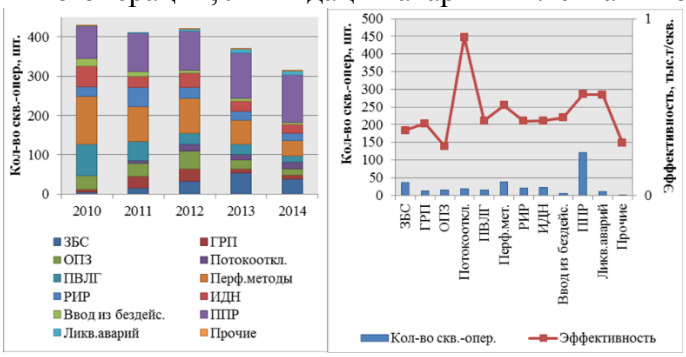


Рисунок 1 – Динамика ГТМ и эффективность по видам

Всего выполнено 817 скважино-операций, суммарный прирост добычи нефти составил 669 тыс.т (или 39 %).

Также на месторождении в период 2010-2014 гг. проводились планово-предупредительные ремонты (518 скважино-операций) и прочие сопутствующие мероприятия (6 скважино-операций), дополнительно получено нефти 250 тыс.т (15 %).

Динамика проведенных геолого-технических мероприятий на нефтегазоконденсатном месторождении в 2010-2014 гг. приведена на рисунке 2, а распределение прироста добычи нефти от проведенных мероприятий – на рисунке 3.

Таблица 2 – Результаты проведенных ГТМ в 2010-2014 гг.

Мероприятие	2010			2011			2012			2013			2014			Всего	
	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект, тыс.т/скв.	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект, тыс.т/скв.	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект, тыс.т/скв.	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект, тыс.т/скв.	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект, тыс.т/скв.	Кол-во, скв.-опер.	Доп. добыча нефти, тыс.т
ГС	0	0	0	3	19	6,3	0	0	0	7	68	9,6	7	48	6,8	17	134
ЗБС	4	24	6,0	15	40	2,7	33	153	4,6	53	205	3,9	37	109	2,9	142	531
ГРП	8	4	0,5	29	50	1,7	31	43	1,4	10	11	1,1	12	18	1,5	90	126
ОПЗ	34	11	0,3	33	9	0,3	45	12	0,3	29	9	0,3	14	4	0,3	155	45
Потокоотклон.	0	0	0,0	8	10	1,3	17	7	0,4	20	22	0,0	19	17	0,0	64	56
ПВЛГ	81	130	1,6	48	48	1,0	28	30	1,1	25	14	0,6	15	6	0,4	197	228
Перф.методы	122	75	0,6	90	80	0,9	90	72	0,8	61	43	0,7	38	19	0,5	401	289

РИР	24	10	0,4	49	18	0,4	27	21	0,8	24	9	0,4	20	8	0,4	144	66
ИДН	53	43	0,8	28	30	1,1	37	26	0,7	25	23	0,9	22	9	0,4	165	131
Ввод из бездейс.	18	29	1,6	11	11	1,0	7	1	0,1	7	14	2,0	5	2	0,4	48	57
ППР	83	37	0,4	98	55	0,6	100	38	0,4	116	36	0,3	121	69	0,6	518	235
Ликв.аварий	2	1	0,5	1	3	3,0	4	1	0,3	10	18	1,8	10	6	0,6	27	28
Прочие	1	0	0,0	0	0	0,0	2	14	7,0	2	1	0,5	1	0	0,3	6	15
Всего ГТМ	**430**	**364**	**0,8**	**413**	**373**	**0,9**	**421**	**418**	**1,0**	**389**	**472**	**1,2**	**321**	**316**	**1,0**	**1974**	**1942**

Далее представлен анализ бурения ГС и выполненных ГТМ за период 2010-2014 гг. Дополнительная добыча нефти по таким видам, как ЗБС и ГРП проанализирована с учетом переходящего эффекта, так как данные виды ГТМ имеют большую продолжительность эффекта.

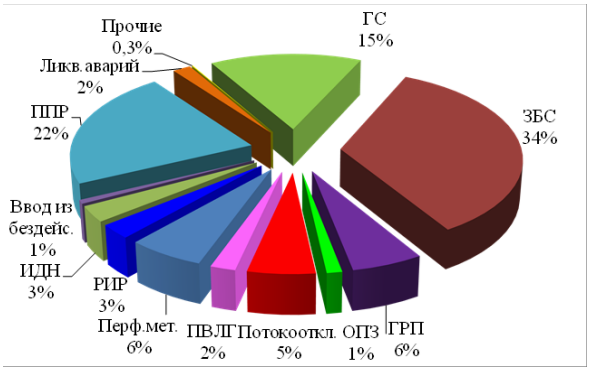


Рисунок 2 – Распределение прироста добычи нефти по видам ГТМ

Для более детального анализа эффективности методов интенсификации рассмотрю опыт применения гидравлического разрыва пласта (ГРП). На анализируемом месторождении за период 2010-2014 гг. было выполнено 90 скважино-операций ГРП, что превысило плановый показатель (85 операций). Суммарная дополнительная добыча нефти от этого метода за указанный период составила 126 тыс. т (таблица 2).

Анализ динамики проведения ГРП (рисунок 3) показывает, что пик активности пришелся на 2011-2012 гг., когда было выполнено 29 и 31 операция соответственно, после чего последовал спад до 10-12 операций в год. Это связано как с уменьшением количества подходящих скважин-кандидатов, так и с геологическими особенностями месторождения: высокой расчлененностью пластов, риском прорыва воды из-за близости водонасыщенных коллекторов и проблемой выноса песка в рыхлых коллекторах группы ПК.

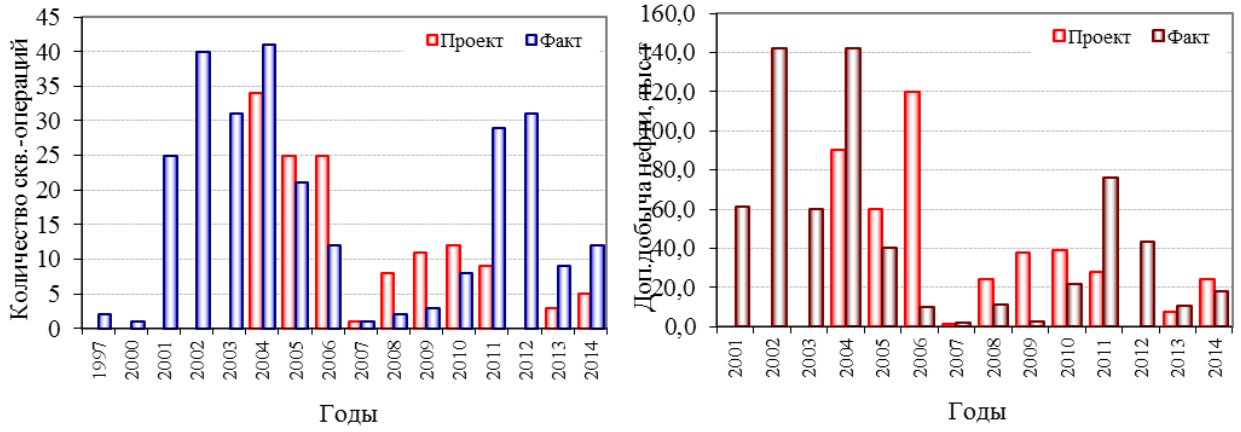


Рисунок 3 - Динамика количества скважино-операций ГРП и дополнительной добычи нефти за историю применения

Эффективность ГРП оценивается по нескольким параметрам. В среднем по месторождению дебит нефти после проведения ГРП увеличился в 2,2 раза (с 9,4 до 20,2 т/сут) при росте обводненности с 38% до 50% (рисунок 4). Продолжительность эффекта варьируется от 3 до 27 месяцев, составляя в среднем 9 месяцев, однако эта величина может

быть занижена из-за проведения последующих ГТМ на тех же скважинах.

Анализ повторных ГРП, выполненных в 2012-2014 гг. подтвердил их более низкую эффективность по сравнению с первичными операциями. Кратность прироста дебита нефти после первичного ГРП составляла в среднем 2,2 раза, тогда как после повторного — только 1,6 раза (рисунок 5). Это объясняется различными механизмами: первичный ГРП создает новые трещины, вовлекая в разработку ранее не дренируемые зоны, а повторный чаще служит для очистки призабойной зоны.

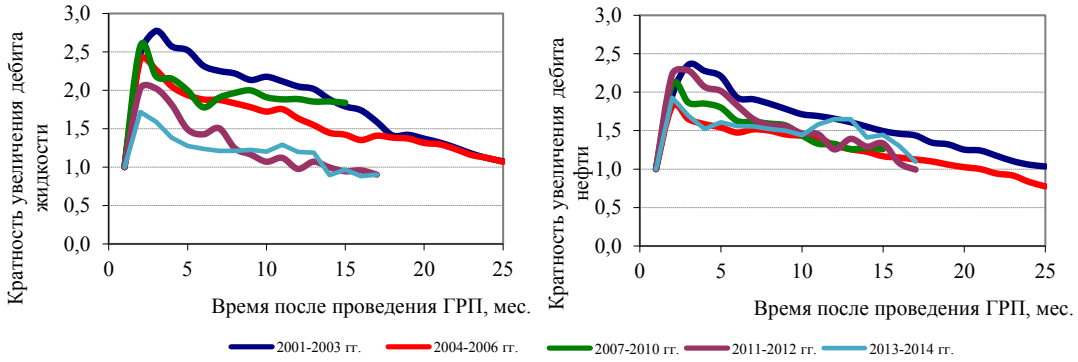


Рисунок 4 - Кратность увеличения дебита после ГРП

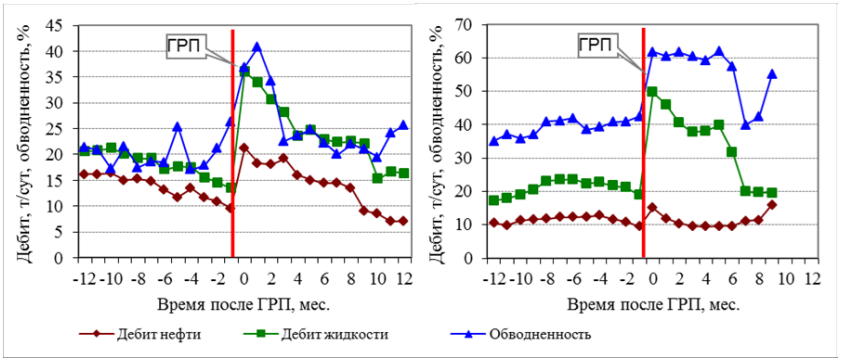
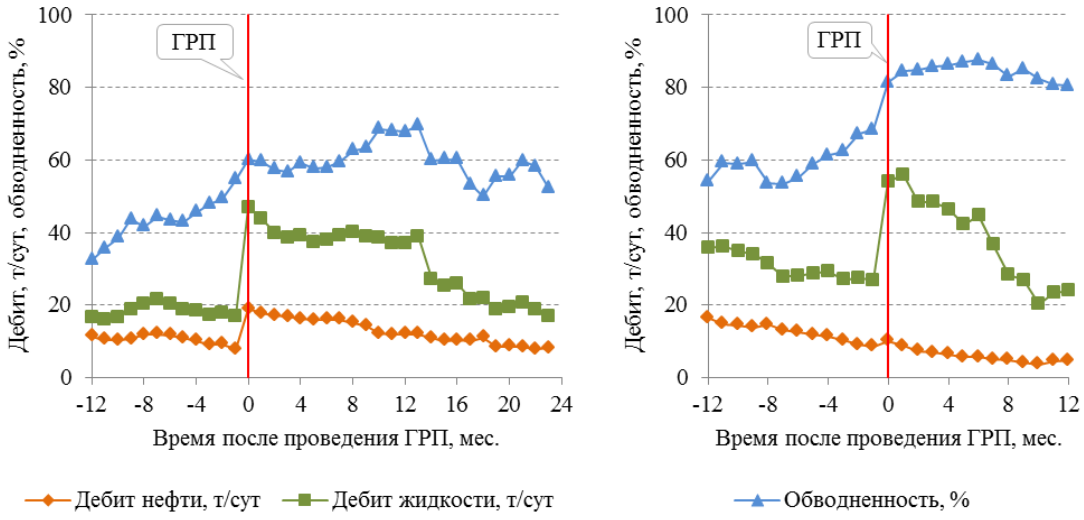


Рисунок 5 - График разработки по скважинам с повторными ГРП.

Важным фактором успешности ГРП является правильный подбор скважин-кандидатов. Анализ операций 2012-2014 гг. (33 скважины, где проводился только ГРП) позволил выделить две группы (рисунок 6):

1. С положительным эффектом (16 скважин), кратность прироста дебита нефти составила 2,4 раза (с 7,7 до 18,8 т/сут) при незначительном росте обводненности (с 55% до 60%).

2. С отрицательным эффектом (17 скважин), прирост дебита был минимальным (с 8,5 до 10,1 т/сут), а обводненность резко выросла (с 68% до 81%). Основными причинами стали прорыв пластовых или нагнетаемых вод из-за малой толщины глинистых перемычек или негерметичности цементного камня.



а) скважины с положительным эффектом б) скважины с отрицательным эффектом

Рисунок 6. – График разработки по скважинам с ГРП 2012-2014 гг

Conclusion (Выводы)

Таким образом, детальный анализ применения ГРП на месторождении показывает его высокую потенциальную эффективность, но подчеркивает критическую важность тщательного геологического обоснования выбора скважин и проведения предварительных ремонтно-изоляционных работ (РИР) для минимизации рисков обводнения и достижения максимального технологического эффекта.

Проведенный комплексный анализ геолого-технических мероприятий на нефтегазоконденсатном месторождении за период 2010–2014 гг. подтверждает, что в условиях падающей добычи и высокой обводненности применение методов интенсификации является необходимым условием для рентабельной выработки остаточных запасов.

Список использованных источников:

1) Влияние гидродинамических свойств пласта на эффективность разработки нефтегазоконденсатных месторождений / Д. Г. Яловега, А. К. Мурадян, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. - С. 737-742.

2) Исследование геометрии трещин при гидроразрыве пласта / Д. Г. Яловега, Б. Нуреддин, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. - С. 732-737.

3) Практическая подготовка к дисциплине разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов, Э.М. Альмухаметова, А.К. Мурадян, Д.Г, Яловега // Актуальные вопросы высшего образования - 2024: сборник трудов Международной научно-практической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – 31-35с.

4) Особенности применения гидроразрыва пласта / В.В. Павлов, Д.Г. Яловега, Б. Нуреддин, Ю.Х.Ю. Аль-Драйсави // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – с. 530-534.

5) Анализ применения гидроразрыва пласта на месторождении / Д.Г. Яловега // материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – с. 306-310.

6) Исследование влияния гидравлического разрыва пласта на интенсификацию добычи нефти в скважинах с горизонтальным окончанием / А. Н. Мухаметов, В. Е. Русак, А. А. Гиззатуллина, Р. Р. Хуснутдинова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. - Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. - С. 375-381.

7) Исследование работы газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации / Р. А. Гилязетдинов, Р. Ф. Хуснутдинов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти, Октябрьский, 22-23 апреля 2022 года. - Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. - С. 11-16. EDN: KUTDBE

8) Вычисление начального капиллярного давления и максимального радиуса порового канала на основе лабораторных капилляриметрических исследований / Л. С. Кулешова, М. О. Михайлов, Р. Р. Хуснутдинова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22-23 мая 2024 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. - С. 206-212. EDN: QHIGTF

9) Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22-23 мая 2024 года. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. - С. 28-32. EDN: OTWAMZ

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ САМОПОЛИМЕРИЗУЮЩЕЙСЯ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Л.Д. Авзалов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)
Э.Р. Садыкова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. В процессе сооружения нефтяных и газовых скважин одним из наиболее сложных и часто встречающихся технологических нарушений является потеря циркуляции буровых и тампонажных растворов, обусловленная их уходом в продуктивные пласты. Минимизация расходов, связанных с борьбой с поглощениями, выступает ключевым резервом для улучшения технико-экономических показателей буровых работ. Статистика свидетельствует, что на долю ликвидации данного вида осложнений приходится порядка трех четвертей (75%) всех финансовых потерь, вызванных нарушением технологического процесса. В представленной работе рассматривается опыт применения самополимеризующегося состава MEX-RASER в качестве метода изоляции зон поглощения

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, материалы для ликвидации поглощений

UDC 622.24

APPLICATION OF A SELF-POLIMERIZING SYSTEM TO ELIMINATE ABSORPTION OF FLUSHING LIQUIDS

L.D. Avzalov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. GBZ-20-11)
E.R. Sadykova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, Senior Lecturer)

Abstract. In the process of constructing oil and gas wells, one of the most complex and frequent technological violations is the loss of circulation of drilling and plugging solutions due to their leakage into productive formations. Minimizing the costs associated with the control of absorptions is a key reserve for improving the technical and economic performance of drilling operations. Statistics show that the elimination of this type of complication accounts for about three-quarters (75%) of all financial losses caused by technological violations. This paper presents the experience of using the MEX-RASER self-polymerizing composition as a method for isolating absorption zones.

Keywords: mud loss, mud loss control materials

Introduction

В современном строительстве нефтяных и газовых скважин проблема ликвидации катастрофических поглощений стоит особенно остро, поскольку напрямую влияет на увеличение временных и финансовых затрат. Результаты опытно-промышленных испытаний подтверждают, что необходимый объем материалов для строительства скважины напрямую диктуется закупоривающей способностью бурового раствора.

Закупоривающие свойства (кольматирующая способность) являются одним из главных технических параметров, определяющих итоговую стоимость объекта. Учитывая, что затраты на промывочную жидкость могут составлять до половины бюджета скважины, оптимизация этого показателя выходит на первый план. Типовыми материалами для ликвидации поглощений при бурении служат кольматанты – например, дробленая ореховая скорлупа, древесные опилки или мука. Примечательно, что в этом качестве часто

используются отходы различных производств, что добавляет процессу элемент ресурсосбережения.

Особого внимания заслуживают частные случаи бурения в зонах с высокой раскрытостью поглощающих каналов. Когда ширина трещин или размер каверн превышает максимально доступный размер частиц кольматанта (даже с учетом возможности применения крупнодисперсных смесей с размерами частиц до 5000 мкм), стандартные методы изоляции становятся неэффективными

В таких условиях даже значительное увеличение концентрации кольматанта и объемов закачиваемого изоляционного состава не позволяет сформировать устойчивый кольматационный экран.

Помимо традиционных методов физической кольматации, которые демонстрируют переменную эффективность в зависимости от геологических условий, на практике активно применяются альтернативные технологии. Наиболее перспективным и распространенным решением сегодня является использование так называемых «сшитых составов» (или вязкоупругих систем). Их особенность – способность к регулируемому фазовому переходу из жидкого состояния в твердое (или высокоэластичное гелеобразное) под воздействием определенных термобарических условий либо с заданной временной отсрочкой.

Компанией ООО «АКРОС» была разработана самополимеризующаяся система для ликвидации поглощений буровых промывочных жидкостей MEX-RASER.

Продукт MEX-RASER сконструирован как интеллектуальная химическая система, состоящая из двух функциональных частей. Первая часть (реагент А) – это модифицированный полимер с развитой системой боковых заместителей, которые повышают его способность к межмолекулярному взаимодействию. Вторая часть (реагент В) – это активатор поликонденсации, работающий в узком температурном коридоре. При смешивании компонентов образуется вязкоупругая жидкость с регулируемым временем жизни. Особенность системы заключается в том, что скорость сшивки макромолекул экспоненциально возрастает при нагреве выше критической температуры (обычно +40...+50°С). В результате в порах и трещинах породы формируется пространственно-сшитый полимер с высокой механической прочностью и устойчивостью к динамическим нагрузкам. Такие составы также демонстрируют повышенную адгезию к горной породе и устойчивость к агрессивным средам.

Функционирование композиции MEX-RASER базируется на концепции саморегулирующегося реагирования на геологические условия. Процесс изоляции реализуется в три последовательные стадии. На первом этапе, благодаря изначально низкой вязкости, состав под воздействием создаваемого перепада давления внедряется в структуру породы, оккупируя как мельчайшие поры, так и магистральные каналы утечки. Далее, при достижении аномальной зоны с повышенной температурой, инициируется химическая реакция: термочувствительный компонент запускает процесс образования полимерных связей. Завершающей фазой является кристаллизация объемной сетчатой структуры, которая приобретает высокие показатели механической жесткости и надежно блокирует пути фильтрации.

Основные технические характеристики MEX-RASER представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики MEX-RASER

Наименование	Значение
Плотность, г/см^3	1,02-1,05
Вязкость, сП	20-35
pH	6,5-7,5
Время потеря текучести при 50 ℃, мин	40-50
Прочность на сжатие после отвердения, МПа	3,5-4,2

С целью оценки термического влияния пластовых условий на кинетику структурообразования, в испытательной лаборатории ООО «АКРОС» была проведена серия

экспериментов в условиях, имитирующих температуру продуктивного горизонта. В ходе лабораторных исследований регистрировали изменение скорости отверждения полимерной системы при различных температурных режимах, соответствующих реальным условиям эксплуатации скважины (рисунок 1).

По результатам замеров, сохранение температуры приготовления смеси на уровне ниже +30°С позволяет удерживать ее в текучем состоянии в течение 12 часов, благодаря чему возможна беспрепятственная закачка в зону проведения работ. Прогрев окружающей среды до +42°С и выше инициирует старт полимеризации: в частности, при нагреве до +50°С интервал схватывания составляет от 40 до 50 минут. Экспериментально установлено, что скорость отверждения разработанной полимерной системы возрастает с увеличением забойной температуры.



Рисунок 1 – Лабораторные испытания системы для ликвидации поглощений

Регулирование концентрации активатора в составе смеси позволяет контролировать кинетику структурообразования и адаптировать технологический процесс к термобарическим условиям конкретной скважины. Базовый состав материала рассчитан на применение в интервалах с пластовой температурой выше +45 °С; при более низких температурах инициирование реакции полимеризации в штатной конфигурации не происходит.

Промысловые испытания системы в условиях фаменского яруса подтвердили её технологическую эффективность. Зафиксировано устойчивое снижение интенсивности поглощения промывочной жидкости, что позволило сократить расход материально-технических ресурсов при строительстве скважины.

Conclusion

Геологический разрез Верхне-Шапшинского месторождения характеризуется наличием зон интенсивного поглощения бурового раствора, что создаёт основные осложнения при проходке. С учетом положительных результатов, полученных при испытаниях состава MEX-RASER, его применение для изоляции зон поглощения на данном месторождении представляется технологически обоснованным. Ожидается, что использование данной технологии позволит сократить сроки ликвидации поглощений и уменьшить непроизводительный расход буровых растворов.

Список использованных источников:

1. Попов С.В., Сапожников Д.А., Ряховский А.В. Новые подходы и системы ликвидации поглощений в Урало-Поволжском регионе: Бурение-Нефть, 2025 г.

2. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, 2002.

3. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.

4. Садыкова Э. Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э .Р. Садыкова, Р. Р. Шарифуллина, И. А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453

УДК 622.24.056

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕМПФИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

И.М. Алимгузин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)
Т.Д. Дихтярь
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Несмотря на большой накопленный опыт строительства наклонно-направленных скважин, бурение сложных профилей будет сопровождаться рядом проблем. Возникающие большие силы трения содействуют неравномерности передачи осевой нагрузки на долото и, соответственно, снижению механической скорости проходки. При применении специальных наддолотных приспособлений, имеется возможность существенно сократить силы трения бурильной колонны о стенки скважины.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, бурильная колонна, силы трения, осевая нагрузка, корректор подачи-демпфер.

UDC 622.24.056

APPLICATION OF DAMPING DEVICES IN WELL DRILLING

I.M. Alimguzin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
T. D. Dikhtyar
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Associate Professor)

Abstract. Despite extensive experience in directional well construction, drilling complex profiles poses a number of challenges. The resulting high friction forces contribute to uneven axial load transfer to the bit and, consequently, a reduction in the rate of penetration. Using specialized near-bit attachments, it is possible to significantly reduce the friction between the drill string and the borehole walls.

Keywords: directional well, drill string, friction forces, axial load, feed corrector-damper.

В настоящее время большая часть пробуренных скважин на нефть и газ являются наклонно-направленными или горизонтальными. При бурении таких скважин на участках набора или падения параметров кривизны буровики неизбежно сталкиваются с рядом проблем, одна из которых - возникающие большие силы трения при контакте бурильной колонны со стенками скважины, что приводит к неравномерности передачи осевой нагрузки на долото и негативно влияет на проводку скважины (рисунок 1)

Для минимизации сил трения в процессе бурения скважин разрабатываются новые и совершенствуются используемые технические средства и технологические процессы [1]. В

частности, производится подбор компоновок бурильного инструмента, оптимизация профилей, геонавигации проводки ствола скважины. Проводится оценка влияния сил адгезии в общем балансе сил сопротивления движению инструмента в открытом стволе скважины [3], повышаются смазочные и триботехнические свойства применяемых промывочных жидкостей [4-6]

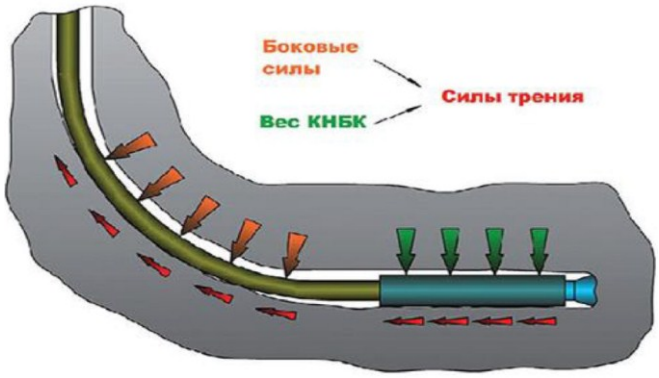


Рисунок 1 – Силы трения, возникающие в процессе направленного бурения

На рисунке 2 показано отношение кинематического коэффициента трения $\mu_к$ к коэффициенту трения покоя μ_0 от частоты и амплитуды виброперемещений [1].

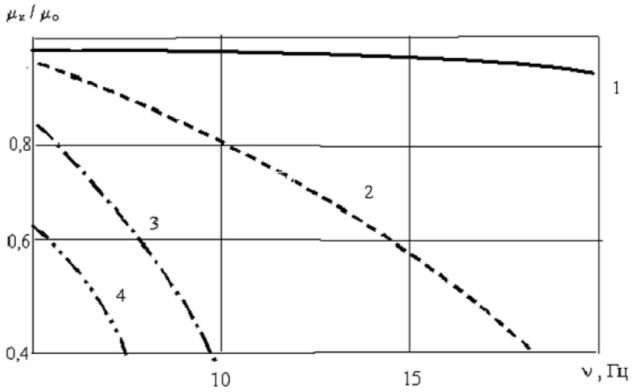


Рисунок 2 – Влияние частоты продольных колебаний на коэффициент трения

По результатам ранее проведенных теоретических исследований (представлены на рисунке 2) следует, что при использовании дополнительно продольных виброперемещений колонны, можно на нескольких десятков процентов уменьшить коэффициенты трения замков колонны о стенки ствола скважины. Из этого допускается вывод, что при применении специальных наддолотных приспособлений можно существенно сократить силы трения бурильной колонны.

В данной статье для преодоления вышеперечисленных проблем рассмотрим устройство под названием корректор подачи-демпфер (КПД) производства компании ООО НПП «БУРИНТЕХ» (г.Уфа). Корректор типа КПД используется с целью обеспечения равномерного нагружения долота осевой нагрузкой, а также для демпфирования осевых и крутильных нагрузок, действующих на долото во время бурения [6,7].

Устанавливается КПД над забойным двигателем или телесистемой, в которой во время бурения скважины на шпинделе возникает осевая сила подачи, тем самым позволяющая добиться равномерной осевой нагрузки на долото и прохождения сил трения КНБК о стенки скважины.

Ниже приведён график зависимости осевой силы подачи-демпфирования от перепадов давлений в элементах КНБК ниже прибора (рисунок 3) [6].

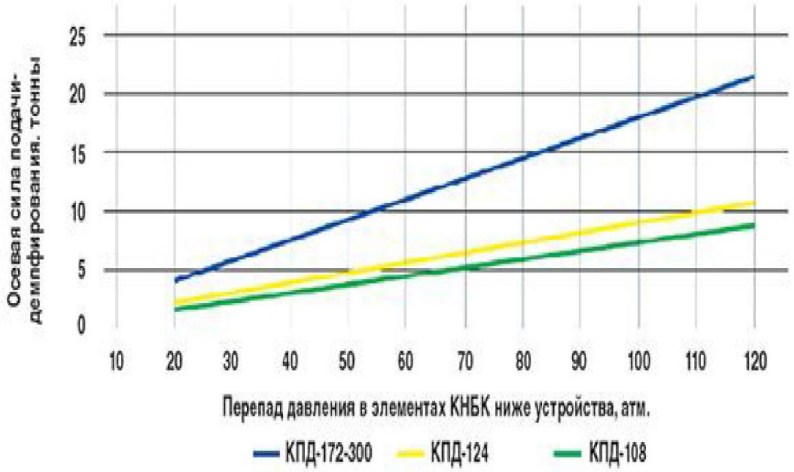


Рисунок 3 – График зависимости осевой силы подачи-демпфирования от перепадов давлений в элементах КНБК ниже устройства

Был проведён относительный тест скважин, в одной из них была пробурена сборкой, включающей корректор подачи-демпфер, а во второй сборкой без корректора подачи-демпфера. Результаты показали [8], что использование КПД позволило увеличить среднюю скорость механического бурения на 25 % (рисунок 4).

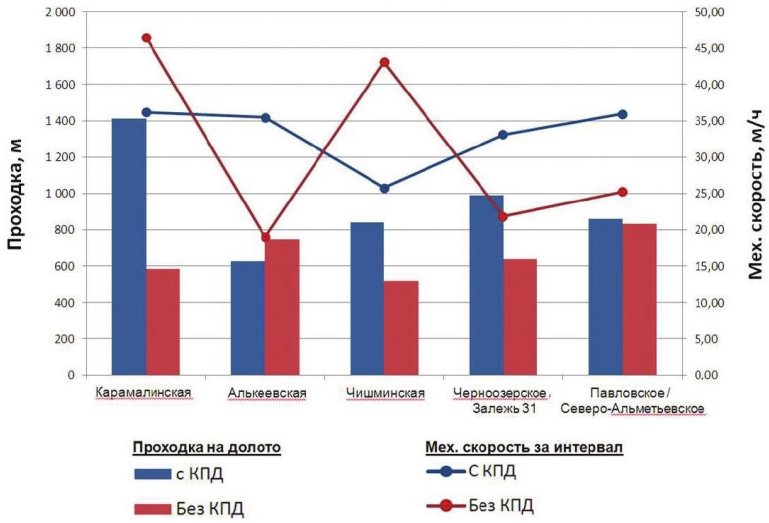


Рисунок 4 – Бурение длительных участков с набором параметров кривизны согласно утвержденному профилю скважины

Таким образом, промысловыми испытаниями доказано, что корректор подачи-демпфер хорошо справляется и равномерно нагружает породоразрушающий инструмент осевой нагрузкой и демпфирует осевые нагрузки, действующие на долото в процессе бурения.

Список использованных источников:

1 Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 62-70.

2 Изучение геометрических характеристик структуры адгезионной связи в системе «металл – фильтрационная корка» для различных типов буровых растворов / И. Ф. Салихов, В. Г. Конесев, Т. Д. Дихтярь, Я. Цювей // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 357-362.

3 Исследование и разработка средств улучшения показателей триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей / А. М. Фролов, Т. Д. Дихтярь, В. П. Пурин, Т. Р. Нуриев, В. Г. Конесев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. – С. 378-382.

4 Патент № 2744890 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Смазочная добавка для буровых промывочных жидкостей на водной основе: № 2020128848: заявл. 31.08.2020: опубл. 16.03.2021 / Хафизов А. Р., Янгиров Ф. Н., Дихтярь Т. Д., Яхин А. Р., Ибатуллин А. С.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: https://www1.fips.ru (дата обращения: 15.04.2022).

5 Патент № 2823633 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Реагент комплексного действия для буровых растворов на водной основе: № 2 2023115092: заявл. 07.06.2023: опубл. 26.07.2024 / Исмаков Р. А., Конесев В. Г., Янгиров Ф. Н., Дихтярь Т. Д., Жорже-Виейра А. В., Ибрагимов Д. Ф.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 15.03.2026).

6 Ишмуратов И.Р. Корректор подачи-демпфер производства ООО НПП «БУРИНТЕХ» И.Р. Ишмуратов, Д.С. Гиниятов / «Бурение и нефть», – № 12, – 2014. – С. 36-38.

7 Компания ООО НПП «БУРИНТЕХ» / Электронный ресурс: https://burintekh.ru/.

8 Ишбаев Г.Г. Корректор подачи-демпфер и протектор забойный производства ООО НПП «БУРИНТЕХ» / Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Ишбаев, А. Г. Балута, С.Ю. Вагапов, И.Р. Ишмуратов, Ш.И. Альмухаметов, Д.С. Гиниятов / «Бурение и нефть», – №12, – 2014. – С. 49-52.

УДК 622.24

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ АБТС-ЭМ

И.И. Ахметвалеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Для получения данных и управление за траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин в процессе бурения с использованием для передачи информации того или иного беспроводного канала связи является важным вопросом в строительстве нефтегазовых скважин. Системы позволяющие получать всю необходимую информацию для проводки скважины в режиме реального времени называют телеметрическими системами. Телеметрическая система АБТС-ЭМ производства ООО «БИТАС» основана на применении электромагнитного беспроводного канала связи.

Ключевые слова: бурение скважины, профиль скважины, телеметрическая система АБТС-ЭМ, электромагнитный канал связи.

UDC 622.24

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE ABTS-EM TELEMETRY SYSTEM

I.I. Akhmetvaleev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
A.Kh. Gabzalilova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Obtaining data and controlling the wellbore trajectory of directional and horizontal wells during drilling using a wireless communication channel is an important issue in oil and gas well construction. Systems that provide all the necessary information for well drilling in real time are called telemetry systems. The ABTS-EM telemetry system, manufactured by BITAS LLC, is based on the use of an electromagnetic wireless communication channel.

Keywords: well drilling, well profile, ABTS-EM telemetry system, electromagnetic communication channel.

Оборудование телеметрическое скважинное типа АБТС-ЭМ которое производится отечественной компанией в г.Самара используется в нефтедобывающей промышленности и предназначена для получения данных при оперативном управлении траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин в процессе роторного бурения и бурения гидравлическими забойными двигателями.

Этот тип ТС (телесистема) используется при бурении в следующих операциях :

- измерение положения ствола скважины, положения КНБК, зенит и азимут;
- ориентация отклонителя в процессе бурения для изменения положения ствола скв;
- в целях измерения гамма излучения пробуриваемых пород в реальном времени;
- измерение величины температуры на забое;
- измерение вибрационных нагрузок, осевых, тангенциальных.

АБТС-ЭМ используется при бурении скважин в породах, которые не имеют магнитных аномалий, в противном случае использование этой ТС невозможно.

Разница характеристик устройства ТС АБТС-ЭМ от технических характеристик аппаратуры скважинной с электромагнитным каналом связи других вариантов конструктивного исполнения выявляются применяемым в аппаратуре АБТС-ЭМ вариантом конструктивного исполнения модуля электронного скважинного – модулем МЭС-45ЭМ и схемой его электропитания:

− Схема питания сигнальной цепи и цепи питания электроники – общая

− Общая характеристика МЭС и источника его питания (генератора):

Технически данная телесистема состоит из следующих элементов:

- оборудование находящееся непосредственно в скважине ;
- оборудование на поверхности, устье.

Телесистема в сборе является частью компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и делится на две части, а именно:

- трубы немагнитные из специального сплава;
- труба немагнитная с разделителем .

Приборы скважинные аппаратуры разных порядковых номеров разработки и разных типоразмеров имеют разную конструкцию. Описание отличительных особенностей приборов скважинных аппаратуры скважинной разных ВКИ приведено в дополнительных РЭ.

Скважинный прибор АБТС-ЭМ-172 представлен на рисунке 1.

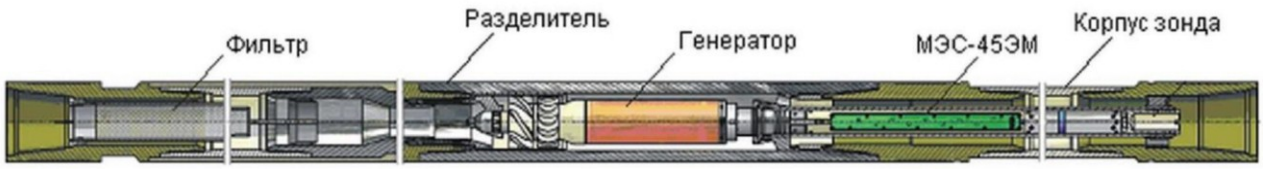


Рисунок 1 – Скважинный прибор АБТС-ЭМ-172

Наземное оборудование АБТС-ЭМ, кроме комплекта наземного оборудования для аппаратуры скважинной общего и комплекта наземного оборудования для аппаратуры скважинной с электромагнитным каналом связи общего, включает комплект инструмента и принадлежностей АБТС-ЭМ общий, а также комплекты инструмента и принадлежностей для того или иного варианта конструктивного исполнения аппаратуры скважинной АБТС-ЭМ .

В зависимости от варианта комплектации аппаратуры генераторами, в комплект наземного оборудования включается тот или иной комплект инструмента и принадлежностей для обслуживания генератора.

Трубы немагнитные предназначены для разделения и изоляции телесистемы от основной части труб, имеющих магнитное поле, которое влияет на качество работы телесистемы. Вторая важная функция удлинителей – уменьшение изгибной жесткости прибора скважинного и, соответственно, величины изгибающего момента, действующего на зонд прибора скважинного при бурении в криволинейных скважинах (достигается благодаря наличию разгрузочных проточек на наружной поверхности удлинителей).

Несмотря на существенные отличия в конструкции зондов аппаратуры АБТС-ЭМ разных ВКИ, работа зондов, методы их обслуживания и применяемые при этом инструмент и материалы в основном идентичны или очень похожи.

Разделитель необходим для разобщения электромагнитных полей бурильной колонны и КНБК. Конструктивно реализован в виде резьбового соединения с прокладкой из диэлектрика.

Кожух МЭС-45ЭМ может входить в состав разных сборочных единиц зонда (в зависимости от ВКИ прибора скважинного: в состав разделителя, в состав корпуса зонда, в состав секции кабельной). Кожух МЭС-45ЭМ представляет собой патрубок наружным диаметром 45 мм и внутренним диаметром 36+0,1 мм из титанового сплава ВТ6С (ASTM B 861-05 GR 23). Внутренняя полость кожуха предназначена для размещения в ней модуля электронного скважинного МЭС-45ЭМ.

Электрогенератор в данной ТС необходим для обеспечения питанием элементов модуля, приводится в движение потоком жидкости бурового раствора.

Телесистема представленная в виде модуля МЭС предназначена для записи и передачи данных на поверхность.

Основные технические характеристики модуля МЭС-45ЭМ приведены в паспорте на модуль и обеспечивают получение технических характеристик аппаратуры скважинной, приведенных в РЭ общая часть. Технические характеристики модуля МЭС-45ЭМ, не приведенные в РЭ общая часть, приведены ниже:

− Мощность, потребляемая электроникой МЭС, Вт, не более 3

− Напряжение на входе в блок питания цепей электроники, В:

• Амплитудное / среднее, не более 90 / 63

• Действующее, не менее 5

− Ток излучения номинальный, А 30

− Напряжение излучения номинальное, В 10

− Мощность излучения номинальная, Вт 200

− Ток излучения, приводящий к переходу МЭС в режим ограничения, А:

− Длина, мм, не более 1800

− Масса, кг, не более 3

Примечание. Номинальные параметры излучения обеспечиваются при питании МЭС генератором, работающим с номинальной частотой вращения.

В верхней части МЭС-45ЭМ расположен радиатор на верхнем торце которого размещен соединитель (вилка 2РМДТ24Б10Ш5А1В), через который МЭС соединяется с соединителем генератора или кабельной секции. Для правильной ориентации МЭС при соединении с кабельной секцией служит паз-ориентатор шириной 8 мм.

Кабельная секция – составная часть зонда в некоторых вариантах конструктивного исполнения приборов скважинных с электромагнитным каналом связи. Состоит из кабеля и

кожуха МЭС. Необходимость установки фильтра очистки бурового раствора обусловлена вероятностью повреждения ТС мусором. Применяется в типоразмерах приборов скважинных 120 мм и менее.

Оборудование телесистемы на поверхности состоит из персонального компьютера, устройства переговорного, устройства приемного, принадлежностей, сменных частей, запасных частей, материалов и др. Дополнительно в наземное оборудование может входить табло бурильщика малое ТБМ или табло бурильщика универсальное ТБУ.

Приемное устройство входящее в состав наземного оборудования предназначено для декодирования сигнала от ТС с последующим поступлением информации на ПК

Вышеперечисленное оборудование предназначено для приема данных с забоя скважины от ТС, их обработку для хранения и визуализации компьютером посредством программы «Стрела», а также для оперативной связи дежурного оператора с буровой бригадой.

Переговорное устройство ПУ-05 (рисунок 1.3.4) или ПУ-05-01 (упрощенный вариант ПУ-05) предназначено для обеспечения двусторонней связи между оператором и руководителем буровой бригады на буровой в условиях повышенного шума.



Рисунок 2 – Переговорное устройство ПУ-05

Громкоговоритель ПУ расположен на роторной площадке буровой в непосредственной близости от рабочего места руководителя буровой бригады.

Остальная часть переговорного устройства располагается на рабочем месте оператора.

На антенны ПСВГ ведется приём электрического сигнала, передаваемого прибором скважинным. Антенны представляют собой металлические штыри, предназначенные для вбивания в грунт. Антенны снабжены клеммами, предназначенными для их подключения к УПМ (Рисунок 3) при помощи кабелей.



Рисунок 3 – УПМ-05

Для улучшения взаимодействия между оператором телеметрической системы и руководителем буровой бригады на роторной площадке дополнительно может применяться табло бурильщика ТБУ (Табло бурильщика универсальное) или ТБМ (Табло бурильщика малое). Табло бурильщика универсальное ТБУ служит для визуального наблюдения инклинометрических параметров, поступающих от телеметрической системы, на буровой площадке. При наличии в партии технологического модуля ТМ «Фрегат» на ТБУ дополнительно выводится технологическая информация с датчиков ТМ Фрегат, что позволяет повысить оперативность управления буровой колонной



Рисунок 4 – Технологический модуль ТМ «ФРЕГАТ»

Модуль «ФРЕГАТ» необходим для обеспечения передачи информации на ПК, таких как:

- положение Крон-блока, вес колонны, нагрузка, давление бурового раствора.
- определение происходящих операций в реальном времени.
- уведомления о критичных параметрах.
- формирование базы данных всего бурения скважины.

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает прием и обработку информации от забойных телеметрических систем. ПО устанавливается на персональных компьютерах, входящих в состав наземного оборудования, и позволяет оператору осуществлять проводку скважины по заданной траектории.

Для работы со всеми телеметрическими системами производства ООО БИТАС используется программа «Стрела»®. Требования к компьютеру, необходимому для работы программы, а также особенности ее работы, приведены в документации на инсталляционном диске, входящим в комплект поставки.

Рассмотренная выше телесистема АБТС-ЭМ позволяет достичь основных целей бурения скважин, а именно достижение точки входа в продуктивный пласт, контроль и постройка запланированного профиля скважины.

Имеются ограничения, влияющие на качество принимаемого сигнала. Эксплуатационные ограничения такого рода для аппаратуры скважинной с электромагнитным каналом связи:

− Минимальное расстояние между буровыми при одновременной работе телесистем с электромагнитным каналом связи должно быть не менее 1000 м.

− Уровень помех в полосе принимаемого сигнала не должен превышать уровень рабочего сигнала.

− Проводимость разбуриваемой породы (разбуриваемый пласт) должна быть не менее 0,001 См/м и не более 1 См/м

− Средневзвешенная проводимость породы (по всем пластам от забоя до поверхности) должна быть не менее 0,001 См/м и не более 0,3 См/м

− Геологические среды, при бурении которых используется аппаратура скважинная, не должны иметь магнитных аномалий.

В заключении можно отметить, что аппаратура телеметрическая бескабельная имеет ряд неоспоримых преимуществ в современном бурении, таких как высокая скорость передачи данных на поверхность, относительная простота и дешевизна конструкции по сравнению с гидроканальным каналом связи, отсутствие зависимости от состава и качества бурового раствора.

К недостаткам можно отнести ограничение вертикальной глубины бурения и отсутствие прохождения сигнала через некоторые виды пород.

Список использованных источников:

1 Нескоромных, В. В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин: учебник / В. В. Нескоромных. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2020. – 410 с.

2 Технология сопровождения строительства скважин / К.В. Торопецкий, Н.К. Каюров, В.Н. Еремин, Э.Е. Лукьянов, В.Н. Ульянов, Г.В. Шевцов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 12. – С. 4–15.

3 Аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная БТС, АБТС-ЭМ. Руководство по эксплуатации БНКМ.100000.000 РЭ. Ред. июнь 2017 // ООО «БИТАС»: – Самара, – 2017. – 91 с.

4 Аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная АБТС-ЭМ // [Электронный ресурс]: https://bitas.ru/ (дата обращения 17.03.2026 г.).

УДК 622.276.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА ЮЖНО-ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

П.А. Багаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. Гбз-20-11)

Аннотация. Статья посвящена применению винтового забойного двигателя без угла перекоса при бурении скважин. С целью успешного развития экономики нашей страны необходимо повышать качество технологии буровых работ. С целью решения данной задачи необходимо увеличивать показатели развития технологии бурения и повышать практическое применение данных технологий. Перед управлениями буровых работ стоит первоочередная задача по снижению стоимости проводки скважин за счет принятия к практическому применению новых технологий с оптимальными мерами по организации труда и работы организации, поиск и стремление к усовершенствованию применяемого оборудования с целью экономии затрачиваемых средств при строительстве скважин. Нередко профиль скважины требует применения технологий точного управления траекторией скважины. Для реализации поставленных задач по проводки траектории скважины можно достичь с применением ВЗД при бурении скважин, что позволяет обеспечить оптимальные энергетические характеристики для конкретных геологических условий и применяемого породоразрушающего инструмента и и поддерживать стабильные показатели в ходе бурения скважины.

Ключевые слова: Буровая установка, винтовой забойный двигатель, КНБК, траектория скважины

UDC 622.276.

ANALYSIS OF THE USE OF A SCREW DOWNHOLE ENGINE IN THE CONSTRUCTION OF A WELL AT THE YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD

P.A. Bagaev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. Gbz-20-11

Abstract. The article is devoted to the use of a screw downhole motor without a skew angle when drilling wells. In order to successfully develop the economy of our country, it is necessary to improve the quality of drilling technology. In order to solve this problem, it is necessary to increase the development of drilling technology and increase the practical application of these technologies. Drilling operations departments face the primary task of reducing the cost of well wiring by

adopting new technologies for practical use with optimal labor and work management measures, searching for and striving to improve the equipment used in order to save money during well construction. Often, the well profile requires the use of technologies for precise control of the well trajectory. To achieve the tasks set for tracing the trajectory of the well, it can be achieved using high-pressure drilling during drilling, which allows for optimal energy characteristics for specific geological conditions and the rock-crushing tool used, and maintaining stable performance during drilling.

Keywords: Drilling rig, screw downhole engine, bottom of the drill string layout, well trajectory

Introduction (Введение)

Лидирующие предприятия нефтегазового сектора экономики имеют финансовые возможности для проведения опытно-промышленных испытаний и работ в сфере применения новых технологий по поддержанию траектории ствола скважины в процессе бурения. В нашей стране одной из ключевых отраслей экономики является нефтегазодобывающая отрасль. Для поддержания текущего уровня добычи, а тем более для его увеличения, нередко приходиться бурить скважины со сложной траекторией ствола. Для достижения данной задачи необходимо рационально использовать объем финансирования проекта и не выходить за его рамки. Общий объем затрат проекта в значительной степени зависит от технологически правильной и безаварийной работы. Поэтому как увеличение показателя безаварийных работ, так и оптимизация параметров бурения становятся важными задачами. Применение винтовых забойных двигателей в процессе бурения скважины предназначено для снижения факторов изменения траектории скважины, а также для улучшения качества очистки скважины и увеличения скорости проходки. Условия применения ВЗД и требования к ним разнообразны, что делает необходимым использование широкого спектра данного оборудования.

Materials and methods (Материалы и методы)

ВЗД без угла перекоса или прямые двигатели— это винтовые забойные двигатели, которые применяют при бурении прямолинейных (вертикальных или танцеиальных) участков скважины, бурения боковых стволов и проведения ремонтных работ. Они обеспечивают стабильную стабилизацию направления, высокий крутящий момент при низких оборотах для долот PDC и снижают вибрации, повышая эффективность и надежность. При этом зачастую использование таких ВЗД обосновано с применением в составе прямой управляемой компоновки с функционалом калибровки и расширения ствола скважины на 1,5-2,5 % от номинального диаметра. Кроме того, очевидно, что вращение бурильной колонны при использовании двигателей БГУ может производиться при большей частоте вращения, чем при работе двигателями с угловым перекосом, что позволяет улучшить очистку ствола от выбуренной породы, доведение нагрузки к долоту и повысить скорость проходки за счет реализации большей мощности.

Задачи и цели данной работы - проанализировать применение прямых двигателей на примере БГУ-1-178.

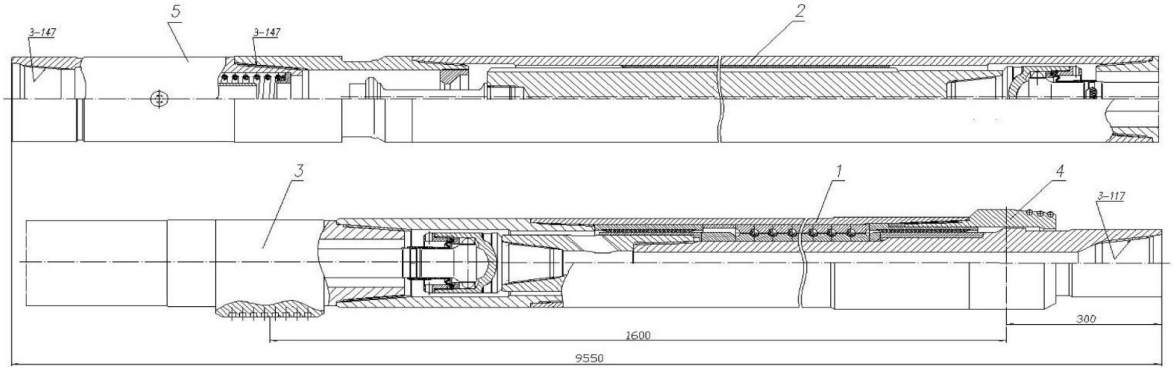
Results (Результаты)

В рамках рассматриваемой статьи было взято Южно-Приобское месторождение, где были применены ВЗД без угла перекоса БГУ1-178.

В проведении опытно-промышленных работ по рассматриваемой технологии участвовала компания ЗАО «Технобурсервис», оказывающая услуги по техническому и технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения скважин на Южно-Приобском месторождении достаточно долгое время и зарекомендовали себя с положительной стороны

Двигатель БГУ1-178 (рисунок 1) включает шпиндельную 1 и двигательную 2 секции, децентратор 3 и оппозитный ему по расположению эксцентричный ниппель 4. Последний оснащен резцами PDC. Соединение валов секций осуществляется с помощью

двухшарнирного кардана. В компоновку двигателя также входит переливной клапан 5 и может быть включен стабилизатор



1 - секция шпиндельная; 2 - секция двигательная; 3 - децентратор; 4 - ниппель эксцентричный; 5 – клапан переливной

Рисунок 1 – Двигатель винтовой забойный БГУ1-178

Отличительной особенностью двигателя БГУ1-178 от существующих ВЗД аналогичного назначения является прямолинейность его корпуса. Это отличие позволяет минимизировать напряжения в корпусных деталях двигателя при его вращении в прямолинейном и, особенно, в искривленном стволе скважины, что снижает аварийность буровых работ.

Технико-экономическая эффективность применения БГУ1-178 складывается из следующих составляющих:

-Сокращение времени бурения на 1 сутки;

-Повышение работоспособности ВЗД за счет снижения знакопеременных нагрузок на шпиндель ВЗД. После выбора скважины-кандидата на проведение испытаний данной технологии, осуществлялась подготовка и завоз оборудования на объект строительства скважины. Далее следовало фактическое выполнение работы по бурению скважины.

Опытно-промышленные работы при оказании услуг по техническому и технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения скважин с применением БГУ были проведены в январе 2023 года на скважине Южно-Приобского месторождения.

Бурение под эксплуатационную колонну в интервале 988-2077 м. Режим бурения: Gдол=10тн; Q = 32л/сек; P =90-93 атм; Nрот=80-100 об/мин. Vср.мех.-24м/час. За интервал проходка составила 1089м, Тбур = 16,3 часа, Vср= 24м/час. Износ долота: 3-3-CT,DL-T,S,N-X-IN-NR.JD-PR.

По результатам опытно-промышленных испытаний было достигнуто сокращение времени бурения на 1 сутки и сокращение капитальных затрат на бурение.

Применение БГУ1-178 привело удешевлению стоимости бурения скважины, за счет сокращения времени бурения, а также за счет повышения работоспособности ВЗД в аварийных участках скважины.

Данные по скважине Южно-Приобского месторождения представлены в таблице 1

Таблица 1 – Данные по скважине Южно-Приобского месторождения

Закрытое Акционерное Общество						
"Технобурсервис"			Скважина:	XXX		
			Месторождение:	Южно-Приобского		
Отчет по долблению			Куст	XXX		
Долбление № 3		Время циркуляции (час):		19:24 (6:18)		
Начало:	09 января 2023 г.	Конец:	12 января 2023 г.			
Забой (м):	981,00	Забой (м):	2077,00	Пробурено (м):		1096,0
элемент КНБК			внутр. диам. (мм)	наружн.	длина (м)	общая

		диам. (мм)		длина (м)
Переводник М133х Н147 № 107 (ТБС)	89,62	174,40	0,36	11,24
NMDC-172 гл. М133 х Н133 № 231 (ТБС)	77,00	169,70	8,98	20,22
HOS М133х Н133 №37(1514-4) (Т/С MWD-650+Гамма)	76,70	161,20	1,60	21,82
УБТ спиральная М133 х Н133 № 4742 (ТБС)	76,48	168,09	9,13	30,95
П-к. М133 х Н133 №289 (011) (ТБС)	89,65	167,65	0,30	31,25
ТБПК 127 G-105 М133 х Н133 14св.	113/82,6	127,00	263,38	294,63
Яс ЯГМ-176 М133 х Н133 № 2	70,00	176,00	6,62	301,25
ТБПК 127 М133 х Н133 - остальное	113/82,6	127,00		
Длина КНБК без ТБПК 127 = 37,87м.				

Параметры работы телесистемы:					
Насосы/ Ж втулок		Давление атм.	Давление бар.	D P бар.	RPM
1-ый	2-ой				
170	170	70	25	5	3200

Параметры телесистемы:				
Orifice	Stator	Impeller	Probe	Pulser
1,775	42	20	Геопласт №33/Гамма №307	МК-4 С-03-12

Данные КНБК:					
Offset (град.)	РТВ (м)	Длина плеч ГЗД		Угол перекоса (град.)	Расчетная интенсивность (град/10м)
		Нижнее (м)	Верхнее (м)		
241,07	17,92			1,75	3,0

Параметры бурения:		
	Начало долбления	Конец долбления
Вес на "вира" сухой	48	58,4
Вес на "майна" сухой	30,5	37,2
Вес на "вира" с насосом	42,3	52
Вес на "майна" с насосом	29	36,1
Вес на крюке в режиме слайдирования		27
Перепад на двигателе в режиме слайдирования		5
Двигательная секция		
Нагрузка на долото, т	11-12	11-12
Средняя мех. скорость	15,23	
Давление опрессовки/ перепад	55(атм.);1925mV/(337/302mV)	
Давление рабочее атм	65	70
Давление рабочее бар	17	22
Перепад ΔР бар/ миливольт	320/280mV	3
RPM	3200	3200
Время циркуляции (час):	9,4	
Время бурения ротор/направленно	16,30 / 0	
Метраж ротор/ направленно	1096/0	

Conclusion (Выводы)

Проанализировав результаты применения ВЗД БГУ1-178 отечественного производства, можно судить о том, что показатели дают возможность:

- удешевить стоимость бурения скважины, за счет сокращения времени бурения, а также за счет повышения работоспособности ВЗД в аварийных участках скважины

-сократить капитальные затраты на бурение скважины

-повысить механические скорости бурения.

Confirmations (Подтверждения)

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Южно-Приобского месторождения. Применение винтового забойного двигателя БГУ1-178 по сравнению с обычными винтовыми забойными двигателями с изменяемыми углами перекоса применяемых при бурении наклонно-направленных скважин с осложненными участками, большими участками стабилизации угла, возможностью поглощений бурового раствора, прихватоопасных зон, признано эффективным. Разработчики технологии не останавливаются на достигнутом и намерены продолжить исследование этой

темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения винтовых забойных двигателей для конкретных задач бурения скважин.

Список использованных источников:

1. Г № 253. Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин на Южно-приобском месторождении, 2022.
2. Иогансен, К.В. Спутник буровика: справочник / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 424 с.
3. Попов А. Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003
4. Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Н.Р. Байбурин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)

Аннотация. В Российской Федерации одну из ключевых отраслей экономики является нефтегазодобывающая отрасль. Лидирующие компании нефтегазового комплекса увеличивают капиталовложения на проведение научных изысканий и исследований в области оптимизации строительства скважин. Важными задачами являются повышение качества крепления скважин и, в целом, оптимизация процесса бурения.

Ключевые слова: скважина, тампонажный раствор, крепления скважины, заколонные перетоки, цементный камень.

UDC 622.276

IMPROVING THE QUALITY OF WELL CEMENTATION

N.R. Bayburin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBZ-20-11

Abstract. In the Russian Federation, oil and gas production is one of the key sectors of the economy. Leading oil and gas companies are increasing capital investment in research and development to optimize well construction. Key objectives include improving the quality of well casing and, overall, optimizing the drilling process.

Keywords: well, cement slurry, well lining, behind-the-casing flows, cement stone.

Для решения задачи обеспечения качества строительства скважины необходимо рационально использовать финансирование проекта и не выходить за его рамки. Общий объем затрат в значительной степени зависит от технологически правильной и безаварийной работы. Причины некачественного крепления скважин и проведения в последующем аварийных работ могут сильно варьироваться.

Одной из важных задач является получение качественного цементирования интервалов ствола скважины, работы по обеспечению которого начинаются уже с этапов проведения подготовительных работ.

Технология проведения цементажных работ также оказывает существенное влияние на качество цементирования и зависит от следующих взаимосвязанных параметров: физические и химические свойства цементного, бурового, буферного растворов и их взаимная совместимость; степень центровки обсадной колонны; подвижность цементного раствора; применение оборудования автоматизации для цементирования, агрегатов,

специального оборудования. Ошибки, которые допускаются непосредственно в технологии создания крепи (цементного камня) в заколонном пространстве, в итоге приводят к некачественному разобщению пластов и приводит к существенным затратам в дальнейшем на ликвидацию осложнений.

Также важное значение имеет подбор рецептур (оптимизация) тампонажных растворов. Применяемый раствор и формирующийся из него камень должны соответствовать необходимым реологическим и структурно-механическим, прочностным параметрам в зависимости от гидрогеологических условий строительства скважины.

Ввод реагентов в тампонажный раствор направлен на снижение факторов неудовлетворительного цементирования скважины и достижения требуемых показателей цементирования. Условия работ и требования к химическим компонентам добавок разнообразны, что делает необходимым использование широкого спектра данных компонентов. Использование добавок позволяет адаптировать цементный раствор под конкретные геологические и температурные условия скважины.

Ввиду воздействия таких параметров как температура, давление и достаточно агрессивных условий, в тампонажном растворе возникают процессы седиментации и фильтрации, которые в итоге могут привести к увеличению значения проницаемости цементного камня, снизить прочностные характеристики крепи и нарушить целостность ее структуры. Наиболее широкое применение полимерных реагентов с целью снижения водоотделения не всегда имеет смысл, поскольку они увеличивают время гидратации частиц цемента и вызывают усадку цементного камня в условиях процесса усадки.

Рассмотрим влияние добавки на основе кремнистого натрия на структуру тампонажного раствора и возможности ее применения для улучшения качества цементирования скважин на Ленском месторождении.

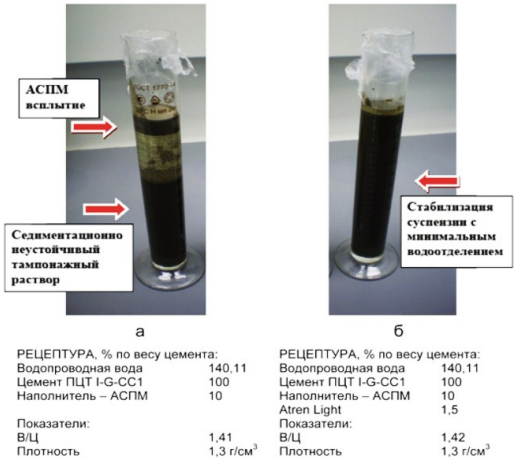
Ввод добавки с кремнекислым натрием Atren Light позволяет создать упрощенные седиментационно-устойчивые тампонажные системы, за счет того, что данная добавка при взаимодействии с ионами кальция, образует трехмерную гелеобразную решетку. Такая структура обеспечивает достаточную вязкость, что предоставляет возможность увеличить соотношение вода-цемент без чрезмерного высвобождения свободной воды.

Большое значение водоотдачи цементного раствора обеспечивает значительное влияние на эффективность процесса цементирования.

При цементировании скважины в рецептуре цементного раствора рекомендовано применять для снижения его плотности алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ). Это позволяло обеспечить плотность раствор 1500 кг/м³ при водоцементном отношении 0,6 и 10%. При повышении концентрации АСПМ в цементной смеси до 20% плотность суспензии может достигать 1250 кг/ м³, но при этом увеличивается проницаемость, что негативно сказывалось на качестве пограничного контакта между "порода–цементом" и "цемент–обсадная колонна"

Из-за значительной разницы в удельном весе добавок АСПМ и самого цемента, происходит процесс осаждения данных добавок под действием силы тяжести, что приводит к расслоению всей системы. Совместное применение добавок с кремнекислым натрием (Atren Light) в концентрации 0,5-1,5% с микросферами способствует равномерному распределению частиц цемента и АСПМ для получения однородной структурной матрицы с наименьшим содержанием свободной воды. Это позволяет решить проблему поверхностного покрытия микросфер и создать стабильную дисперсионную систему (рисунок 1)

Результаты испытаний показали, тампонажный раствор при введении добавки Atren Light обеспечивает показатели прочности цементного камня на изгиб больше на 40 %, а показатели прочности на сжатие в 2 раза меньше по сравнению с показателями прочности цементого камня, полученного из раствора, содержащего в качестве облегчающей добавки глинопорошок.



а

РЕЦЕПТУРА, % по весу цемента:	
Водопроводная вода	140,11
Цемент ПЦТ I-G-CC1	100
Наполнитель – АСПМ	10
Показатели:	
В/Ц	1,41
Плотность	1,3 г/см^3

б

РЕЦЕПТУРА, % по весу цемента:	
Водопроводная вода	140,11
Цемент ПЦТ I-G-CC1	100
Наполнитель – АСПМ	10
Atren Light	1,5
Показатели:	
В/Ц	1,42
Плотность	1,3 г/см^3

Рисунок 1 – Влияние добавки Atren Light
на седиментационную устойчивость цементного раствора

Таким образом:

- рекомендуется применение добавки Atren Light ввиду увеличения соотношения вода-цемент без чрезмерного высвобождения свободной воды в тампонажном растворе;
- применение добавки совместно с микросферами способствует стабилизации суспензии с минимальным водоотделением;
- используя управляемые факторы, возможно свести к минимуму вероятность возникновения усадки цементного камня;
- рецептура тампонажного раствора позволяет сократить прямые затраты на ликвидацию аварий, возникающих ранее вследствие некачественного цементирования.

Список использованных источников:

1 Влияние буферных жидкостей на качество цементирования / Джавадов А.С., Дихтярь Т.Д. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции. – Уфа. - 2024. - С. 132-135.

2 Причины нарушения и повышение долговечности крепи скважин: учебное пособие / Л. А. Алексеев, Г. В. Конесев, Р. М. Сакаев, С. М. Султанмагомедов, Г. Г. Ишбаев, Д. Л. Алексеев, Р. Х. Санников, А. Я. Соловьев, А. Ф. Латыпов, Т. Д. Дихтярь. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 70с.

3 Булатов А.И. Что представляет собой зацементированное заколонное пространство // Бурение и нефть. - 2016. - № 6. - С. 30-34.

4 Гулов А.Р. Новейшие технические решения для цементирования скважин / А.Р. Гулов, С.А. Новиков, В.Г. Журавчак, М.А. Ахметов // Бурение и нефть – 2018. – №1. – С. 55–57

5 Патент № 2823633 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Реагент комплексного действия для буровых растворов на водной основе: № 2 2023115092: заявл. 07.06.2023: опубл. 26.07.2024 / Исмаков Р. А., Конесев В. Г., Янгиров Ф. Н., Дихтярь Т. Д., Жорже-Виейра А. В., Ибрагимов Д. Ф.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 15.03.2026).

6 Российская группа производственно – сервисных компаний ООО «Миррико», [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://mirrico.ru/products/chemical-filler-atren-light/#description

7 Отчет о цементировании скважин Ленского месторождения/ ПАО «Сургутнефтегаз»/ 22585-ПОВОС/ 139 с.

8 Пестерев С.В. Новые добавки для эффективного решения технологических задач при цементировании скважин / Пестерев С.В., Фатхутдинов И.Х., Дацков А.В. – Бурение и нефть, 2010, №11. // [Электронный ресурс]: https://burneft.ru/archive/issues/2010-11/10

УДК 622.24

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛИРУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

И.И. Байков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

Д.Д. Султанов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В настоящее время одной из проблем освоения нефтяных и газовых месторождений в северных широтах является наличие многолетнемерзлых пород. Исследование и применение разных технологий в целях управления и регулирования тепловых процессов в нефтяных и газовых месторождениях, расположенных в зонах мерзлых грунтов, является важной задачей.

Ключевые слова: скважина, многолетнемерзлые грунты, теплоизолирующая технология, термокейс.

UDC 622.24

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THERMAL INSULATION TECHNOLOGIES TO PREVENT THAWING OF PERMAFROST SOILS

I.I. Baikov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)

D. D. Sultanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)

Abstract. Currently, one of the challenges in developing oil and gas fields in northern latitudes is the presence of permafrost. Research and application of various technologies to manage and regulate thermal processes in oil and gas fields located in frozen soil zones is an important task.

Keywords: well, permafrost soils, thermal insulation technology, thermocase.

Строительства скважин на территориях с зонами ММП приводит к серьезным проблемам, а именно к растеплению приустьевых площадок. На данным момент накопленный опыт выделяет группы факторов, влияющих на надежность конструкции, исходя из жизненного цикла скважины. Во время строительства (бурения) на мерзлый грунт действует температура бурового раствора и оборудования, при эксплуатации – добываемого флюида. Во время простоя скважины (ремонта) наблюдается обратный эффект – промерзание, что может привести к смятию скважинного оборудования. При бурении скважины основным осложнением является кавернообразование. Кавернообразование приводит к обрушению стенок скважины, зашламлению бурового раствора, снижению механической скорости проходки.

Строительство и эксплуатация скважин при кустовом способе разработки в зонах ММП приводит к изменению температурного режима грунтов и как в следствие, к следующим проблемам:

- осыпи, обвалы пород;

- смятие колонн давлением обратного промерзания;
- образование приустьевых воронок;
- потеря под действием веса ремонтного оборудования несущей способности мерзлого основания, перекрывающего талую зону в приустьевой зоне скважин.

Рассмотрим технологию термоизолирующего направления позволяющую предотвратить подобные осложнения.

Термокейс изготавливается из стальных труб разных диаметров по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства пенополиуретана. Конструкция термоизолирующего направления представлена на рисунке 1.

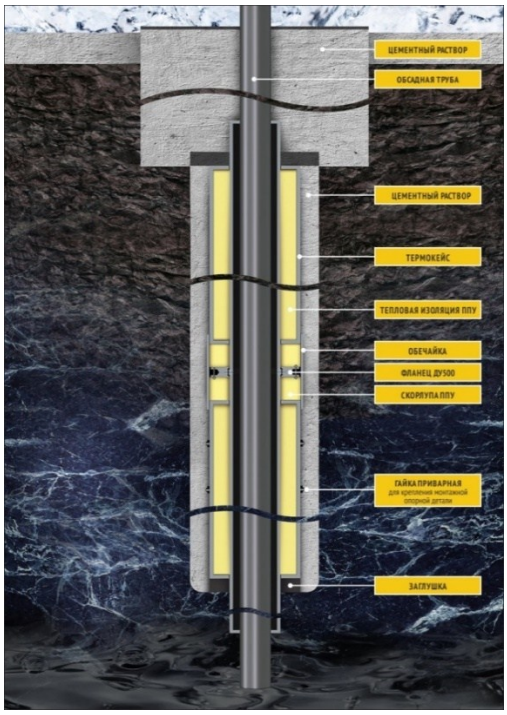


Рисунок 1 – Конструкция термоизолирующего направления

Рассмотрим опыт использования термокейсов на кустовых площадках нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Для борьбы с осложнениями было посвящено множество научно-исследовательских работ и различных нормативных документов. В то же время мероприятия по предотвращению нештатных ситуаций, связанных с влиянием скважин на ММП, в каждом конкретном случае обусловливаются в первую очередь местными геокриологическими условиями.

Для выбора оптимального варианта использования теплоизоляционного материала были учтены климатические данные, теплофизические свойства грунтов, температурное распределение грунта, а также мощность слоев грунта для скважины

Рассмотрим два варианта конструкций скважин:

Вариант 1. Конструкция скважины состоит из эксплуатационной колонны, промежуточной колонны, кондуктора и направления. Межтрубное пространство заполняется цементом. Теплоизоляция скважины не предусмотрена.

Вариант 2. Конструкция скважины состоит из эксплуатационной колонны, промежуточной колонны, кондуктора и термоизолирующего направления.

На последующем этапе работ был смоделирован тепловой режим грунтов вокруг нефтяной скважины в программном комплексе Frost 3D. Размер моделируемой области 20x20x100 м. Проведен тепловой прогнозный расчет на 10 лет с 01.01.2020.

Для начала смоделировали скважину без использования термокейса (Рисунок 2).

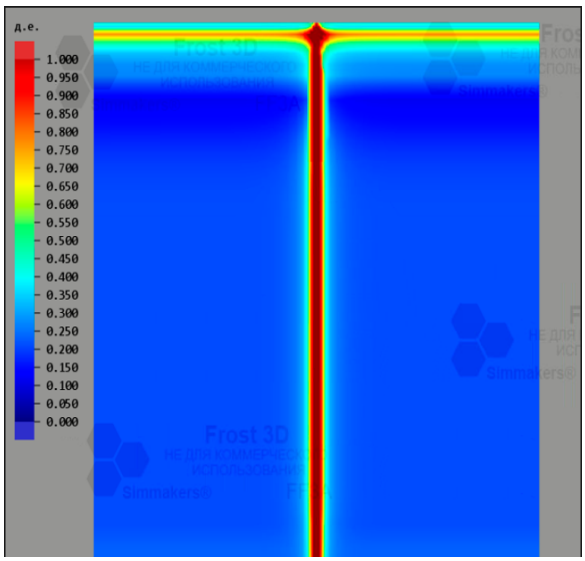


Рисунок 2 – Визуальное отображение распределения доли незамерзшей воды по скважине без применения термокейса

Данная визуализация представлена с прогнозом на то, что будет со скважиной спустя год ее эксплуатации без использования термокейса, не трудно представить, что доля незамершей воды по скважине будет только увеличиваться по истечению времени, что приведет к определенным осложнениям: образование каверн, и, в следствие, поглощение бурового раствора в процессе бурения, что также можно привести к загрязнению водоносных горизонтов и другим экологическом проблемам.

Также рассмотрим модель скважины с использованием термокейса (Рисунок 3).

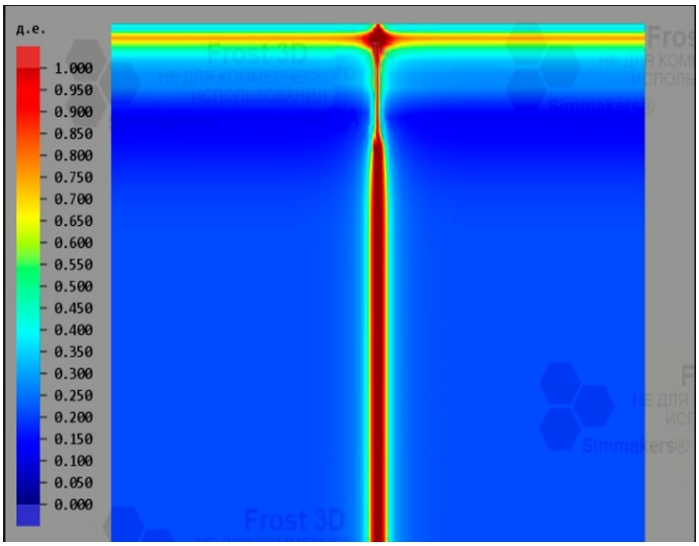


Рисунок 3 – Визуальное отображение распределения доли незамерзшей воды по скважине с применением термокейса

Данная модель также представлена с прогнозом состояния ММП спустя год экплуатации скважины. Видно, что доля незамерзшей воды крайне мала, даже спустя год, что говорит о эффективности термокейса, как «ингибитора» растепления мерзлых грунтов.

Таким образом, данная технология является наиболее актуальной в наши дни, так как большая часть запасов углеродов в Российской Федерации залегает в зонах ММП. В будущем, возможно, без применения теплоизолирующих оборудований бурение и эксплуатация скважин в нашей стране замедлит свои темпы, поэтому необходимо и дальше изучать и применять на практике конструкции скважин с использованием термокейсов.

Список использованных источников:

1 Быков, И.Ю. Факторы, определяющие условия строительства скважин в мерзлых породах / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2000.– №1. – С. 12–16.

2 Павлова, П. Л. Разработка термоэлектрического экранного модуля управления процессом теплообмена скважин в многолетнемёрзлых породах: диссертация ... кандидата Технических наук: 05.02.13 / Павлова Прасковья Леонидовна; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»], 2018. - С. 10-18.

3 Опыт применения теплоизолированных направлений для предотвращения оттаивания многолетнемерзлых грунтов на кустовых площадках нефтегазоконденсатного месторождения / С. С. Девятьяров, А. В. Трифонов, Д.С. Паздерин. - (Бурение и строительство скважин) - Текст: непосредственный // Газовая промышленность. - 2017. - №10. - С. 36-38. - Библиограф.: с. 38 (3 назв.)

УДК 622.244.4

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОНИЗИТЕЛЯ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО ЛИГНИНА В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Т.Р. Баймухаметов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. ГБз-20-11)

В.А. Калинушкин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация: В статье проведён анализ применения понизителя фильтрации BDF™-985 на основе модифицированного лигнина для регулирования водоотдачи бурового раствора при строительстве наклонно-направленной скважины на месторождении имени А. Жагрина. Рассмотрены зоны риска накопления шлама и эффективность реагента с использованием результатов DFG-моделирования и суточных отчётов DMR. Показано, что применение BDF™-985 позволяет существенно снизить водоотдачу, сформировать плотную малопроницаемую фильтрационную корку и повысить устойчивость стенок скважины.

Ключевые слова: буровой раствор, фильтрационные свойства, водоотдача, фильтрационная корка, понизитель фильтрации, BDF™-985, DFG-моделирование, наклонно-направленная скважина, месторождение имени А. Жагрина.

UDC 622.244.4

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF A FILTRATION REDUCER FOR DRILLING FLUID BASED ON MODIFIED LIGNIN IN THE WELL CONSTRUCTION PROCESS

T.R. Baimukhametov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBz-20-11)

V.A. Kalinushkin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)

Abstract: The paper presents an analysis of the application of the filtration reducer BDF™-985 based on modified lignin to control the filtration loss of drilling fluid during directional well construction at the A. Zhagrin field. Risk zones of cuttings accumulation and reagent efficiency were examined using DFG modeling results and daily mud reports (DMR). It is shown that the use of BDF™-985 makes it possible to significantly reduce filtrate loss, form a dense low-permeability filter cake, and increase borehole wall stability.

Keywords: drilling fluid, filtration properties, filtrate loss, filter cake, filtration reducer, BDF™-985, DFG modeling, directional well, A. Zhagrin field.

Introduction

Контроль фильтрационных свойств бурового раствора по-прежнему остается одним из главных факторов обеспечения устойчивости стенок скважины и сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов [1–3]. Повышенная водоотдача приводит к проникновению фильтрата в поровое пространство пород, из-за чего заметно ухудшаются фильтрационно-ёмкостные характеристики и растёт риск различных технологических осложнений.

При бурении наклонно-направленных скважин требования к параметрам бурового раствора сильно возрастают. Сложная геометрия ствола способствует накоплению шлама и создаёт дополнительные локальные проблемы с очисткой, особенно на наклонных участках. Результаты DFG-моделирования по программе промывки эксплуатационной скважины на кусте 2.1 показали, что даже при нормальных средних значениях параметров в наклонных интервалах могут формироваться зоны накопления шлама, которые потом отрицательно влияют на качество фильтрационной корки.

Современные понизители фильтрации в настоящее время развиваются в сторону использования модифицированных полимерных и лигниновых реагентов, которые способны формировать достаточно плотную и эластичную корку, при этом практически не влияя на реологические свойства раствора. Одним из таких эффективных решений является реагент BDF™-985 [6].

Results

Результаты DFG-моделирования по программе промывки эксплуатационной скважины на кусте 2.1 (рисунок 1) подтверждают наличие зон риска локального накопления шлама в интервале 1200–2415 м. Средняя загруженность ствола шламом составляет 1,187 %, а максимальное значение эквивалентной циркуляционной плотности достигает 1,341 кг/м³. При этом в наклонных участках отчётливо выделяются локальные зоны повышенного риска накопления твёрдой фазы, что может приводить к нарушению структуры фильтрационной корки и росту водоотдачи.

Режим		Значение	
Механическая скорость направленного бурения			25 m/h
Процент направленного бурения			30.00%
Механическая скорость роторного бурения			50.0 m/h
Частота вращения при роторном бурении			65 RPM
Подача насосов			45 l/sec
Время промывки перед наращиванием			15.00 min
Частота вращение при промывках			65 RPM
Продолжительность наращивания			5.00 min
Параметры бурового раствора			
Система	Инкапсулирующий с асфальтенами	Tau0	3.650
Плотность	1280 kg/m^3	PV	17
Температура	70.0 °C	YP	15
Плотность породы	2100 kg/m^3	CHC 10 sec/10 min	9/20
Результаты расчета			
Средняя загруженность ствола шламом	1.187 %	Максимальное значение ЭЦП	1.341 kg/m³

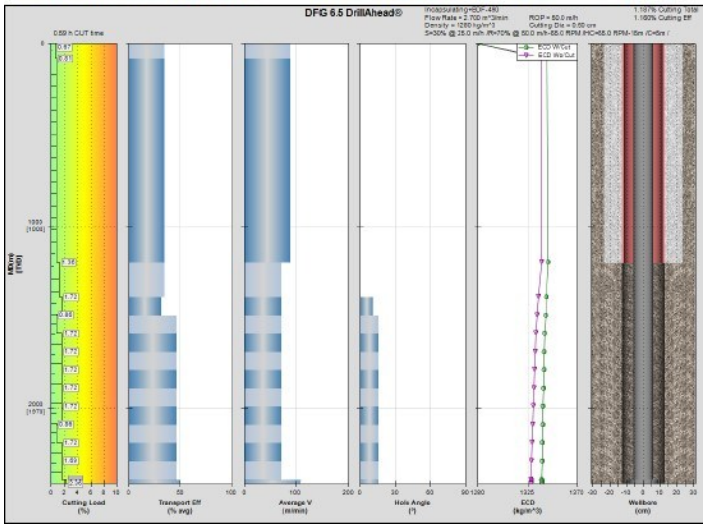


Рисунок 1 – Результаты DFG-моделирования очистки ствола и эквивалентной циркуляционной плотности по интервалу 1200–2415 м для эксплуатационной скважины на кусте 2.1 месторождения им. А. Жагрина

На рисунке видно распределение шлама по стволу загрузку кольцевого пространства расчётные значения ЭЦП а также явно выделяются зоны повышенного риска накопления твёрдой фазы в наклонных участках. Кроме того программа промывки содержит расчётные данные по кольцевому пространству эксплуатационной колонны (рисунок 2). Согласно значениям приведенным в таблице параметр Cuttings Load в наклонных интервалах начиная с 1490 м варьируется в диапазоне 0,86–2,37 %. Полученные результаты показывают зоны повышенного риска накопления шлама. Стоит сказать что такие данные дают возможность выявлять проблемные участки и принимать меры по стабилизации фильтрационной корки.

Annular Section	Top MD	End MD	End TVD	Hole ID	Pipe OD	Cuttings Load	Fraction Blocked	End ECD	End ECD With Cuttings
Csg 24.45 cm / 11.43 cm DP	0 m	80 m	80 m	22.66 cm	11.43 cm	0.67 %	0.00 %	1337.413 kg/m^3	1342.945 kg/m^3
Csg 24.45 cm / 11.43 cm DP	80 m	1200 m	1200 m	22.66 cm	11.43 cm	0.81 %	0.00 %	1337.413 kg/m^3	1343.960 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1200 m	1390 m	1390 m	24.70 cm	11.43 cm	1.36 %	0.00 %	1334.758 kg/m^3	1341.929 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1390 m	1490 m	1488 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1333.699 kg/m^3	1341.326 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1490 m	1590 m	1584 m	24.70 cm	11.43 cm	0.86 %	0.00 %	1332.821 kg/m^3	1340.412 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1590 m	1690 m	1680 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1332.043 kg/m^3	1340.005 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1690 m	1790 m	1776 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1331.349 kg/m^3	1339.643 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1790 m	1890 m	1873 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1330.726 kg/m^3	1339.317 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1890 m	1990 m	1969 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1330.164 kg/m^3	1339.024 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	1990 m	2090 m	2065 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1329.654 kg/m^3	1338.758 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	2090 m	2190 m	2161 m	24.70 cm	11.43 cm	0.86 %	0.00 %	1329.190 kg/m^3	1338.202 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	2190 m	2290 m	2257 m	24.70 cm	11.43 cm	1.72 %	0.00 %	1328.766 kg/m^3	1337.993 kg/m^3
OH 24.70 cm / 11.43 cm DP	2290 m	2392 m	2355 m	24.70 cm	11.43 cm	1.69 %	0.00 %	1328.370 kg/m^3	1337.790 kg/m^3
OH 24.70 cm / 17.20 cm DP	2392 m	2399 m	2362 m	24.70 cm	17.20 cm	2.37 %	0.00 %	1328.562 kg/m^3	1338.011 kg/m^3
OH 24.70 cm / 17.15 cm Tool	2399 m	2405 m	2368 m	24.70 cm	17.15 cm	2.36 %	0.00 %	1328.741 kg/m^3	1338.217 kg/m^3
OH 24.70 cm / 17.15 cm Tool	2405 m	2415 m	2377 m	24.70 cm	17.15 cm	2.36 %	0.00 %	1328.992 kg/m^3	1338.506 kg/m^3
OH 24.70 cm / 22.07 cm Bit	2415 m	2415 m	2378 m	24.70 cm	22.07 cm	2.36 %	0.00 %	1328.986 kg/m^3	1338.501 kg/m^3

Рисунок 2 – Расчётные значения загрузки кольцевого пространства шламом

BDF™-985 представляет собой высокоэффективный понизитель фильтрации на основе модифицированного лигнина. После ввода в буровой раствор его активные компоненты адсорбируются на поверхности частиц твёрдой фазы и перекрывают поровые каналы формирующейся фильтрационной корки. За счёт этого проницаемость корки заметно снижается, а проникновение фильтрата в пласт существенно ограничивается.

Получаемая структура корки отличается достаточно высокой плотностью и хорошей устойчивостью к дифференциальному давлению и температуре пласта до 205 °C [6, 7].

Главным преимуществом реагента BDF™-985 является то, что его можно вводить без прекращения бурения. Реагент добавляется непосредственно в активный объём, при этом он не увеличивает вязкость раствора, хорошо растворяется в воде и сохраняет свои рабочие качества даже в присутствии примесей соединений кальция, магния и бурового шлама. Кроме того, он остаётся эффективным в довольно широком диапазоне солёности и температуры (до 205 °C). Всё это в конечном итоге позволяет заметно сократить время на дополнительные обработки и повысить общую стабильность процесса бурения [8].

Суточные отчёты DMR за 17–19 июня 2022 г. показывают, что в этот период величина потерь бурового раствора в результате поглощений составляла соответственно –18 м³, –12 м³ и –10 м³ [10]. Одновременно проводились обработки активного объёма реагентами POLYAC PLUS, XANTHAN GUM, CAUSTIC SODA, PAC и CALCIUM CARBONATE FINE, а также прокачка очищающей пачки объёмом 10 м³. После ввода BDF™-985 в количестве 0,5–0,8 кг/м³ водоотдача снизилась с 10–12 мл/30 мин до 4–5 мл/30 мин, а толщина фильтрационной корки уменьшилась с 1,8 мм до 0,5 мм. По данным ГТИ и шламового анализа устойчивость стенок ствола заметно повысилась, а риск возникновения осложнений существенно снизился.

Для сравнения эффективности различных понизителей фильтрации были проанализированы данные производителей и отечественных операторов. Полученные результаты приведены в таблице 1 [6–9].

Таблица 1 – Сравнение эффективности различных понизителей фильтрации

Состав	Водоотдача, мл/30 мин	Толщина корки, мм	Устойчивость к солям	Влияние на реологию	Эффективность, %
Традиционный КМЦ	12–15	1,5–2,0	средняя	заметное	60–65
Полиакрилатный реагент	8–10	1,0–1,2	высокая	умеренное	75–80
BDF™-985 (модиф. лигнин)	4–6	0,4–0,6	очень высокая	минимальное	90–95

Conclusion

Применение понизителя фильтрации BDF™-985 при бурении наклонно-направленных скважин на месторождении имени А. Жагрина обеспечивает:

-снижение водоотдачи до 4–6 мл/30 мин;

-формирование плотной малопроницаемой фильтрационной корки толщиной 0,4–0,6 мм;

-повышение устойчивости стенок скважины и минимизацию риска осложнений;

-сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов;

-сокращение непроизводительного времени на 6–8 часов;

-экономический эффект 600 000 – 800 000 руб. на одну скважину (при стоимости одного часа НПВ 100 000 руб.).

Таким образом, реагент BDF™-985 является эффективным и экономически обоснованным решением для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора в сложных геолого-технических условиях. Перспективным направлением дальнейшего развития является интеграция расчётных моделей с современными методами обработки данных.

Список использованных источников:

1. ГОСТ Р 51858–2002. Растворы буровые. Общие технические требования. – М.: Госстандарт России, 2002. – 24 с.

2. ГОСТ 33213–2014 (ISO 10414–1). Растворы буровые. Методы лабораторных испытаний. – М.: Стандартинформ, 2015. – 36 с.

3. Иванов К. С. Буровые растворы и их свойства. – М.: Недра, 2015. – 280 с.

4. Дарли Г. К., Грэй Г. Р. Состав и свойства буровых и тампонажных растворов. – СПб.: Недра, 2016. – 704 с.

5. Справочник инженера по буровым растворам / Под ред. Р. М. Муслимова. – М.: Недра, 2018. – 512 с.

6. Технический паспорт продукта BDF™-985. Halliburton, 2017.

7. Поляков В. Н. Управление свойствами буровых растворов при осложнённых условиях бурения. – М.: Недра, 2017. – 238 с.

8. Программа промывки по бурению наклонно-направленной скважины на кусте 2.1 месторождения им. А. Жагрина.

9. Латыпов Р. Р., Сабиров А. И. Анализ причин и способов устранения потерь циркуляции бурового раствора в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2020. – № 11. – С. 42–46.

10. Суточные отчёты по буровому раствору DMR за 17–19 июня 2022 г. по эксплуатационной скважине месторождения им. А. Жагрина.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ SURESHOT

Р.Ф. Батталов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

Р.М. Вафин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Развитие телеметрических систем стимулируется развитием горизонтального бурения и усложнением условий бурения. Длинные горизонтальные участки, особенно в случае плотной сетки скважин, в более тонких пластах или в районах со сложной геологической структурой, требуют использования высококачественных, высокоточных телеметрических систем для быстрой и точной коррекции в процессе бурения.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, бурение, параметры траектории, гидравлический канал связи, телесистема SureShot.

UDC 622.24

USI APPLICATION OF THE SURESHOT TELEMETRY SYSTEM

R.F. Battalov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBsz-21-11)
R.M. Vafin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The development of telemetry systems is driven by the growth of horizontal drilling and increasingly complex drilling conditions. Long horizontal sections, especially in dense well patterns, thinner formations, or areas with complex geological structures, require high-quality, high-precision telemetry systems for fast and accurate corrections during drilling.

Keywords: horizontal well, drilling, trajectory parameters, hydraulic communication channel, SureShot telemetry system.

В процессе бурения скважины под влиянием различных геолого-технологических факторов происходит естественное искривление ствола скважины. Тем не менее буровикам требуется осуществить проводку скважины строго по проекту и провести комплекс геофизических исследований во время бурения [1].

Для решения вышеизложенных проблем и задач применяются приборы получившее название телеметрические системы.

На сегодняшний день телеметрические системы производят множество компаний отечественных и зарубежных, различающихся между собой каналами связи и параметрами измерений.

Гидравлический канал связи (ГКС) был исследован в нашей стране в 50-х годах при разработке гидротурботахометра во ВНИИБТ. Он был использован при бурении Кольской сверхглубокой скважины СГ-3, где стабильные сигналы о частоте вращения вала турбобура были получены с глубины более 12 000 метров [2].

Информация собирается, обрабатывается и передается в реальном времени посредством положительной, отрицательной или непрерывной телеметрии гидравлического канала связи (ГКС) [3]. С гидравлическим каналом связи все данные можно передавать, не останавливая процесс бурения. Циркуляционная система буровой установки является средой, через которую передается информация. Благодаря этому применение данного канала связи дает возможность строительства скважин глубиной более 5000 метров.

В данной статье рассмотрим телеметрическую систему MWD SureShot, которая осуществляет передачу данных из скважины посредством гидравлического канала связи.

Система SureShot - это автономная система скважинных измерений в процессе бурения (MWD) с гидроимпульсной скважинной телеметрией (МРТ) для работы на открытой площадке, обеспечивающая точный контроль в реальном времени и получение данных от скважинного датчика. В систему MWD SureShot входят две подсистемы, а именно [4]:

- скважинная система – компоновка забойного оборудования MWD SureShot (Рисунок 1);

- наземная система – стойка центра управления системы SureShot ControlCenter, кабель датчика давления в стояке и дисплей на полу буровой вышки (Рисунок 1).

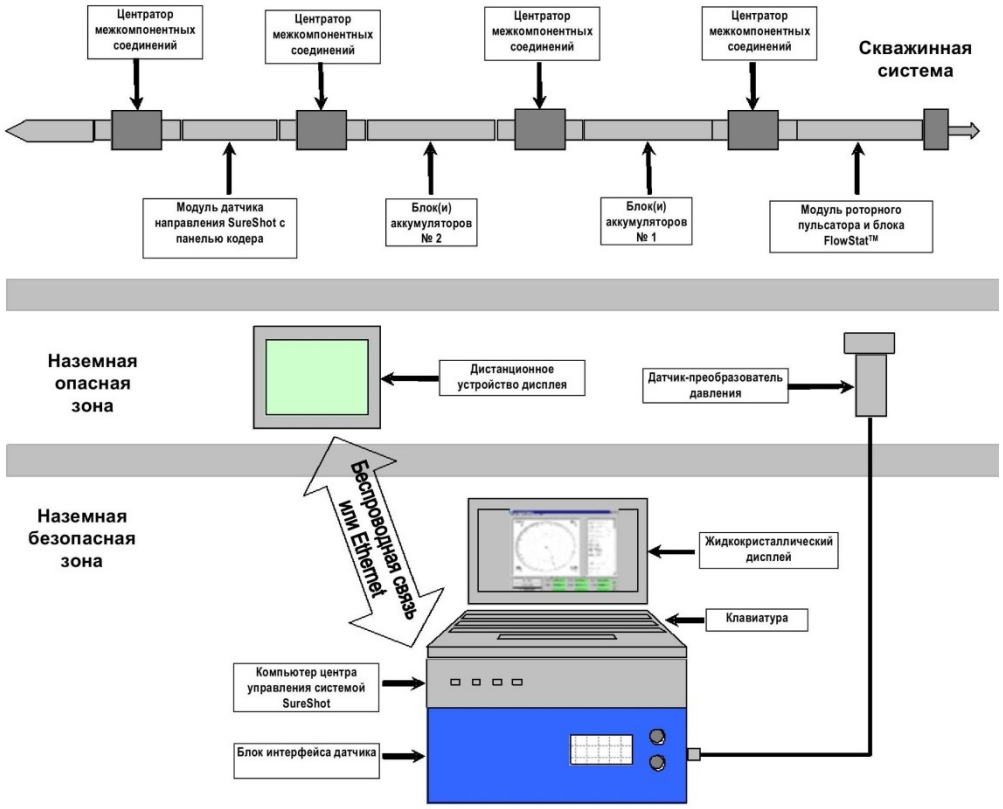


Рисунок 1 – Система скважинных измерений в процессе бурения MWD SureShot

В наземной системе измерения в процессе бурения MWD SureShot используются 4 (четыре) различные программы.

Для эффективной эксплуатации оборудования необходимо знать функции каждой программы.

Эти функции таковы:

- обмен данными между компоновкой забойного оборудования и блоком интерфейса датчика SIU (MWD System Interface).

- декодирование и фильтрация импульсов давления бурового раствора (SIU User).

- дистанционное управление блоком интерфейса датчика SIU посредством ПК (SIU Administration).

- отображение и регистрация измерительной информации. Привязка к информации о глубине (SureShot Control Center).

Программное обеспечение MWD System Interface имеет следующий функционал:

- отслеживает связь с шиной прибора SureShot;
- отслеживает показания датчиков направления и гамма сенсора;
- изменять формат передачи информации;
- осуществлять перепрошивку системы.

Программное обеспечение SIU Administrative Interface имеет следующий функционал:

- позволяет конфигурировать Блок SIU;
- программирует форматы данных в Блоке SIU;
- позволяет перепрошивать Блок SIU;
- записывает сырые и обработанные данные датчика давления в манифольде.

Программное обеспечение SureShot Control Center (SSCC) служит для:

- осуществления работ по направленному бурению;
- осуществления работ по записи гамма-каротажа;
- вычисления замеров, создания каротажных диаграмм и т.д.

Блок SIU это полностью независимая система, которая получает сигналы колебания давления в манифольде от датчика давления, отфильтровывает сигнал и декодирует его. Декодированные данные передаются в компьютер. Блок SIU обрабатывает данные в экстренных ситуациях и осуществляет контроль глубины автономно.

Скважинная подсистема MWD SureShot имеет компоновку в извлекаемом или не извлекаемом исполнении (Рисунок 2, 3) [4].

Система питается от литиевых батарей. Время работы одной батареи с новым бесщеточным мотором ~ 75-80 часов. Датчик оборотов позволяет экономить энергию при бурении ротором.

В таблице 1 рассмотрены характеристики телеметрической системы APS SureShot для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин [4].

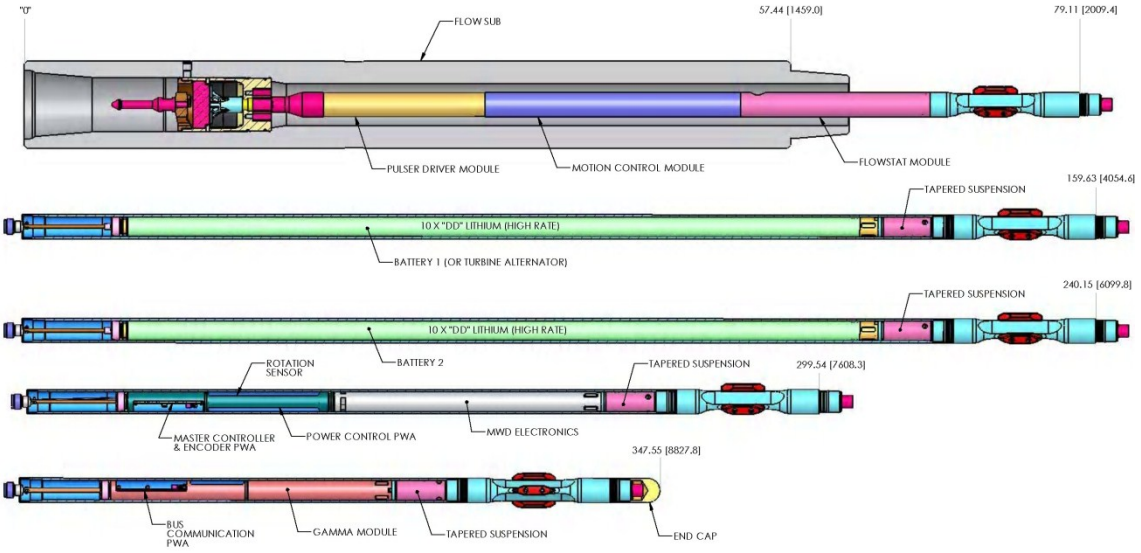


Рисунок 2 – Не извлекаемое исполнение системы SureShot

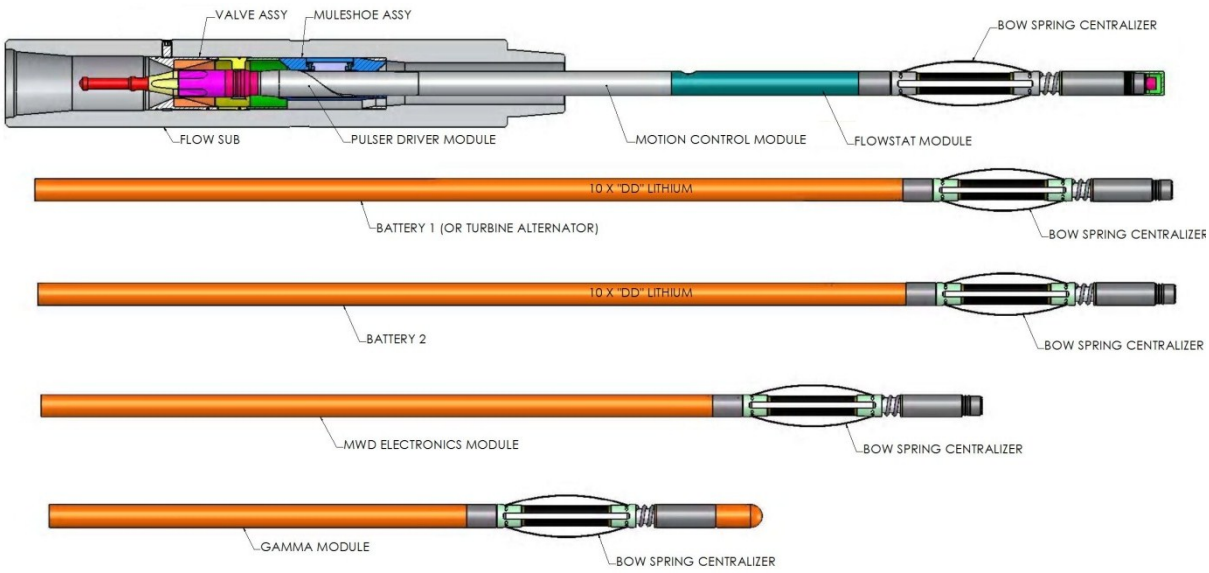


Рисунок 3 – Извлекаемое исполнение системы SureShot

Таблица 3.2 – Характеристики телеметрической системы APS SureShot

Параметры	Значения
Тип канала связи	гидравлический с положительным импульсом давления
Внешний диаметр системы, мм	48,0
Диаметр ствола скважины, мм	105…203
Рабочий диапазон температур	-40°…+150°
Рабочий диапазон давлений, атм	до 1360
Устойчивость к закупоривающим наполнителям	2 %
Извлекаемость без подъема инструмента	да
Характеристики инклинометра	
Точность положения отклонителя	1
Точность показаний магнитного азимута	1
Точность показаний зенитного угла	0,1
Характеристики канала связи	
Скорость передачи данных	от 0,5 с на пульс
Время обновления показаний	7 с при 0,5 с на пульс

На одной из горизонтальных скважин Четырманского месторождения были проведены испытания системы SureShot в интервале бурения горизонтального участка (хвостовик). Целью данных работ было определение возможности применения данной системы и на других скважинах.

Результаты анализа применения системы SureShot показали, что проектная инклинометрия и замеренная совпадают по траектории с незначительными погрешностями. При бурении никаких помех не наблюдалось, система работала корректно, и показало стабильную связь между скважинной и наземной частей системы SureShot.

Таким образом, телеметрическая система SureShot является оптимальным выбором для проводки горизонтальных скважин.

Список использованных источников:

1 Калинин, А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин /А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

2 Акбулатов, Т. О. Телеметрические системы в бурении: учеб. пособие / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, В. Х. Самигуллин, М. Р. Мавлютов. - Уфа: УГНТУ, 2000. – 67 с.

3 Кульчицкий, В. В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин / В. В.Кульчицкий. - Москва: ВНИИОЭНГ, 2000. - 347 с.

4 Руководство по эксплуатации системы SureShot® в промысловых условиях. MAN-11749 Редакция A // APS Technology, Inc: – США, – 2006. – 108 с.

УДК 622.24

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Л.В. Вебер

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы СГР-23-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском доцент)

Аннотация. Растворы на углеводородной основе (РУО) позволяют существенно упростить бурение нефтяных и газовых скважин, особенно имеющих профиль с большим отходом от вертикали и проводимых в сложных геологических условиях, поскольку обладают низким коэффициентом трения, термостабильностью, почти нулевым показателем фильтрации и сохраняют коллекторские свойства пласта.

Ключевые слова: бурение, буровые растворы, углеводородная основа, эмульсия, минеральные масла, смазывающая способность, экологическая безопасность.

UDC 622.24

HYDROCARBON-BASED DRILLING FLUIDS

L.V. Weber

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group SGR-23-11)

T.D. Dikhtyar
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Hydrocarbon-based drilling fluids (HBWs) can significantly simplify the drilling of oil and gas wells, especially those with a large vertical offset profile and those conducted in complex geological conditions, as they have a low friction coefficient, thermal stability, a near-zero filtration rate, and preserve the reservoir properties of the formation.

Keywords: Drilling, drilling fluids, hydrocarbon-based, emulsion, mineral oils, lubricity, environmental safety.

Бурение скважин в сложных геолого-технических условиях, таких как неоднородность состава грунтов, высокое давление и температура, присутствие агрессивных подземных вод, сложные траектории ствола и др. требуют особого подхода при выборе материалов, технологий и типов бурового раствора. Для циркуляции применяются различные буровые растворы -полимерглинистые, ингибированные, биополимерные [1]. Разрабатываются различные функциональные добавки к таким растворам, в том числе и смазочные, для улучшения их функциональных свойств [2]. Несмотря на это, растворы на водной основе не всегда могут обеспечить эффективное, рентабельное и безаварийное бурение. Решение этой задачи растворы на углеводородной основе.

При применении таких растворов, благодаря их высоким ингибирующим свойствам, сохраняется стабильный ствол скважины. За счет высоких смазочных свойств уменьшается трение между бурильной колонной и стенками скважины. Благодаря минимальному показателю фильтрации и низкой реакционной способности обеспечивается защита продуктивного пласта от повреждений.

Растворы на углеводородной основе состоят из многокомпонентной смеси: углеводородной жидкостью может быть дизельное топливо, малосернистая нефть или специально очищенные минеральные масла, а твердая фаза может быть представлена битумными добавками или специально обработанной глиной. Водная фаза высококонцентрированного раствора хлорида кальция или других солей занимает 10–40% от объёма. Для поддержания плотности, реологических свойств, для стабилизации смеси, создания прочной эмульсии включают эмульгаторы, добавки, присадки.

Решение использовать минеральные масла в РУО в качестве основы, принято отечественными и зарубежными сервисными компаниями. Масло формирует на стенках скважины слой, предотвращающий разбухание глинистых пород и осыпание, помогает снижать трение, позволяет контролировать водоотдачу [3].

В таблице 1 представлены некоторые виды и описание РУО.

Таблица 1 – Типы буровых растворов на углеводородной основе

Произ-водитель	Тип РУО	Описание РУО
НПП «БУРИНТЕХ» (г. Уфа) [4]	Эмулькарб Д	Модификация инвертно-эмульсионного бурового раствора на углеводородной основе, в которой в качестве углеводородной фазы используется дизельное топливо при отношении углеводорода к воде 60/40. Система характеризуется низким водонефтяным отношением, что снижает затраты на приготовление, и имеет температуру застывания ниже –30°С, что позволяет применять ее при низких пластовых температурах. Раствор обладает низкой пластической вязкостью и высоким динамическим напряжением сдвига, обеспечивающими эффективный вынос шлама и качественную очистку на поверхности. Эмулькарб Д обеспечивает устойчивость ствола скважины, высокие смазочные свойства, снижающие риск прихвата бурильного инструмента, и минимизирует загрязнение продуктивного пласта.

	Эмулькарб М	Модификация инвертно-эмульсионного бурового раствора, в которой в качестве углеводородной основы используются минеральное или синтетическое масло при отношении углеводорода к воде 70–80/30–20. Система предназначена для бурения скважин с высокими пластовыми температурами, обладает высокой температурой вспышки и низкой температурой застывания, что облегчает работу с углеводородной фазой. Эмулькарб М обеспечивает эффективное бурение наклонных скважин, максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов и облегчает последующее извлечение пластового флюида.
	Эмулькарб Эко	Модификация инвертно-эмульсионного бурового раствора, разработанная для применения в условиях повышенных экологических требований. В качестве углеводородной основы используются сложные эфиры (эстеры) при отношении углеводорода к воде 80/20. Система учитывает экологическую составляющую при утилизации отходов бурения, может применяться при бурении скважин с большим отходом от вертикали, горизонтальных скважин и при вскрытии продуктивных пластов. По смазывающей способности Эмулькарб Эко превосходит растворы на углеводородной основе, исключает вероятность прихвата бурильного инструмента и особенно эффективен для работы в скважинах со сложным профилем и горизонтальным окончанием.
АНХК «Роснефть» (г.Ангарск) [5]	Rosneft Drilltec B2лч	Буровой раствор на углеводородной основе (инвертно-эмульсионная система типа «вода в масле»), в котором в качестве дисперсионной среды используется гидроочищенное маловязкое минеральное масло с содержанием ароматических углеводородов 0,8% и серы 2 ppm (температура застывания ниже –40°C). В состав раствора входят эмульгаторы, стабилизаторы, регуляторы фильтрации, водная фаза (пресная или минерализованная вода) и, при необходимости, утяжелители. Благодаря низкой вязкости основы, высокой электростабильности эмульсии и инертности к глинистым породам, раствор обеспечивает сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов, эффективную очистку ствола и устойчивую работу при высоких забойных температурах и в условиях Крайнего Севера.
ООО «АКРОС», (г.Москва) [6]	UNIDRIL	Буровой раствор представляет собой обратную эмульсию типа «вода в масле» и может быть приготовлен на различных типах углеводородной основы, включая минеральное масло, дизельное топливо, синтетическое масло или нефть. Ключевая особенность состава — специально подобранный пакет эмульгаторов и поверхностно-активных веществ, который предотвращает накопление мелкодисперсной выбуренной породы и стабилизирует реологические параметры даже при многократном использовании. Характеристики UNIDRIL включают высокую ингибирующую способность, низкий коэффициент трения, термостойкость, низкую фильтрацию с полным отсутствием воды в фильтрате, а также возможность регулирования плотности в широком диапазоне от 0,9 до 2,3 г/см³ с использованием утяжелителей. Система успешно применяется в сложных геологических условиях, включая бурение горизонтальных скважин и в зонах с аномально высокими пластовыми давлениями.
ООО «РИГРЕНТ» [7]	Carbo-DF®	Эмульсионный раствор на углеводородной основе (ЭРУО). В качестве дисперсионной среды может использоваться практически любая углеводородная жидкость; для низкотемпературных условий например, низковязкое масло NeoInvert Oil плотностью не более 900 кг/м³. Типовая рецептура включает: 70–80% масла NeoInvert Oil, 20–30% водного раствора $CaCl_2$, комплексный эмульгатор NeoInvert K (2–3%), реологический модификатор NeoInvert Mod (0,5–2%), понизитель фильтрации NeoInvert FL Liquide (1–2%), ПАВ-гидрофобизатор NeoInvert GF (0,2–1%), органобентонит NeoInvert Bent (1–2%) и карбонат кальция (расчетно). Система обеспечивает высокое качество вскрытия продуктивных пластов, низкое проникновение фильтрата, высокие ингибирующие свойства, многократность использования и относится к IV классу опасности (малоопасный отход).

M-I SWACO (подразделение Schlumberger) [8]	VERSADRIL и VERSACLEAN	Системы инвертно-эмульсионных буровых растворов на углеводородной основе. Принципиальное различие между ними заключается в типе внешней дисперсионной фазы: VERSADRIL использует дизельное топливо, тогда как VERSACLEAN представляет собой более совершенное решение, в котором дизельное топливо заменено на минеральное масло высокой очистки. Этот переход позволяет снизить токсичность раствора, улучшить экологические характеристики, уменьшить испарения на буровой и повысить стабильность реологических свойств. Обе системы приготавливаются с использованием пакета эмульгаторов VERSACOAT–VERSAWET или VERSAMUL–VERSACOAT, содержат известь для защиты от кислых газов и коррозии, обеспечивают низкий коэффициент трения, термостабильность при бурении глубоких высокотемпературных скважин, превосходный контроль фильтрации и минимальное повреждение коллекторских свойств за счет предотвращения проникновения воды в пласт. Однако именно VERSACLEAN на минеральном масле является предпочтительным выбором для бурения в экологически чувствительных зонах, на шельфе и при повышенных требованиях к безопасности и сохранению продуктивности пласта
	MEGADRIL	Это система буровых растворов на углеводородной основе (РУО) нового поколения, в которой в качестве дисперсионной среды используются минеральное масло или дизельное топливо. Ключевая особенность рецептуры — использование единого реагента MEGAMUL, который объединяет эмульгатор и гидрофобизатор в одной упаковке, что упрощает обработку раствора, снижает расходы на доставку материалов и логистику на буровой. Типовая рецептура включает: минеральное масло (720 кг/м³) в качестве дисперсионной среды, воду (180 кг/м³) как дисперсную фазу, хлористый кальций (60–80 кг/м³) для регулирования плотности и ингибирования, известь (18–20 кг/м³) для поддержания щелочности, MEGAMUL (18–20 кг/м³) в качестве ПАВ и эмульгатора, VERSATROL (2–8 кг/м³) для контроля фильтрации, VG-PLUS (8–12 кг/м³) как органофильную глину, а также карбонат кальция (80–100 кг/м³) в качестве фракционированного кольматанта. По сравнению с предыдущими системами (VERSADRIL, VERSACLEAN), MEGADRIL обеспечивает улучшенный реологический профиль, а также высокую устойчивость к загрязнению водой без существенного влияния на свойства раствора и скорость бурения.
Halliburton (подразделение Baroid) [9]	ENVIROMUL	Система синтетического бурового раствора на углеводородной основе (SBM — Synthetic-Based Mud), Система ENVIROMUL представляет собой инвертно-эмульсионный раствор, оптимизированный для глубоководного бурения, и характеризуется высокой термостабильностью, низкой токсичностью и хорошей биоразлагаемостью. В качестве базовой жидкости используется EDC 99 DW — биодеградируемое минеральное масло, производимое компанией Total, которое обеспечивает термическую стабильность, минимизирует экологические риски при аварийных разливах и дает долгосрочную экономическую выгоду за счет возможности повторного использования.

Российские компании активно занимаются поиском и испытаниями по усовершенствованию и производству основ для РУО, нацеленных, в том числе, для повышения эффективности бурения в осложненных геологических условиях. Например, АО «СНПХ» выпускает продукт СНПХ-БМ [10], который представляет собой композицию на основе минерального масла и функциональных присадок, обладает высокой смазывающей способностью, минимальной токсичностью, высокой биоразлагаемостью и совместимостью с различными реагентами, применяемыми в РУО. Рекомендуемая концентрация основы в готовом растворе - 55–90%. ООО «ИСК ПетроИнжиниринг» производит масло EWO BASE Bio [11]. Растворы на его основе отнесены к 4 классу опасности и признаны биоразлагаемыми в морской воде. ГК «Миррико» предлагает композицию на основе минерального масла и специальных добавок (УБЖ) в качестве дисперсионной среды для буровых растворов на эмульсионной основе (ЭРУО), а также компоненты для РУО, включая гидрофобизирующие агенты Основа™ (марка БР-4, Медиум (марка Э) [12].

Список используемых источников:

1 Дихтярь Т. Д. Обеспечение функциональных свойств буровых растворов / Т. Д. Дихтярь, Д. Р. Усманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 227-230. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 15.04.2022).

2 Патент № 2823633 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01). Реагент комплексного действия для буровых растворов на водной основе: № 2 2023115092: заявл. 07.06.2023: опубл. 26.07.2024 / Исмаков Р. А., Конесев В. Г., Янгиров Ф. Н., Дихтярь Т. Д., Жорже-Виейра А. В., Ибрагимов Д. Ф.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – URL: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet (дата обращения: 20.03.2026).

3 Синтетические промывочные жидкости для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях / Ибатуллин В.В., Логинова М.Е., Дихтярь Т.Д. // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 328-331.

4 БУРИНТЕХ. Растворы на углеводородной основе «ЭМУЛЬКАРБ» URL: https://burintekh.ru/upload/iblock/828/6t2qbzpgter768c3609ccrf1awdfq960.pdf?ysclid=mmz1kn5c2y318166246

5 «Роснефть» приступила к производству более экологичных буровых растворов URL: https://www.rosneft.ru/press/news/item/220439/

6 Услуги и продукты компании «АКРОС» URL: https://www.akros-llc.com/products/resheniya-dlya-bureniya/servisnoe-soprovozhdenie-burovykh-rastvorov/sistemy-pervichnogo-vskrytiya-produktivnykh-plastov/unidrill2/

7 Carbo-DF® - Rigrent URL: http://rigrent.ru/technologies/carbo-df/

8 Растворы на углеводородной основе: решение технологических и геологических задач URL: https://www.angi.ru/userfiles/file/SWACO.pdf

9 Исследование процесса испарения фаз в буровых растворах на углеводородной основе URL: https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-protsessa-ispareniya-faz-v-burovyh-rastvorah-na-uglevodorodnoy-osnove/viewer

10 Основа для РУО СНПХ-БМ URL: https://snph.ru/osnova-dlya-ruo-snph-bm/

11 «ИСК «ПетроИнжиниринг» представила экологичное решение для бурения нефтегазовых скважин URL: https://pbp.pw/tpost/t2ju2alpo1-isk-petroinzhiniring-predstavila-ekologi

12 Нефтесервисная компания Миррико URL: https://mirrico.ru

13 Исследование и разработка реагентов для регулирования свойств инвертных эмульсионных растворов [Текст] / М.А. Исмагилов, Л.Ю. Фей, А.С. Перепелкин, Д. Жчао, Т.Д. Дихтярь // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 1. − С. 325-329

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ PDC В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

А.Х. Габзалилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н.)

А.А. Латыпов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)

Аннотация. Цель данной работы заключается в поиске решений по повышению эффективности бурения. В условиях нынешней геополитической ситуации на мировом

экономическом рынке необходимо привлечение инвестиций для развития компаний данного сегмента, оптимизация , внедрение новых более дорогих технологий и проведение опытно-промышленных испытаний в области недропользования. В последнее время остро встает вопрос продвижения оптимизации технологий по добыче нефти, газа, газового конденсата на фоне снижения дебита добывающих скважин и увеличения затрат на добычу трудноизвлекаемых запасов. Авторы считают, одним из таких решений является применение долот изготовленных по технологии Polycrystallinc Diamond Compact (PDC).

Ключевые слова: Буровая установка, режим бурения, КНБК, долото PDC, проходка

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE USE OF PDC BITS FOR OPTIMAL WELL DRILLING

A.H. Gabzalilova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor, Candidate of Technical Sciences)
A.A. Latypov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GBZ-20-11

Abstract. The purpose of this work is to find solutions to improve drilling efficiency. In the current geopolitical situation in the global economic market, it is necessary to attract investments for the development of companies in this segment, optimize, introduce new more expensive technologies and conduct pilot tests in the field of subsurface use. Recently, the issue of promoting the optimization of technologies for the extraction of oil, gas, and gas condensate has become acute against the background of a decrease in the production rate of producing wells and an increase in the cost of extracting hard-to-recover reserves. The authors believe that one of these solutions is the use of chisels made using Polycrystallinc Diamond Compact (PDC) technology.

Keywords: Drilling rig, drilling mode, KNBC, PDC chisel, sinking

Introduction (Введение)

Одним из лидирующих мест в экономике нашей страны занимает добыча природных углеводородов. Для поддержания текущего уровня добычи углеводородного сырья, а также прироста добычи необходимо вводить в эксплуатацию новые скважины, выходящие из бурения. Для реализации данной задачи необходимо уменьшить траты на строительство скважины, ввиду ограничений по финансированию. Одной из основной затратой считается приобретение долот и поддержание долотного сервиса в процессе бурения скважины, потому как долото является основным породоразрушающим инструментом. Ускорение проходки скважины и достижение ранних сроков сдачи скважины в эксплуатационный фонд в большей степени зависит от производительности долота. В связи с этим показатели увеличения производительности долот и рационализация параметров бурения становятся ключевыми задачами. Для повышения эффективности бурения требуется минимизировать время спуско-подъемной операции (СПО) для смены долота. Физико-химические характеристики пород, слагающих разрез скважины, могут сильно отличаться. В связи с этим предприятия по долотному сервису разрабатывают и внедряют долотья для различных целей. Это приводит к тому, что условия их работы и требования к ним разнообразны, что делает необходимым использование широкого спектра долот.

Materials and methods (Материалы и методы)

Буровые долота PDC — это сложные инструменты, эффективность которых обусловлена тщательной интеграцией нескольких ключевых компонентов, работающих согласованно. Каждый компонент играет важнейшую роль в эффективности бурения, управлении буровым раствором и сохранении структурной целостности долота на протяжении всего процесса бурения. Эти долота изготавливаются путем нанесения слоя

синтетического алмаза промышленного класса на подложку из карбида вольфрама при высоких температурах и давлении. Это создает чрезвычайно твердый и износостойкий режущий элемент. Их конструкция, не имеющая движущихся частей, делает их очень прочными и стабильными, снижая необходимость в частой замене насадок. Долота PDC были разработаны для бурения пород мягкой и средней твердости, где раньше применялись трехшарошечные долота. В этих породах долота PDC показывали высокие скорости проходки, более чем в три раза превышающую аналогичную скорость других долот. Такие показатели достигаются за счет режущей части долот PDC и их большей долговечности в связи с отсутствием в их конструкции движущихся частей. Для удаления определенного объема породы, энергии потребуется куда меньше, в сравнении с аналогичными показателями для шарошечных долот и долот, армированных натуральными алмазами.

Выбор правильного долота PDC имеет первостепенное значение для оптимизации буровых работ и достижения экономической эффективности

Results (Результаты)

В данной работе рассмотрено Южно-Конитлорское месторождение, разрабатываемое НГДУ «Комсомольскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», где были пробурены скважины PDC-долотами компании НПП «Буринтех».

На сегодняшний день порядка 80 – 90 % горной породы разрушаются долотами типа PDC, но исходя из практического опыта применения PDC долот в условиях месторождений Западной Сибири, можно утверждать, что стойкость корпуса стальных PDC долот превосходит в большинстве случаев стойкость самого вооружения долота. Таким образом, появляется возможность увеличить ресурс работы долота путем его реставрации.

Отбор долот для реставрации производится совместно специалистами общества и предприятия изготовителя. Предварительная оценка состояния долот производится на основании осмотра и замера диаметра отработанных долот.

Долото БИТ 220,7 ВТ416 УМ (№ 1) работало на Южно-Конитлорском месторождении. Было пройдено четыре интервала из-под кондуктора, в итоге проходка составила 6421 м (таблица 1). По заключению комиссии долото было отправлено на реставрацию.

Таблица 1 – Показатели работы нового долота

Месторождение	Куст	Сква-жина	Интервал бурения		Проход-ка, м	Время мех. бурения, ч	Мех. скорость бурения, м/ч	Тип забойного двигателя	Код износа
			от	до					
Южно-Конитлорское	166	1869	895	2483	1588	29	54,8	ДРУ- 172.7/8	O-O-NO-A-X-IN-RR-BHA
Южно-Конитлорское	166	1824	996	2702	1706	42,9	39,8	ДРУ- 172.7/8	0-1-BT-G-X-IN-RR-TD
Южно-Конитлорское	166	2151	952	2242	1290	32,9	39,2	ДРУ- 172.7/8	0-1-BT-G-X-IN-RR-TD
Южно-Конитлорское	166	2149	897	2734	1837	47,7	38,5	ДРУ- 172.7/8	1-2-BT,CT,DL,LT-N,T,S,G-X-IN-N R
Общие данные до реставрации					6421	152,5	42,1	Долото рекомендуется на реставрацию	

После реставрации долото отработало три интервала, проходка составила 5243 м (таблица 2). По заключению комиссии долото пригодно для вторичной реставрации. Общие показатели работы долота с учетом реставрации указаны в таблице 3. Показания проходки механической скорости бурения на долото БИТ220,7ВТ416УМ (№1) представлены на рисунках 1 и 2, соответственно.

Таблица 2 – Показатели работы реставрированного долота

Месторождение	Куст	Скважина	Интервал бурения		Проходка, м	Время мех. Бурения, ч	Мех. скорость буре- ния, м/ч	Тип забойного двигателя	Код износа
			от	до					
Южно-Конитлорское	147	1710	986	2705	1719	22,5	76,4	ДГР-178.6/7	0-1 -CT. WT-S-X-IN-RR-BHA
Южно-Конитлорское	147	1680	1004	2828	1824	33,7	54,1	ДРУ2-172.7/8	0-2-WT.CT-S-X-1N-RR-BHA
Южно-Конитлорское	102	1319	935	2635	1700	35,6	47,8	ДГР-178.6/7	0-2-WT,CT-S-X-IN-BU,-RR- BHA
Общие данные после реставрации					5243	91,8	57,1 .	Долото пригодно к реставрации	

Таблица 3 – Общие показатели работы долота с учетом реставрации

БИТ220,7ВТ416УМ (№1)	Проходка, м	Механическая скорость, м/ч
Общее на долото	11664	47,7
Среднее по месторождению	3318	29,43

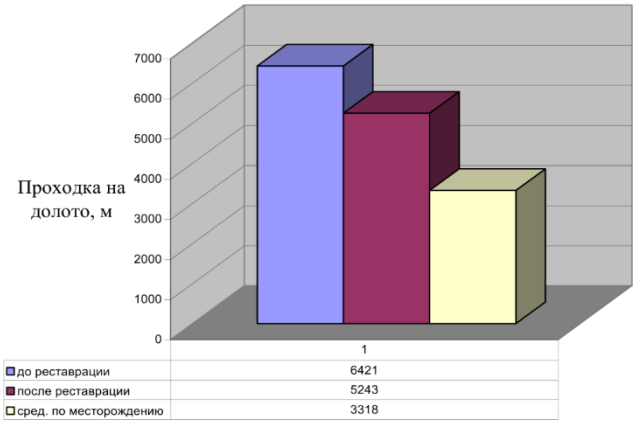


Рисунок 1 – Показания проходки на долото БИТ220,7ВТ416УМ (№1)

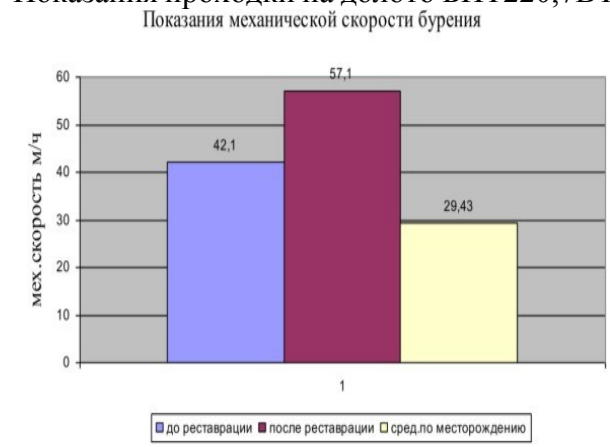


Рисунок 2 – Показания механической скорости бурения долотом БИТ 220,7 ВТ416 М (№ 1)

Таким образом применение реставрированных долот показали хорошие технические характеристики бурения скважин.

Экономические показатели долота БИТ220,7ВТ416УМ (№1)

Проходка на долото БИТ220,7ВТ416УМ (№1) с учетом одной реставрации равна 11664м, затраты составили 1730504 рубля. Для данной проходки понадобится 1,8 новых долот, что составит 2244710 рублей. Экономия составит 23% или 514206 рублей

Таблица 4 – Экономия с учетом одной реставрации

Количество реставраций	Проходка на долото с учетом реставрации	Затраты с учетом реставрации	Проходка нового долота	Затраты на новые долота	Экономия
-	6421	1236074	6421	1236074	-
Р1	5243	494430	5243	1008636	-
итого	11664	1730504	11664	2244710	514206
-	1 долото	-	1,8 долота	-	

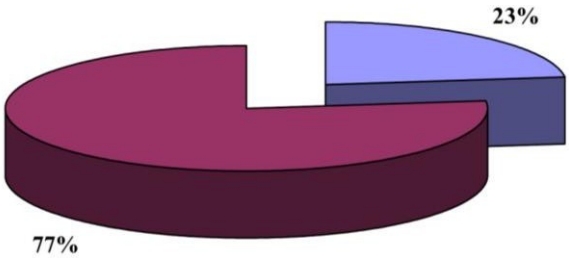


Рисунок 3 – Затраты с учетом реставрации Р1

Conclusion (Выводы)

Проанализировав результаты применения PDC-долот компании НПП «Буринтех», авторы считают, что показатели дают возможность:

- сократить прямые затраты, зависящие от времени (сокращение времени проработок ствола, количества СПО и т.д.) и выполнить больший объем работ за аналогичный период;
- повысить механические скорости бурения и увеличить проходку на долото

Основными преимуществами долот PDC являются их конструктивная надежность, высокая породоразрушающая способность и повышенная износостойкость резцов.

Хорошая управляемость долот PDC при реализации проектных траекторий скважин и обеспечение пространственно ровного и стабильного ствола позволяют не только экономить время, но и повысить качество процесса бурения.

В результате анализа работы реставрированных долот мы можем сделать вывод, что данные долота не значительно уступают новым долотам, а с экономической точки зрения выигрывают в кратном размере.

Confirmations (Подтверждения)

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Южно-Конитлорского месторождения. Авторы не останавливаются на достигнутом и намерены продолжить исследование этой темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения PDC-долот для конкретных задач бурения скважин.

Список использованных источников:

1. Попов А. Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003

2.Рудаков А.Н. Предложение по повышению экономической эффективности использования PDC долот/ Доклад на XXX научно – технической конференции молодых учёных и специалистов ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ», Сургут, СУБР№2 – 25 с.

3.Долота PDC. Каталог нефтегазовой продукции, 2013-3014 г. Varel International, 2013 – 25 с.

4.Хохлов Д.А., Рудаков А.Н. Рациональное использование долот PDC. Рационализаторское предложение № 912 от 13.04.2010, Сургут, СУБР-2, 2010.

5.Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с

УДК 622.24

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Р.Р. Галин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)
Э.Р. Садыкова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. При бурении скважин обеспечение самого процесса бурения и выноса из скважины выбуренной породы осуществляется буровой жидкостью, подаваемой в скважину под давлением.

Совершенствование технологии очистки буровых растворов от выбуренной породы, увеличение скорости бурения скважин и улучшение качества бурового раствора является важной научно-прикладной проблемой, имеющая важное значение для нефте- и газодобывающей отрасли.

Ключевые слова: система очистки бурового раствора, ситогидроциклон.

UDC 622.24

MODERNIZATION OF THE DRILLING SOLUTION PURIFICATION SYSTEM

R.R. Galin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБЗ-20-11)
E.R. Sadykova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technologica lUniversity, lecturer)

Abstract. When drilling wells, the drilling process itself and the removal of drilled rock from the well are carried out using drilling fluid that is supplied to the well under pressure.

Improving the technology for cleaning drilling mud from drilled rock, increasing the speed of drilling wells, and improving the quality of drilling mud is an important scientific and practical problem that is crucial for the oil and gas industry.

Keywords: drilling mud cleaning system, mud cleaner

Introduction

Основной функцией буровой промывочной жидкости является обеспечение процесса бурения и осуществление выноса выбуренной породы из скважины. Именно поэтому обеспечение стабильных физико-химических свойств, соответствующих условиям бурения, является одной из важнейших составляющих процесса успешной проводки ствола скважины. Удержание процентного отношения количества твердых частиц и диапазона плотности промывочной жидкости – важная задача сервиса буровых растворов, выполнение которой позволит уменьшить как материальных расход реагентов, так и увеличить технико-экономические показатели бурения, так как остаточная концентрация твердой фазы выбуренных частиц негативно влияет на скорость бурения, межремонтный период циркуляционной системы и обвязки в целом, а также степень износа внутренней и внешней части бурильных труб. В связи с этим, совершенствование и модернизация систем очистки буровых растворов является важнейшей задачей нефтегазового сектора

На сегодняшний день система очисти обычно состоит из четырех ступень очистки:

– вибросито;
– пескоотделитель;
– илоотделитель;
– центрифуга.

Вибросита – как элемент системы очистки буровых промывочных жидкостей, называемой иногда «грубой очисткой», является первой ступенью очистки. Данные вибросита имеют линейный тип движения и являются наиболее универсальными, обладают следующими особенностями и функциями:

– высокая осушающая способность;

– быстрая транспортирующая способность.

Пескоотделитель представляет собой батарею гидроциклонов диаметром от 150 до 300 мм. Подача раствора осуществляется диафрагмовым или центробежным насосом под давлением 0,2–0,3 МПа в верхнюю часть конуса. Вследствие центробежного ускорения, твердые частицы, обладающие большей плотностью, отбрасываются к стенкам аппарата, где под действием силы тяжести и подпора потока опускаются в нижнюю часть (коническую) и выводятся наружу. Очищенная жидкость формирует внутренний вихрь и поднимается вверх к сливному патрубку.

Илоотделитель конструктивно схож с пескоотделителем, но для улавливания более тонких фракций используются гидроциклоны меньшего диаметра (75–150 мм). Уменьшение радиуса гидроциклона приводит к значительному увеличению центробежных сил, действующих на частицу, что позволяет сепарировать более мелкие включения. Количество гидроциклонов в батарее может достигать 20 единиц.

В современной системе очистки бурового раствора пескоотделитель и илоотделитель объединяются в одну установку, которая называется ситогидроциклонная установка. Примеры конфигураций СГУ представлены на рисунке 1.

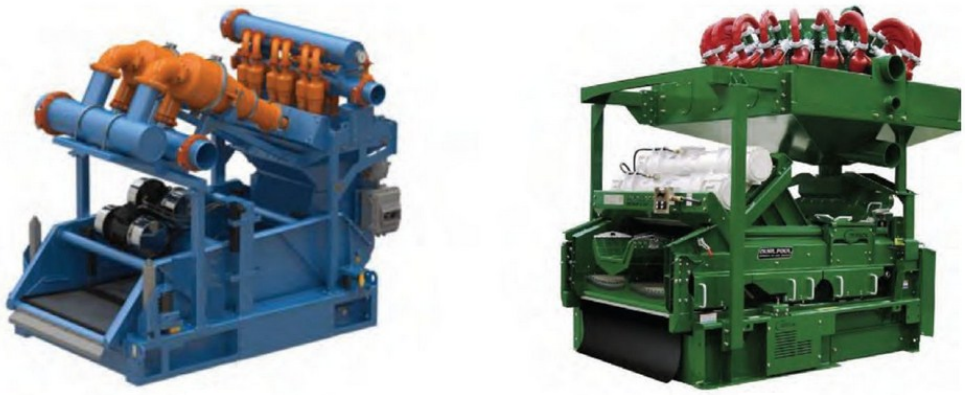


Рисунок 1 – Примеры конфигураций СГУ

Также четвертой ступенью является центрифуга. Принцип ее работы основан на принудительном осаждении твердых частиц под действием центробежной силы. Главным элементом центрифуги является быстро вращающийся ротор (барабан), внутри которого коаксиально расположен шнек, вращающийся с небольшой разницей в частоте. Буровой раствор поступает внутрь ротора, где под действием центробежной силы происходит осаждение твердых частиц на стенках. Шнек транспортирует осадок к торцу ротора в зону выгрузки.

До последней трети XX века включение песко- и илоотделителей в технологическую цепочку обработки бурового раствора осуществлялось по упрощенной схеме – после вибросит, установленных на устье, без направления бурового раствора после гидроциклонов на вибросита. Необходимость в разработке ситогидроциклонных модулей (СГУ) была обусловлена для решения производственных задач того периода: снижение содержания выбуренной породы в циркулирующем растворе и сокращения безвозвратных потерь дорогостоящих компонентов – баритового утяжелителя, а также жидких фаз, в том числе при использовании растворов на углеводородной основе (РУО).

На одном из дочерних предприятий ПАО «НК «Роснефть» для оценки эффективности оборудования очистки выполнялись замеры плотности бурового раствора до и после ситогидроциклонной установки (СГУ). На рисунке 2 представлены результаты замеров. По оси ординат отложена разность между плотностью на выходе и входе в установку.

Анализ полученных данных свидетельствует о том, что в 78 % наблюдений зафиксирована положительная разность, то есть плотность раствора после осушающего

вибросита превышала плотность исходного раствора, поступающего в СГУ. Ввиду отсутствия в системе баритового утяжелителя, можно заключить, что в указанных 78 % случаев применение СГУ не обеспечивало технологической целесообразности. Так как ожидаемого эффекта снижения плотности или удаления твердой фазы не наблюдалось.

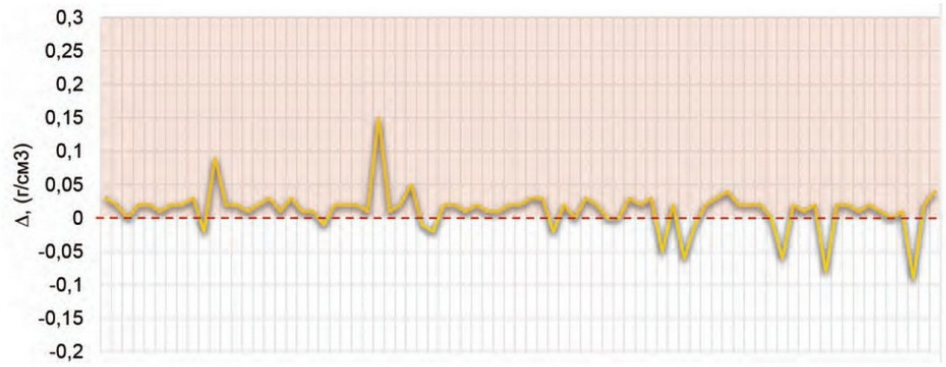


Рисунок 2 – Измерение разницы плотности раствора на выходе и входе СГУ

В процессе комплектации бурового оборудования и подбора элементов циркуляционной системы сотрудниками компании ООО «РН-ЦЭПиТР» предложена установка дополнительного вибросита, устанавливаемого непосредственно на устье скважины.

Данное решение обусловлено необходимостью снижения точки отсечки и повышения пропускной способности первой ступени очистки.

Предлагаемая схема системы очистки, включающая устьевое вибросито и блок гидроциклонов с прямым раствора после гидроциклонов показывает эффективность. Такая схема способна составить конкуренцию традиционной для нефтесервисной индустрии схеме с применением ситогидроциклонных установок.

Список использованных источников:

1. Мишин А.В., Мордюков А.Ф., Козырев А.С., Хохлов А.В., Бембак Е.В., Подкорытов А.Н., Дорошенко В.А., Пономаренко Р.П. Эволюция применения гидроциклонов в составе оборудования очистки. Актуальность использования ситогидроциклонной установки: Бурение-Нефть, 2025 г.

2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.

3. Перфилов, В. А. Строительство и эксплуатация объектов для приготовления и очистки буровых растворов и утилизации отходов: учебное пособие / В. А. Перфилов, А. М. Буров. – Волгоград: ВолгГТУ, 2022. – 100 с.

УДК 622.276.5

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

Э. А. Гимаздинова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Т. Р. Латыпова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)

Д.Ф. Хабибуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)

Аннотация. В последние годы наблюдается увеличение количества осложнений, связанных с бурением скважин. К ним относятся пласты с переменным давлением, нестабильность ствола скважины, истощённость пластов, наличие многолетнемёрзлых пород, набухающих или пластичных глин, текучих солей, обвальных пород. Эти факторы

значительно увеличивают временные и финансовые затраты на строительство скважин. По мировому опыту, борьба с такими осложнениями может увеличивать общие сроки работ на 20–25%. Одним из решений является технология бурения на обсадной колонне.

Ключевые слова. Бурение на обсадной колонне, долото с раскрывающимися лопастями, осложнения при бурении, винтовой механизм, нефтегазовые скважины.

UDC 622.276.5

CASING DRILLING TECHNOLOGY

E. A. Gimaztdinova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
T. R. Latypova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-22-11)
D. F. Habibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-22-11)

Abstract. In recent years, there has been an increase in the number of complications associated with drilling wells. These include formations with variable pressure, borehole instability, depletion of formations, the presence of permafrost rocks, swelling or plastic clays, flowing salts, and collapse rocks. These factors significantly increase the time and financial costs of well construction. According to international experience, the fight against such complications can increase the total work time by 20-25%. One of the solutions is casing drilling technology.

Keywords: Drilling on a casing string, a bit with expanding blades, drilling complications, a screw mechanism, and oil and gas wells.

Технология бурения на обсадной колонне (БОК) - одно из направлений метода бурения без подъема труб (ББПТ). Первые опыты бурения в России на обсадных трубах провели в 1950-х гг. [9] При применении БОК используется неизвлекаемые долота и извлекаемые. Принцип работы этого неизвлекаемого долота заключается в следующем: долото спускается в скважину, на заданной глубине долото активируется, производится цементирование и затем центральный узел разбуривается долотом меньшего диаметра. Применение БОК с таким вариантом долота сокращает время на замену инструмента и повышает эффективность бурения. Технология БОК сокращает сроки строительства нефтяных и газовых скважин и затраты на их строительство. [1-3]

Зачастую неизвлекаемые долота имеют раскрывающуюся конструкцию лопастей. При активации давлением лопасти могут не раскрываться, т.е. происходит слом лопастей либо их заклинивание в скважине, что приводит к трудоёмкому извлечению и ведёт к простоям. Одним из решений является неизвлекаемое долото с раскрывающимися лопастями по винтовой линии. Данное конструкторское решение сокращает затраты на замену оборудования и минимизирует аварийные простои.[4] Данное долото используется также как центратор при цементировании обсадной колонны, что повышает качество работ. Корпус из высокопрочной стали, а лопасти армированы твёрдыми сплавами, что увеличивает срок службы и позволяет работать в неоднородных и абразивных породах.[5] Применение БОК с данной конструкцией снижает совокупную стоимость строительства скважины на 25% за счёт сокращения спуско-подъёмных операций и минимизации аварий.[6]

Технология бурения на обсадной колонне (Casing While Drilling, CWD) представляет собой перспективное и востребованное решение в современной нефтегазовой отрасли. Её актуальность обусловлена рядом преимуществ перед традиционными методами бурения, особенно в сложных горно-геологических условиях. [7-8]

Список использованных источников:

1. Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. К вопросу аналитических расчётов долота с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2022. — № [номер]. — С. [страницы]
2. Гимаздинова, Э.А. К вопросу аналитических расчётов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне // Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022.
3. Гимаздинова, Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин // Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. Публикация в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования
4. Khuzina L.B., Fazlieva R.I., Gimaztdinova E.A. Torque Reduction while Drilling with Casing // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2019. — Vol. 272. — Art. no. 022043. — DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022043.
5. Долото-башмак: пат. 192852 Российская Федерация / Хузина Л.Б., Гимаздинова Э.А., Хузин Б.А.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт»; заявл. 03.07.19; опубл. 03.10.2019
6. М.Я. Гельфгат // Бурение без подъема труб-технологическая база бурения на обсадной колонне.
7. Гельфгат М.Я. Бурение без подъема труб – технологическая база бурения на обсадной колонне // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 11. – С. 4–13.
8. Гельфгат М.Я. Технологии бурения скважин в России – истоки и перспективы развития // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 4. – С. 24–35.
9. Гельфгат М.Я. Бурение на обсадной колонне – история и современная квалификация технологических схем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2016. – № 12. – С. 4 -17.

УДК 622.276.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА СНИЖЕНИЕ ПРИХВАТООПАСНОСТИ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ

А.Ю. Гуторов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н.)
Р.Р. Шарифуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, специалист по УМР)
М.Н. Лобанов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. Гбз-20-11)

Аннотация. Статья посвящена поиску решений для снижения показателей аварийности бурового инструмента при бурении скважины. Для стабильного развития экономики нашей страны необходимо повышать качество буровых работ. С целью решения данной задачи необходимо увеличивать показатели бурения и повышать качество буровых работ. Перед буровым предприятием стоит задача насколько возможно уменьшить, стоимость проводки скважин принятием оптимальных мер по организации труда и работы организации, поиск и стремление к усовершенствованию применяемого оборудования с целью экономии затрачиваемых средств при строительстве скважин. Ввиду возможных осложнений и аварий в процессе бурения скважины необходимо проводить технические мероприятия по снижению данных показателей. Авторы считают, что применение смазочных добавок при бурении скважин позволяет увеличить безаварийную проходку скважины и поддерживать стабильные показатели в ходе бурения скважины.

Ключевые слова: Буровая установка, прихват бурильной колонны, КНБК, промывочная жидкость.

UDC 622.276.

ANALYSIS OF THE USE OF PDC BITS FOR OPTIMAL WELL DRILLING

A.Y. Gutorov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor, Candidate of Technical Sciences)
R.R. Sharifullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, UMR specialist)
M.N. Lobanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. Gbz-20-11

Abstract. The article is devoted to the search for solutions to reduce the accident rates of drilling tools when drilling a well. For the stable development of our country's economy, it is necessary to improve the quality of drilling operations. In order to solve this problem, it is necessary to increase drilling performance and improve the quality of drilling operations. The drilling company is faced with the task of reducing the cost of well wiring as much as possible by taking optimal measures to organize labor and work of the organization, searching for and striving to improve the equipment used in order to save money during the construction of wells. Due to possible complications and accidents during the drilling process, it is necessary to carry out technical measures to reduce these indicators. The authors believe that the use of lubricants during well drilling makes it possible to increase trouble-free drilling and maintain stable performance during well drilling.

Keywords: Drilling rig, Grabbing the drill string, the layout of the bottom of the drilling column, Drilling mud

Introduction (Введение)

Передовые нефтегазодобывающие компании нашей страны имеют значительные возможности: проводить крупные капиталовложения, применять современные технологии, проводить научные исследования. В Российской Федерации одной из ведущих отраслей народного хозяйства является нефтегазодобывающая. Для поддержания текущего уровня добычи, а тем более для его увеличения, необходимо бурить много разведочных глубоких скважин. Для достижения данной задачи необходимо рационально использовать финансирование проекта и не выходить за его рамки. Объем затрат проекта в значительной степени зависит от технологически правильной и безаварийной работы. Поэтому как увеличение показателя безаварийных работ, так и оптимизация параметров бурения становятся важными задачами. Причины непроизводительных и аварийных работ могут сильно варьироваться. Применение смазочных компонентов в буровой раствор предназначено для снижения факторов прихватоопасности. Условия работ и требования к смазывающим компонентам разнообразны, что делает необходимым использование широкого спектра данных компонентов.

Materials and methods (Материалы и методы)

Антиприхватные добавки — это специальные химические реагенты (смазывающие присадки, ПАВ), вводимые в буровой раствор для снижения трения между бурильной колонной и стенками скважины, предотвращения прилипания труб к глинистой корке и минимизации рисков дифференциальных прихватов. Они создают защитную смазочную пленку, облегчая бурение. При бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальными участками ствола возникают дополнительные сложности, связанные с повышенными крутящими моментами и площадями контакта между трубой и стенкой

скважины. В таких условиях буровой раствор должен обладать повышенными антиприхватными свойствами для предотвращения прихвата инструмента в скважине. Это достигается за счет улучшения смазывающих и ингибирующих свойств раствора, а также применения специальных добавок и технологий при его приготовлении.

Задачи и цели данной работы - проанализировать влияния различных смазочных добавок на снижение прихватоопастности бурильной трубы и рекомендовать смазочную добавку, которая может гораздо лучше уменьшить прихватоопасности бурильной трубы в этом интервале.

Results (Результаты)

В рамках рассматриваемой статьи было взято Приобское месторождение, где были применены ряд смазывающих добавок различных производителей.

Состав и основные технологические параметры модельных буровых растворов приведены в таблице 1.

Таблица 1. – Основные технологические параметры модельных буровых растворов

Буровой раствор	Основные технологические параметры				
	Плотность, р, кг/м^3	Условная вязкость, УВ700/500, С	Водоотдача,$Ф_{30}$, см^3	pH	СНС$_{1/10}$, дПа
БР-1	1120	22	11,0	9,25	5/10
БР-2	1200	68	10,5	8,40	10/20
Примечание: БР-1 - 8-10 % бентопорошка ПБМВ (ПБМГ) + 0,2 % КМЦ (85/600); БР-2 - 15 % бентопорошка ПБМВ (ПБМГ) + 0,2 % Сайпана + 0,1 % DK- Drill+4 %КС1;					

Результаты исследования антиприхватных свойств добавок в модельных буровых растворах показали, что эффективность антиприхватного действия разная, при одинаковой концентрации смазывающей добавки в различных буровых растворах. Так для БР-1 АКп составляет 69,5 % и 76,5 % для 2,0 % и 4,0 % концентрации добавки соответственно, а для БР-2 40,5 % и 43,0 %. По-видимому, это связано с сорбированием смазочной добавки на частицах твердой фазы и толщиной образующейся фильтрационной корки. Поэтому для более эффективного снижения противоприхватого действия необходимо увеличение концентрации смазочных добавок, что согласуется с дополнительно проведенными исследованиями, и композиций в водных и минерализованных растворах. Результаты представлены в таблице 2 и на рисунке 1

Таблица 2 – Эффективность антиприхватного действия смазочной добавки «Лубри-М» в буровых растворах различной плотности

Буровой раствор	Концентрация, % масс.	Кп	АКп, %
БР* (р = 1060 кг/м^3) +Лубри-М	0	0,0181	-
	1	0,0054	70,17
	2	0,0036	80,11
	4	0,0032	82,32
	6	0,0028	84,53
БР* (р = 1080 кг/м^3) +Лубри-М	0	0,0213	-
	1	0,0081	61,97
	2	0,0065	69,48
	4	0,0054	74,65
	6	0,0055	74,18
БР* (р = 1120 кг/м^3) +Лубри-М	0	0,0315	-
	1	0,0229	27,30
	2	0,0156	50,48
	4	0,0142	54,92
	6	0,0097	69,21
	8	0,0087	72,38
БР* (р = 1200 кг/м^3) +Лубри-М	0	0,0403	-

	1	0,0303	24,81
	2	0,0235	41,69
	4	0,0213	47,15
	6	0,0197	51,12
	8	0,0109	72,95
	10	0,0083	79,40
БР* (ρ - 1400 кг/mV Лубри-М	0	0,0588	-
	1	0,0469	20,24
	2	0,0350	40,48
	4	0,0335	43,03
	6	0,0309	47,45
	8	0,0150	74,49
	10	0,0122	79,25
	12	0,0112	80,95

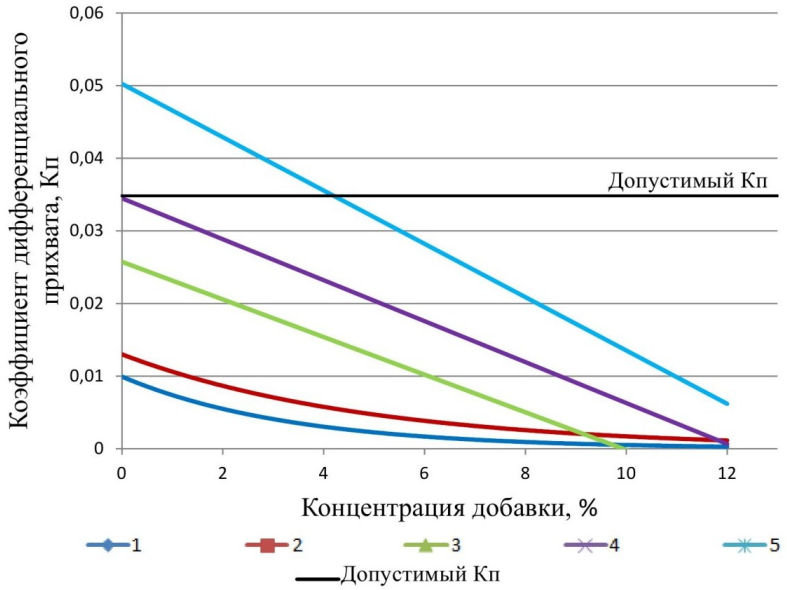


Рисунок 1 – Эффективность противоприхватного действия «Лубри-М» в глинистых буровых растворах (БР) различной плотности (1. БР р = 1060 кг/м3; 2. БР р = 1080 кг/м3; 3. БР р = 1120 кг/м3; 4. БР р = 1200 кг/м3; 5. БР р = 1400 кг/м3)

Результаты испытаний показали, что в различных моделях буровых растворов (ρ = 1060-1400 кг/м) эффективность смазочного действия разрабатываемой добавки «Лубри-М» при концентрации 2% масс. составляет 37-88%, а при концентрации 4% масс.- 39-92%, что соответствует лучшим зарубежным аналогам («DRILL-FREE») и превосходит отечественные аналоги.

Conclusion (Выводы)

Проанализировав результаты применения смазывающей добавки «Лубри-М» отечественного производства, авторы считают, что показатели дают возможность:

-сократить прямые затраты на ликвидацию аварий в следствии прихвата КНБК в интервале участка интенсивного искривления профиля скважины.

-увеличить производительное время и выполнить больший объем работ за аналогичный период;

- используя управляемые факторы, свести к минимуму вероятность возникновения прихватов;

- повысить механические скорости бурения.

Confirmations (Подтверждения)

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Приобского месторождения. Авторы не останавливаются на достигнутом и намерены продолжить исследование этой темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения смазывающих добавок в буровой раствор для конкретных задач бурения скважин.

Список использованных источников:

1.Рязанов, А.Я. Энциклопедия по буровым растворам: учебник / А.Я. Рязанов. – Оренбург: Изд-во Летопись, 2005. – 664 с.

2.Иогансен, К.В. Спутник буровика: справочник / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 424 с.

3.Попов А. Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003

4.Кудинов, В.И. Основы нефтегазового дела: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с

5.Методика расчета по определению выбросов паров нефтепродуктов / Э. М. Альмухаметова, Н. Х. Габдрахманов, Р. Р. Степанова, Р. Р. Хуснутдинова, Р. Р. Шарифуллина, Л. Ф. Юсупова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 31-37. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020

6.Зайнуллина Р. Р. Иследования скважин на установившихся режимах / Р. Р. Зайнуллина, Г. С. Галимова, Э. М. Альмухаметова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013: сборник научных трудов международной научно-технической конференции в 3-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – Т. 1. – С. 171-176.

УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИРУЮЩИХ ДОБАВОК

Д.А. Денисов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)

Э.Р. Садыкова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. В буровой раствор добавляются различные добавки и реагенты при приготовлении для оптимизации параметров буровой промывочной жидкости. Также существуют добавки для получения ингибирующих свойств буровой промывочной жидкости.

Во время строительства скважины нередко возникают осложнения, для борьбы и предупреждения, с которыми существуют специальные реагенты. Однако, для получения положительного эффекта к выбору добавок нужно подходить грамотно.

Ключевые слова: ингибитор, ингибирование глин

UDC 622.24.

INCREASING THE RESISTANCE OF CLAY ROCKS DURING DRILLING BY USING INHIBITING ADDITIVES

D.A. Denisov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБЗ-20-11)

E.R. Sadykova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, lecturer)

Abstract. Various additives and reagents are added to the drilling mud during preparation to optimize the parameters of the drilling fluid. There are also additives that provide inhibitory properties to the drilling fluid.

During the construction of a well, complications often arise, and special reagents are used to combat and prevent them. However, it is important to choose the right additives to achieve the desired effect.

Keywords: inhibitor, clay inhibition

Introduction

Буровая промывочная жидкость представляет собой основной элемент при строительстве нефтяных и газовых скважин. От его основных параметров и правильно подобранного типа напрямую зависит успех всего производственного цикла бурения. В связи с постоянным усложнением геологических условий и стремлением к увеличению глубин проходки при бурении скважин, совершенствование составов буровых жидкостей приобретают практическую значимость в наши дни.

Наиболее серьезной проблемой при прохождении аргиллитов является неустойчивость стенок скважин. Так как при попадании фильтрата бурового раствора в поры данных пластов происходит разуплотнение глин, что может привести к прихвату колонны.

Также данная проблема усугубляется естественной хрупкостью горных пород в зоне бурения, что повышает риск нарушения целостности ствола скважины.

Последствия такой нестабильности влекут за собой ряд осложнений. Среди них наиболее серьезным является прихват бурильной колонны, вплоть до полной потери её подвижности, формирование сальников на элементах оснастки из-за интенсивного налипания выбуренной породы, катастрофические поглощения промывочной жидкости, а также внезапные нефтегазопроявления и поступления пластовых вод, которые могут привести к открытому фонтанированию.

Для предотвращения данных негативных явлений и сохранения устойчивости стенок скважины требуется применение специализированных буровых растворов, в которых присутствуют химические реагенты – ингибиторы.

Добавление ингибиторов является необходимым действием для сохранения целостности горных пород, слагающих стенки скважины. Данные реагенты подавляют гидратацию и снижают набухания глинистых минералов.

В современной практике бурения применяется достаточное большое количество ингибирующих составов промывочных жидкостей. Каждый реагент обладает своими технологическими особенностями. Наибольшее распространение получили системы на основе калиевых, силикатных, кальциевых, известковых и гипсовых реагентов. Однако, несмотря на их способность сдерживать гидратацию глин, все перечисленные типы растворов имеют некоторые технологические недостатки.

Одним из наиболее эффективных реагентов для стабилизации ствола скважины является реагент Стабилайт II продукция компании ООО «Клото». Данный химический продукт разработан для решения проблем, связанных с потерей целостности стенок скважины. Его основная функция заключается в повышении стабильности открытого ствола за счет предотвращения проникновения порового давления внутрь микротрещин и порового пространства глинистых сланцев.

Действие Стабилайт II основано на создании водоотталкивающего и упругого барьера. Благодаря данному процессу снижается вероятность процессов ослабления структурных связей в породе, предотвращается её разупрочнение под воздействием фильтрата. Также исключается осыпание и обрушение стенок.

Реагент Стабилайт II оказывает благоприятное воздействие на качество фильтрационной корки, формирующейся на стенках скважины. Он делает её более плотной, эластичной и механически прочной. Данные качества реагента способствуют снижению показателя фильтрации (водоотдачи) бурового раствора.

Основной принцип взаимодействия данного реагента с глинистой породой вызван его анионной активностью. Так как химический реагент несет отрицательный заряд, его частицы проявляют высокое сродство к положительно заряженным участкам (обычно это краевые зоны и торцевые поверхности) глинистых минералов. Из-за разности потенциалов, эти частицы притягиваются к глине по принципу магнитного взаимодействия и прочно закрепляются на её поверхности в процессе адсорбции.

В результате такого связывания на активных центрах глинистых частиц формируется защитный слой, который нейтрализует их поверхностный заряд и блокирует способность к гидратации (рисунок 1).

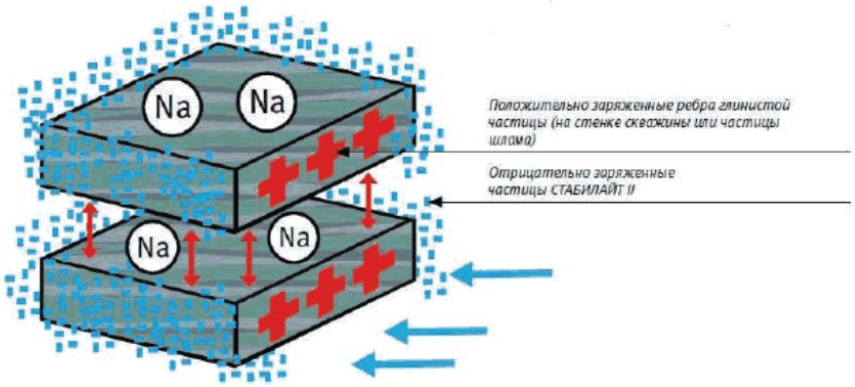


Рисунок 1 – Нейтрализация краевых зарядов глины реагентом Стабилайт

Стабилайт II препятствует ослаблению структуры, разупрочнению и осыпанию породы. Он улучшает качество фильтрационной корки, придает ей дополнительную прочность и упругость, понижает водоотдачу бурового раствора. Применение этого химреагента помогает избежать проблем, связанных с нестабильностью ствола скважины при бурении глинистых отложений.

Таким образом, включение Стабилайт II в состав промывочной жидкости позволяет сократить большинство осложнений, вызванных нестабильностью ствола при проходке толщ глинистых пород. Стабилайт II обеспечивает надежное крепление стенок за счет физико-химического воздействия кольматации.

Список использованных источников:

1.Широков М.Н. Исключительная стабильность ствола скважины: что делать, когда не работает повышение плотности бурового раствора?: Бурение-Нефть, 2025 г.

2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.

3. Белоруссов В.О. Технология борьбы с осложнениями при бурении скважин. – М.: Недра, 1967. - 162 с.

УДК 622.245.412

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ ДЛЯ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Э.Р. Заманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

С.В. Любимова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Суть вторичного вскрытия пласта заключается в создании надежной

гидродинамической связи продуктивного пласта и скважины. Методы перфораций скважин различны и постоянно улучшаются. К современным методам вторичного вскрытия пласта можно отнести: кумулятивный, сверлящий, радиального бурения, гидромеханический. Все большее количество методов предлагают перфорирование в щадящем режиме, что уменьшает негативное воздействие на продуктивный пласт и крепь скважины.

Ключевые слова: скважина, бурение, вторичное вскрытие продуктивного пласта, проницаемость пласта-коллектора, гидромеханическая щелевая перфорация.

UDC 622.245.412

USING HYDROMECHANICAL SLOT PERFORATION TECHNOLOGY FOR SECONDARY DISCOVERY OF A PRODUCTIVE FORMATION

E.R. Zamanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)

S.V. Lyubimova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The essence of secondary formation penetration is to create a reliable hydrodynamic connection between the productive formation and the wellbore. Well perforation methods vary and are constantly being improved. Modern secondary formation penetration methods include jet drilling, drilling, radial drilling, and hydromechanical drilling. An increasing number of methods offer perforation in a gentle mode, which reduces the negative impact on the productive formation and wellbore casing.

Keywords: well, drilling, secondary opening of the productive formation, reservoir permeability, hydromechanical slot perforation.

Процесс строительства скважин – это трудозатратная, дорогостоящая и длительная процедура, которая складывается из некоторых этапов. Заключительным этапов является освоение скважины, на качество которого влияет качество притока, а также фильтрационные показатели продуктивного пласта (ПП). Первым инструментом освоения пласта является его вторичное вскрытие методом перфорации.

Перфорация это процесс образования отверстий в обсадных колоннах, цементном камне и пласте с помощью специальных скважинных аппаратов перфораторов. Основной задачей перфорации скважин является вскрытие продуктивных пластов в крепленных обсадной колонной скважинах. В настоящее время существует три основных способа перфорации: прострелочновзрывной, гидропескоструйный и механический.

В данной статье рассмотрим метод щелевой перфорации. Технология подразумевает создание щелей в обсадной колонне с целью получения сообщения между скважиной и пластом.

Для проведения данного метода перфорации применяются гидромеханические щелевые перфораторы, в частности рассмотрим гидромеханические перфораторы ПЩ-6-146 (Рисунок 1), которые предназначены для перфорации разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, обсаженных колоннами диаметрами 146 мм.



Рисунок 1 – Щелевой перфоратор 2-х дисковый

Гидромеханический щелевой перфоратор ПЩ-6-146 (Рисунок 2) состоит из цилиндра с соединительной муфтой, подпружиненного поршня-толкателя, корпуса, накатного диска, гидромониторной насадки, опорных роликов. Конструкция перфоратора является простым и надежным, а стоимость его существенно дешевле сверлящих перфораторов, например, цена ПС-112 в шесть раз дороже рассматриваемого перфоратора ПЩ-6-146.

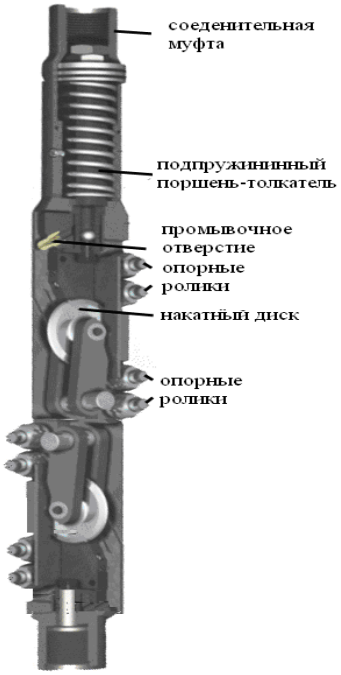


Рисунок 2 – Конструкция щелевого перфоратора ПЩ-6-146

Перфоратор дает возможность глубокого размыва горной породы до 400 мм, что обеспечивает введение в разработку всех пропластков продуктивного пласта.

Преимущества гидромеханической щелевой перфорации:

– высокое качество вскрытия ПП;

– щадящее воздействие на цементное кольцо и эксплуатационную колонну за пределом интервалов перфорации;

– надёжное сообщение с разрабатываемым пластом.

Сверление перфорационных отверстий большого диаметра с их оптимальным пространственным расположением, прорезание в обсадной колонне продольных щелей с последующим размывом цементного камня и породы-коллектора высоконапорной струей скважинной жидкости – перспективная альтернатива стреляющим перфораторам, вызывающим катастрофическое разрушение крепи скважин не только в интервале перфорации, но и на несколько метров за его пределами.

Список использованных источников:

1 Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с

2 Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., Федоровская В.А. Технология и технические средства для вскрытия продуктивных пластов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 176 с.

3 Саркисов Н.М., Шишков С.В., Климовец В.Н. Интенсификация добычи нефти путем щелевой перфорации // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 79–80.

УДК 622.24

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОЙ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

И.А. Зарипов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)
А.Х. Габзалилова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Важным этапом в строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин является крепление обсадных колонн. Прежде чем проводить цементирование скважины требуется закачивание в скважину буферной жидкости, от качества, которой зависит в целом качество крепления скважины, так как она служит для разделения между промывочной жидкостью и тампонажным раствором.

Ключевые слова: скважина, буферная жидкость, полимерная добавка, крепление скважины.

UDC 622.24

ANALYSIS OF THE USE OF POLYMER BUFFER FLUID TO IMPROVE WELL CEMENT QUALITY

I.A. Zaripov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
A.Kh. Gabzalilova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. A crucial stage in the construction and operation of oil and gas wells is securing the casing strings. Before cementing a well, a spacer fluid must be pumped into the well. The quality of the spacer fluid determines the overall well casing quality, as it serves as a separation between the drilling fluid and the cement slurry.

Keywords: well, spacer fluid, polymer additive, well casing.

Качество крепления скважины зависит от грамотного подбора состава буферных жидкостей. Перспективными на сегодняшний день являются полимеры включающиеся в основу состава буферных жидкостей [1].

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли широко используются различные

полимерные добавки, включая органические вещества, такие как латекс, поливинилацетат и водорастворимые соли. Эти материалы способствуют улучшению физических, механических и химических характеристик цементного камня, формируя тонкую пленку на поверхности цементных зерен, которая улучшает адгезию.

Важность взаимодействия тампонажных композиций в процессе крепления скважин со слагающими ствол скважины породами не может быть переоценена, поскольку это влияет на герметичность заколонного пространства. Тампонажные смеси с добавлением латекса обладают не только высокой эластичностью и устойчивостью к износу, но и улучшенной адгезией к различным поверхностям [2].

На кафедре бурения скважин Санкт-Петербургского Горного Университета и в Китайском университете геолого-геофизических наук, была создана добавка GM-II с плотностью 1010 кг/м^3, содержащая 60 % синтетического латекса и сернокислый алюминий.

Проводились исследования шести рецептур с добавками GM-II. Характеристики исследованных рецептур представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Характеристики исследованных рецептур

Номер рецептуры	Концентрация GM-II в составе рецептуры, %	Концентрация NaOH в составе рецептуры, %
1	35	0,2
2	30	0,2
3	25	0,2
4	20	0,2
5	15	0,2
6	10	0,2

Зависимость адгезии цементного камня к горной породе от времени твердения при применении ПБЖ с различными концентрациями добавки GM-II представлена на рисунке 1.

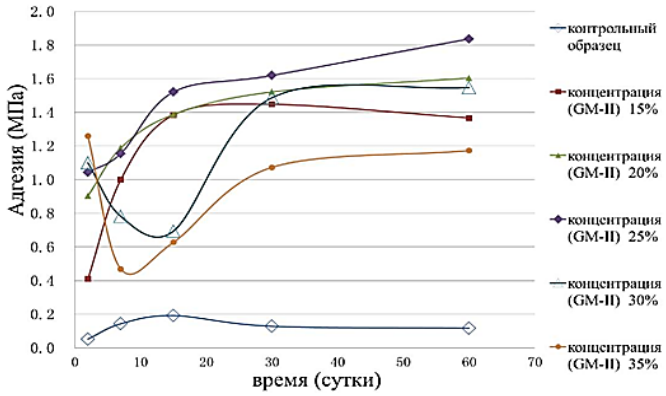


Рисунок 1 – Зависимость адгезии цементного камня к горной породе от времени твердения при применении ПБЖ с различными концентрациями добавки GM-II

Графики демонстрируют, что при увеличении концентрации полимерного раствора GM-II с 15 % до 25 % адгезия резко возрастает сразу после начала схватывания цемента, а спустя 15 суток рост адгезии замедляются. При концентрации GM-II выше 25 % видим увеличение адгезии в первые 2 суток, далее этот показатель начинает снижаться. Однако спустя 15 суток адгезия вновь растет.

Наиболее эффективный состав ПБЖ имеет рецептура №3 (таблице 1).

Основным элементом образования фильтрационной корки являются глинистые частицы, которые возникают в результате взаимодействия минералов из разрушенных горных пород, таких как слюда, полевой шпат, хлориты и другие, преимущественно относящихся к классу силикатов. Исследования показали, что использование сульфитных щелочей при увлажнении глинистых минералов водой препятствует их растворению, способствуя вместо этого их разрушению и переходу в гелеобразное состояние. Полимерная

буферная жидкость, описанная в выше, имеет высокий уровень щелочности, что способствует разложению глинистых минералов. В результате взаимодействия этой жидкости с фильтрационной коркой происходит диспергирование глинистых частиц и их интеграция в полимерные зерна буферной жидкости.

Использование полимерных материалов на основе синтетических латексов в буферной жидкости способствует повышению гидрофильности и обеспечивает отличную совместимость с цементными растворами, устойчивыми к щелочам. Когда ствол скважины заполняется цементом, происходит немедленная диффузия между цементным раствором и частью буферной жидкости. Этот процесс ведет к формированию так называемого латекс-цементного раствора. Он отличается улучшенными свойствами: повышенной гидроизоляцией, эластичностью, прочностью на разрыв и высокой адгезией к обсадной трубе.

Таким образом, рекомендуется использовать данную полимерную буферную жидкость при строительстве скважин, так как она повышает качество крепления скважины и, вследствие, устойчивости конечной конструкции. Результатом этого является снижение затрат на ремонтные работы при эксплуатации скважин, связанные с устранением межпластовых перетоков.

Список использованных источников:

1 Шагиев И. З. Применение буферных жидкостей при цементировании скважин и режимы течения жидкостей / И. З. Шагиев, С. Ф. Комлева // Инновационная наука. – 2022. – № 5-2. – С. 10-13.

2 Крылов Е. В. Применение буферных композиций при цементировании нефтяных и газовых скважин / Е. В. Крылов, Т. Д. Мухамадулин, Е. К. Калужин // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 52-53.

3 Лю Х. Исследование и разработка полимерных буферных жидкостей для повышения герметичности крепи нефтяных и газовых скважин : дис. … канд. техн. наук / Х. Лю – С.-Петерб. гос. гор. ун-т, 2016.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОЛОТ И ОПТИМИЗАЦИЕЙ ИХ ВЫБОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ

Н.А. Исаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)

Аннотация. В последнее время проектируемые скважины характеризуются возрастающей глубиной и протяженностью, из-за чего методы бурения, считавшиеся ранее эффективными, в конечном счете демонстрируют низкую результативность. В ответ на это были предложены новые технические решения для проводки подобных сложных выработок. На сегодняшний день наибольшее распространение получила методика бурения с использованием породоразрушающих инструментов класса PDC. Для повышения продуктивности процесса бурения необходимо свести к минимуму время, затрачиваемое на спускоподъемные операции (СПО) при замене изношенного долота.

Ключевые слова: скважина, горная порода, механическая скорость, проходка, долото

UDC 622.276

ANALYSIS OF BIT OPERATIONAL CHARACTERISTICS AND OPTIMIZATION OF THEIR SELECTION TO INCREASE DRILLING EFFICIENCY

N.A. Isaev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGB-22-11)

Abstract. Recently, the wells being designed have been characterized by increasing depth and length, which is why drilling methods that were previously considered effective ultimately

show poor performance. In response, new technical solutions have been proposed for wiring such complex workings. To date, the drilling technique using rock-crushing tools of the PDC class has become the most widespread. To increase the productivity of the drilling process, it is necessary to minimize the time spent on lifting operations when replacing a worn bit.
Key words: well, rock, mechanical speed, drilling, bit

Одним из факторов, которые вплоть до недавнего времени заметно сдерживали масштабное развитие эксплуатационного бурения в районах Западной Сибири, выступает сложное и с точки зрения инженерных решений «неудобное» геологическое строение разреза.

Решить задачу по повышению результативности буровых работ на месторождениях Западной Сибири можно, в том числе, за счет более активного применения породоразрушающего инструмента самого разного класса.

Для большинства месторождений нефти, находящихся на этапе ввода в освоение, типичны сложные геологические условия, которые обусловливают необходимость проведения целого набора мероприятий для выхода на стабильные дебиты. При реализации таких проектов крайне важно в максимально сжатые сроки обеспечить ввод в строй целой системы пробуренных скважин. Именно поэтому крупнейшие нефтяные компании делают акцент на отладке технологических цепочек бурения и последующего заканчивания скважин, благодаря использованию передовых отраслевых решений находят новые подходы, получая при этом более высокие технические и экономические показатели.

В последнее время особый упор делается на увеличение скоростных режимов бурения за счет применения более производительного породоразрушающего инструмента. В связи с этим весьма своевременным вопросом становится поиск скрытых резервов для повышения рабочих характеристик долот типа PDC, что предполагает всестороннее и детальное изучение всей совокупности факторов, которые на эти характеристики влияют.

Эффективность бурового процесса при прочих одинаковых условиях напрямую зависит от того, насколько верно подобран породоразрушающий инструмент. Поэтому столь пристальное внимание уделяется определению рациональных границ применения долот различных видов и созданию инструмента, заточенного под конкретные условия внутри скважины. Объективная оценка технологических режимов и горно-геологических особенностей позволяет вносить конструктивные улучшения и проектировать новые типоразмеры долот, адаптированные под разные условия бурения.

Современные методы выбора рациональных типов долот. Существующие на сегодня методические подходы к подбору рационального типа долота, в зависимости от того, какой вид информации при этом используется, принято разделять на две крупные группы: пассивные и активные.

Группа пассивных методов строится на накоплении и последующем анализе промысловых данных о работе долот в различных литолого-стратиграфических единицах по скважинам, где бурение уже завершено, в пределах каждого конкретного нефтегазопромыслового района.

В результате анализа показателей работы долот в идентичных или хотя бы близких условиях отработки (учитываются глубина, свойства горных пород, способы и режимы бурения, регламент промывки и прочее) выбирается долото, показавшее наилучшие результаты. Именно оно и признается рациональным для данных конкретных условий.

Основным недостатком такого метода можно считать длительность процесса накопления информации о работе долот разных типов и конструкций. Особенно остро это проявляется на современном этапе, когда ведущие производители бурового инструмента выпускают сотни модификаций долот в рамках одного типоразмера.

Группа активных методов опирается на данные о работе долот в разных литолого-стратиграфических подразделениях, которые получают в ходе специальных стендовых испытаний либо промысловых экспериментов. Данные методы, в отличие от первой группы,

позволяют существенно сократить время на подбор рационального типа долота, однако они требуют дополнительных затрат на проведение экспериментов, что не всегда бывает оправданно с экономической точки зрения.

Использование активных методов для выбора рациональных типов долот предполагает построение математической модели работы долота, которая включает в себя характеристики типов долот, параметры режима бурения, а иногда и ряд других факторов.

Математические модели, описывающие процесс разрушения горной породы долотом, могут разрабатываться как теоретическим путем, так и создаваться при математической обработке экспериментальных результатов, то есть эмпирическим способом.

Использование математических моделей дает возможность рассчитывать (то есть прогнозировать) показатели работы долот при изменении условий эксплуатации инструмента или его типа.

Эмпирические математические модели работы долота, в зависимости от вида прогнозируемых рабочих показателей, подразделяются на два типа: интегральные и дифференциальные. Интегральные математические модели описывают изменение показателей работы долота под действием ряда факторов в целом за одно долбление. Дифференциальные математические модели описывают работу долота по трем процессам, протекающим одновременно: разрушение породы долотом, изнашивание вооружения и изнашивание опорной части долота.

Использование математических моделей работы долота для обоснованного выбора рационального типа долота требует проведения значительных объемов экспериментов с целью получения характеристик всех конструкций долот, а также адаптации математической модели под конкретные условия эксплуатации (горно-геологические, технико-технологические и другие). Все это, в свою очередь, влечет за собой огромные затраты времени и финансовых средств.

Поэтому изложенные выше методы выбора рациональных типов долот и оптимальных режимов бурения в реальной практике на сегодняшний день не применяются.

В мировой практике, в том числе и в России, для подбора рационального типа долота применяется так называемый метод «тестирования» работы долот.

Многолетнее накопление промысловой информации в базах данных производителей долот позволило составить специальные классификационные таблицы, где устанавливается соответствие между типами долот и литолого-стратиграфическими либо физико-механическими характеристиками разбуриваемых горных пород.

В качестве характеристик разбуриваемых пород в России, например, используют твердость горных пород по штампу и абразивность (в ряде случаев также может применяться коэффициент пластичности, показатели слоистости, сплошности и тому подобное).

Западные производители характеризуют свойства разбуриваемых пород прочностью на одноосное сжатие, а также литологическими особенностями.

Характеристики горных пород могут быть получены либо прямыми замерами по керновому материалу, либо косвенно спрогнозированы по результатам геофизических исследований скважин (ГИС).

Классификационные таблицы или графики, отражающие соответствие характеристик горных пород тем или иным долотам, используют для предварительного выбора типа «тестового» долота либо нескольких «конкурирующих» типов, которые затем направляются на промысловые испытания (отработку).

После промысловой отработки оценивается степень износа долота, выявляются «слабые» места в его конструкции. Затем уточняется тип долота, у которого уже нет «слабых» сторон предыдущего инструмента, и оно вновь отправляется на отработку. По завершении отработки весь цикл повторяется заново.

Опытный технолог фирмы-производителя буровых долот способен подобрать рациональный тип долота и оптимальные параметры режима бурения всего за 2-3 теста.

Вооружение современных шарошечных долот принято делить на два крупных класса:

с одной стороны, это долота с фрезерованными стальными армированными твёрдосплавными зубьями, а с другой стороны, инструмент с твёрдосплавными вставными зубками.

Однако стоит отметить, что в последние годы предпринимаются вполне успешные попытки объединить сильные стороны обоих классов в рамках единой конструкции. Примером такого подхода служат долота, выпускаемые компанией Reed по технологии PMC (Powder Metal Cutter). У этих долот шарошки изготавливаются методом порошковой металлургии, а их зубья по своей геометрии напоминают фрезерованные, но при этом полностью покрыты твёрдым сплавом типа ВК. Из-за технологической сложности данное решение пока не получило массового распространения, хотя его очевидные преимущества не вызывают сомнений.

Твердосплавное вооружение современных шарошечных долот характеризуется большим разнообразием форм твёрдосплавных зубков, применением новых материалов для их изготовления, а также нестандартными решениями по размещению зубков на поверхности шарошек.

Наряду с классическими клиновидной и конической формами зубков всё более широко начинают применяться зубки асимметричных форм. Впервые зубки так называемой «черпакообразной» формы (Scoop Chisel) были использованы фирмой Hughes Christensen в долотах, предназначенных для бурения мягких пород (рисунок 1).

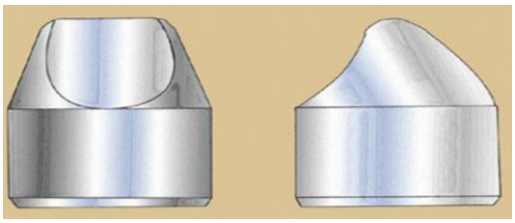


Рисунок 1 – Зубок черпакообразной формы

Если сравнивать зубки с исходным прототипом, то главное отличие кроется в форме вогнутой и выпуклой граней. Передняя вогнутая грань выполнена в виде сферы, благодаря чему удается полнее задействовать так называемый эффект черпака, а кроме того, повышается способность инструмента к отделению шлама. Это особенно важно при использовании долот в пластичных горных породах.

Хотя современные долота с твёрдосплавным вооружением способны уверенно разбуривать любые горные породы – от мягких до очень крепких, – инструмент с фрезерованным вооружением по-прежнему находит широкое применение. И здесь есть две основные причины. Первая заключается в более высокой механической скорости бурения в мягких и среднемягких малоабразивных породах, а вторая – в значительно более низкой стоимости по сравнению со штыревыми долотами.

Главная задача, которая стоит при совершенствовании фрезерованного вооружения, – это повышение его износостойкости. Добиться этого удается за счет применения новых наплавочных материалов и разработки новых схем наплавки. В современных долотах широкое распространение получило усиление периферийной части и обратных конусов шарошек с помощью твёрдосплавных зубков – иными словами, реализуется концепция комбинированного вооружения. Вместо частичной наплавки боковых набегающих и (или) сбегающих граней зуба все ведущие фирмы-производители долот перешли на полную наплавку всех четырех граней, а также притуплений зубьев достаточно толстыми слоями твёрдого сплава (до 3 мм и более). Это хорошо видно на рисунке 2.

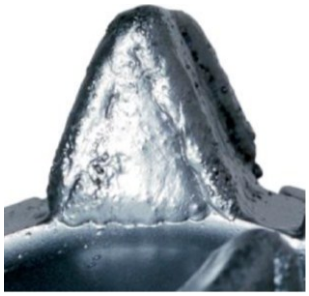


Рисунок 2 – Полная наплавка зубьев

Чтобы обеспечить лучшую защиту от изнашивания для наиболее уязвимых кромок зубьев, применяется запатентованная геометрия с так называемым «обратным радиусом». Такое решение позволяет на данных участках получать увеличенную толщину наплавочного слоя без нарушения геометрической формы зуба. Нужный результат достигается благодаря использованию радиусных кромок зубьев, а также за счет увеличения толщины наплавки в зоне притупления зуба (что показано на рисунке 3).

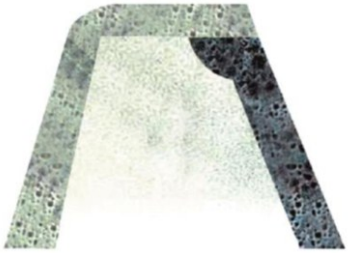


Рисунок 3 – Наплавка притупленного зуба

Современные наплавочные составы представляют собой сложные двух- или четырехкомпонентные смеси, в которые входят округлые зерна спеченного твердого сплава типа ВК, дробленые зерна карбида вольфрама (так называемого релита), а также мелкие зерна макрокристаллического карбида вольфрама, отличающиеся наибольшей износостойкостью. Для наплавки поверхности обратного конуса шарошек используются смеси, состоящие в основном из макрокристаллического карбида вольфрама. Еще дальше в деле разработки наплавочных материалов продвинулась фирма Security DBS, которая применила в качестве наплавочного материала зерна природных алмазов, покрытые твердым сплавом. Согласно заявлениям этой компании, износостойкость нового наплавочного материала в два-пять раз превышает износостойкость стандартной наплавки.

Эффективность бурения в сложных условиях Западной Сибири напрямую зависит от правильного выбора долота. Теоретические методы подбора инструмента на практике не применяются из-за их сложности и высокой стоимости. Реально работающим подходом является метод промышленного «тестирования», позволяющий за 2-3 испытания подобрать оптимальный тип долота. При этом ключевое значение имеет дальнейшее совершенствование вооружения шарошечных долот за счет комбинированных конструкций, новых форм зубков и высокоизносостойких наплавочных материалов, включая алмазосодержащие составы.

Список использованных источников:

1 Булатов А. И. Проектирование конструкций скважин / А. И. Булатов. – Москва: Недра, 1979. – 280 с.

2 Шарипов А. Н. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну / А. Н. Шарипов //Бурение и нефть, № 6. – 2013.

3 Особенности устройства долот PDC для сооружения скважин на нефть и газ. А. В. Безуглый, ООО «СГК-Бурение».

4 Абубакиров В. А. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. / В. Ф. Абубакиров, В. А. Архангельский, Ю. Г. Буримов, и др. – М.: ОАО «Издательство Недра, 2000. – 295 с.

УДК 622.24.051.64

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ДОЛОТ

А.И. Курбангалиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)
Р.М. Вафин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Горная порода разрушается более эффективно при срезающем действии. Долота PDC разрушают породу в основном за счет именно этого свойства. Поэтому очевидно, что бурение может осуществляться значительно быстрее при использовании долот PDC.

Ключевые слова: скважина, горная порода, бурение, долота PDC, Servik, режим бурения, интервал хвостовика.

UDC 622.24.051.64

RATIONALE FOR THE CHOICE OF BITS

A.I. Kurbangaliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
R.M. Vafin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Rock is more effectively broken by shearing action. PDC bits break rock primarily through this property. Therefore, drilling can be significantly faster using PDC bits.

Keywords: well, rock formation, drilling, PDC bits, Servik, drilling mode, liner interval.

В последнее время требования, предъявляемые нефтяными компаниями к долотным подрядчикам, постоянно ужесточаются. Сегодня, одна из ключевых задач долотного сервиса состоит в увеличении метража проходки на долото, а в некоторых случаях, и в бурении всего интервала одним долблением, что позволяет уменьшить количество спуско-подъемных операций (СПО) и время на строительство скважин. Работоспособность долота определяется снижением стоимости проходки одного метра, что дает буровикам улучшение как экономической так и технологической эффективности бурения скважин.

К основному износу долот при бурении можно отнести ударную нагрузку, вследствие чего долото получает значительные повреждения. Данная проблема может быть, если не полностью решена, то значительно сводится к минимуму повреждения бурильного инструмента подбором режима бурения и выбором оптимальной компоновки бурильной колонны.

PDC долота производства отечественной компании ООО «Сервик» – это долота, изготовленные по последнему слову техники для бурения нефтегазовых скважин.

PDC долота «Сервик» (рисунок 3.2) имеет преимущества:

- отсутствие в конструкции подвижных деталей;
- прочность;
- возможность обходиться минимальной осевой нагрузкой при высоких скоростях

бурения.

Качество очистки растет за счет спиральной калибрующей поверхности. Вибрация уменьшается за счет стабилизирующих вставок в конструкции долота, исключает возможность излома резцов, а также позволяет обеспечить точное бурение по заданному профилю.

Долота серии SV и SM предназначены для вертикального, наклонно-направленного и горизонтального бурения. Корпуса долот серии SV выполнены из закаленной легированной стали с применением защиты ответственных частей износостойким материалом. Такие долота подходят для бурения в мягких, средних и твердых породах малой абразивности. Корпуса долот серии SM выполнены целиком из композитного материала на основе карбида вольфрама и предназначены для более эффективной работы в условиях повешенной абразивности и применения утяжеленных буровых растворов.

Далее рассмотрим анализ бурения скважин в интервале горизонтального участка (хвостовик) различных долот PDC разных производителей в сочетании с разными винтовыми забойными двигателями. В статье проведен анализ отработки разных производителей PDC долот, таких компаний как: ООО НПП «Буринтех» (долото БИТ 142,9 ВТ 613 Н), АО «Удмурские долота» («УДОЛ») (долото У6 142,9 ST 4 MC), ООО «Цитрин-Сервис» (долото 142,9 CS 614 MVV.01) и ООО «Сервик» (долото 142,9 SV613 S125).

Цель анализа заключается в выявлении оптимального сочетания долот с забойным двигателем для бурения под хвостовик. При анализе эффективности работы «долото-забойный двигатель» приняты характерные интервалы одинаковой буримости в которых рассматривается сочетание типов долот с ГЗД. Анализ эффективности работы «долото-ГЗД» проводится по следующим показателям: проходка на долото и механическая скорость бурения.На основании этих показателей вычисляются средние значения проходки на долото и механическая скорость, указываются максимальные и минимальные значения проходки и механической скорости по характерным интервалам буримости. Подсчитывается, какое количество, раз применялась одинаковое сочетание «долото-ВЗД» в характерном интервале бурения.

Результаты сравнительного анализа проходки на долото в интервале бурения хвостовика представлены на рисунке 1.

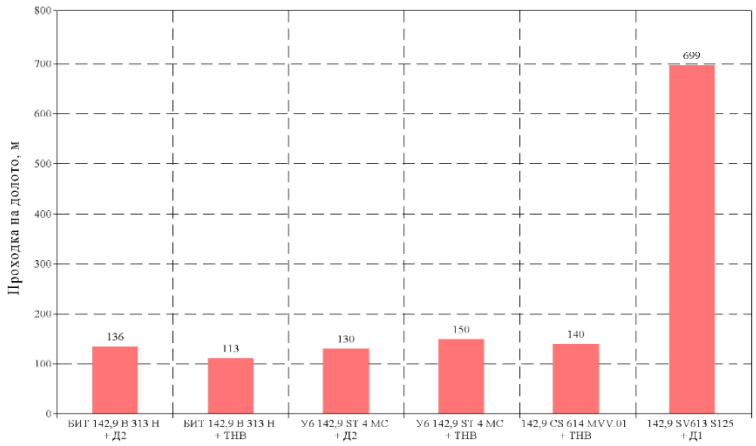


Рисунок 1 – Проходка на долото

Результаты сравнительного анализа механической скорости в интервале бурения хвостовика на представлен на рисунке 2.

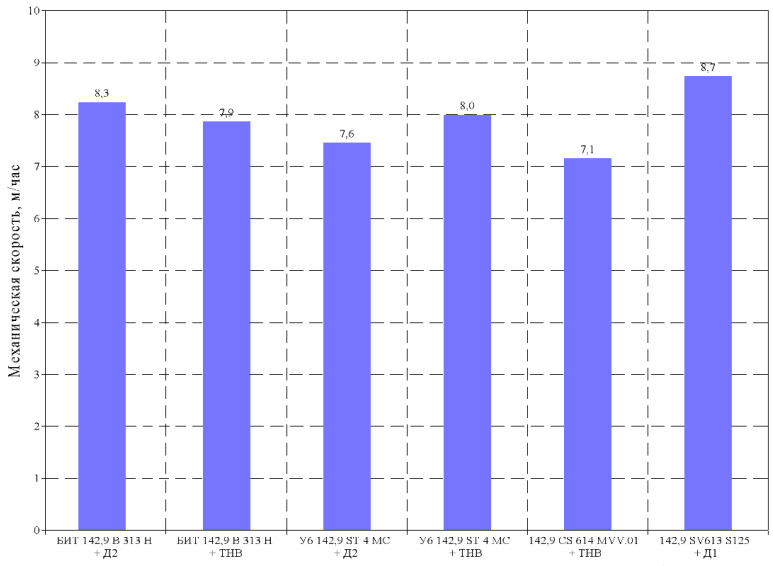


Рисунок 2 – Механическая скорость бурения

А также проведены анализ сравнения стоимости сочетания долото-ГЗД. Результаты представлены на рисунке 3.

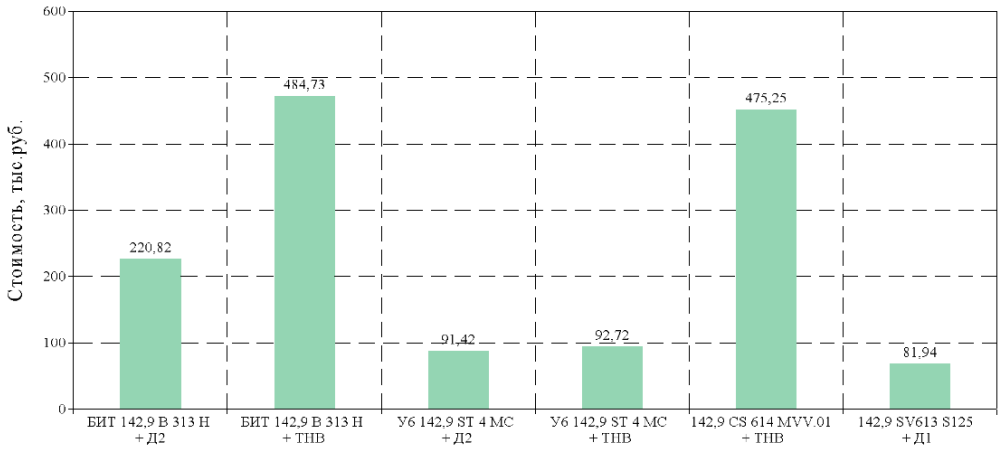


Рисунок 3 – Сравнение стоимости различных сочетаний долото-ГЗД

По представленным рисункам выше видно, что долото 142,9 SV613 S125 производства компании ООО «Сервик» в сочетание с двигателем Д1 показывает высокие результаты при меньшей стоимости. Следовательно, применение данной компоновки снижает количество СПО, соответственно уменьшая общее время бурения скважины, а это в свою очередь напрямую отражается на технико-экономических показателях строительства скважины.

Список использованных источников:

1 Борисов К. А. Разработка методических и технологических рекомендаций по повышению эффективности бурения скважин путем предупреждения аномального износа режущих элементов долот PDC: дис. канд. техн. наук: 25.00.14 / Борисов Константин Андреевич. – Новочеркасск, 2020. – 172 с.

2 Боснак А.Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот: / А.Б. Боснак, Р.М. Богомолов, Ф.В. Старцев. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2013. – № 3. – 46 с.

3 Продукция Компании ОАО «Волгабурмаш» // [Электронный ресурс]: https://srvbits.ru/ (дата обращения 14.03.2026 г.).

УДК 622.245.422

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СВОЙСТВ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

П.В. Лопатин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)

Аннотация. Обеспечение качественного крепления скважины возможно исключительно при условии полного и равномерного заполнения затрубного пространства цементным раствором без образования каналов и пустот. Ключевым фактором достижения полноценного замещения промывочной жидкости цементным раствором является создание турбулентного режима движения восходящего потока, которое традиционно обеспечивается за счет увеличения скорости прокачки и оптимизации реологических характеристик технологических жидкостей. Однако современные тенденции в бурении, характеризующиеся увеличением глубины скважин, уменьшением диаметров стволов и сокращением кольцевых зазоров между обсадной колонной и стенками скважины, приводят к существенному росту давления в процессе цементировочных операций. В таких условиях достижение турбулентного режима течения за счет повышения скорости прокачки становится технически трудновыполнимым и экономически нецелесообразным..

Ключевые слова: тампонажный материал, термическая коррозия, гидросиликаты кальция, кремнеземистые добавки, термостойкость.

UDC 622.245.422

INCREASING THE THERMAL RESISTANCE OF CEMENTING MATERIALS FOR CEMENTING HIGH-TEMPERATURE WELLS

P.V. Lopatin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of group, student of group BGB-22-11)

Abstract. Ensuring high-quality well cementing is possible only under the condition of complete and uniform filling of the annulus with cement slurry without the formation of channels and voids. The key factor in achieving full displacement of drilling mud by cement slurry is the creation of a turbulent flow regime of the ascending flow, which is traditionally ensured by increasing the pumping rate and optimizing the rheological properties of the process fluids. However, current trends in drilling, characterized by increasing well depths, decreasing borehole diameters, and narrowing annular clearances between the casing string and the borehole walls, lead to a significant increase in pressure during cementing operations. Under such conditions, achieving turbulent flow by increasing the pumping rate becomes technically difficult and economically impractical.

Keywords: cementing material, thermal corrosion, calcium hydrosilicates, silica additives, heat resistance.

В нефтегазовом секторе скважины служат важнейшими каналами для транспортировки углеводородов из глубинных пластов на поверхность или закачки жидкостей в продуктивные горизонты. Выбор местоположения добывающей скважины определяется серией комплексных исследований, включающих анализ коллекторских свойств и оценку экономической целесообразности, которые проводятся на множестве пластов. После того как скважина спроектирована и установлены соответствующие стандарты, начинается процесс её строительства. Сначала необходимое оборудование доставляется на площадку и подготавливается к бурению. Строительство скважины начинается с бурения открытого ствола — либо в земной коре, либо на морском дне, в зависимости от конкретного местоположения.

Оптимизация добычи или закачки, независимо от назначения скважины (например, нефтегазовая, геотермальная или проект по улавливанию, утилизации и хранению углерода), напрямую зависит от надлежащего проведения первичных цементных работ и последующего их обслуживания. Это необходимо для обеспечения целостности скважины. С точки зрения целостности, ствол скважины представляет собой связанную систему, состоящую из множества скважинных барьеров, обеспечивающих зональную изоляцию. Компоненты барьера включают стальную обсадную колонну, цемент, эластомеры и окружающую геологическую среду. Среди них именно цемент служит основным элементом, эффективно блокирующим перемещение жидкостей в непредусмотренных местах. Нарушение целостности цементного камня имеет первостепенное значение и требует незамедлительного реагирования. В таблице 1 представлены результаты сравнительных испытаний различных тампонажных составов после пяти циклов термического воздействия при температуре 200 °C.

Таблица 1 – Физико-механические свойства цементного камня после термоциклирования

Состав	В/Ц	Прочность на сжатие, МПа	Прочность на изгиб, МПа	pH после испытаний
ПЦТ I-G 100%	0,44	24,2	9,2	11,9
ПЦТ I-G 70% + 30% кварцевая мука R10	0,44	17,2	3,4	11,1
ПЦТ I-G 90% + 10% микрокремнезем	0,50	17,9	4,0	11,2
ЦТ Active 160A	0,48	20,2	5,8	10,6
ЭЦТ2-160 (ЦТ ACTIVE II-160 KM)	0,44	27,5	9,2	10,6

Результаты рентгенофазового анализа показывают, что в продуктах твердения ЭЦТ2-160 после термоциклирования присутствуют тоберморит, C_3S_3H и C_2SH, а содержание портландита не превышает 2–5 %. В то же время в образцах из чистого портландцемента фиксируется высокая доля портландита (до 10–15 %), что указывает на незавершенность реакций и потенциальную склонность к дальнейшей деградации. ствол скважины представляет собой связную систему, состоящую из множества частей скважинных барьеров, которые обеспечивают зональную изоляцию. Компоненты барьера скважины состоят из стальной обсадной колонны, цемента, эластомеров и окружающей геологической среды. Из них цемент служит основным ингредиентом, который эффективно блокирует прохождение жидкостей в непредвиденных местах.Нарушение целостности цемента имеет первостепенное значение и требует быстрого реагирования.

Список использованных источников:

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 279 с.

2. Nelson E.B., Guillot D. Well Cementing. – Second edition. Schlumberger, Sugar Land, Texas, 2006.

3. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. – М.: Недра, 1978. – 293 с.

4. Агзамов Ф.А., Ахметов М.Ф., Каримов И.Н. Влияние условий цементирования и работы крепи паронагнетательных скважин на выбор состава и свойств тампонажных материалов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 8. – С. 60–64.

5. Luke K. Phase studies of pozzolanic stabilized calcium silicate hydrates at 180°C // Cement and Concrete Research. – 2004. – Vol. 34. – P. 1725–1732.

6. Iverson B., Maxson J., Bour D. Strength retrogression in cements under high temperature conditions // Thirty-fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford California, 2010.

7. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мяжитов Р.С. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин // Территория нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 12–15.

УДК 622.24.06

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В.В. Никонов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)
С.В. Любимова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. При бурении скважин обеспечение самого процесса бурения и выноса из скважины выбуренной породы осуществляется буровой жидкостью, подаваемой в скважину под давлением. Для выполнения этих функций буровая жидкость должна иметь определенные стабильные физико-химические свойства, в частности плотность с ограниченным количеством взвешенных в ней твердых частиц. Для этого буровая жидкость, вышедшая из скважины, очищается от твердых породных частиц. Количество оставшихся в жидкости после очистки твердых частиц является одним из факторов, ограничивающим допустимую скорость бурения. Поэтому требования к очистке буровых растворов на современных циркуляционных системах постоянно повышается.

Ключевые слова: скважина, циркуляционная система, вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга.

UDC 622.24.06

RATIONALE FOR CHOOSING A WASHING LIQUID CLEANING SYSTEM

V.V. Nikonov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
S.V. Lyubimova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

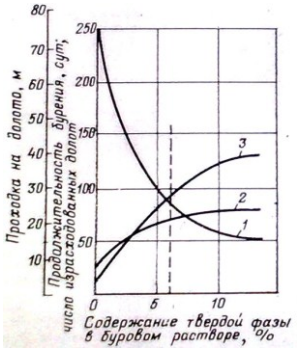
Abstract. When drilling wells, the drilling process itself and the removal of cuttings from the well are ensured by drilling fluid supplied into the well under pressure. To perform these functions, drilling fluid must have certain stable physical and chemical properties, particularly density and a limited amount of suspended solids. To achieve this, drilling fluid exiting the well is cleaned of solid rock particles. The amount of solids remaining in the fluid after cleaning is one of the factors limiting permissible drilling speeds. Therefore, the requirements for drilling fluid cleaning in modern circulation systems are constantly increasing.

Keywords: well, circulation system, vibrating screen, sand separator, silt separator, centrifuge.

В промывочной жидкости в процессе бурения скважины присутствуют твёрдые частицы различных размеров. Наличие в промывочной жидкости дисперсных частиц выбуренной породы приводит к интенсивному росту её структурно-механических показателей, снижению скорости бурения, износу гидравлического оборудования, создаются условия для возникновения аварий и осложнений в стволе скважины. Содержание и состав твердой фазы существенно влияют на показатели бурения, так, уменьшение содержания твёрдой фазы в растворе на 1 % (Рисунок 1) улучшает показатели работы долот на 7 - 10 %.

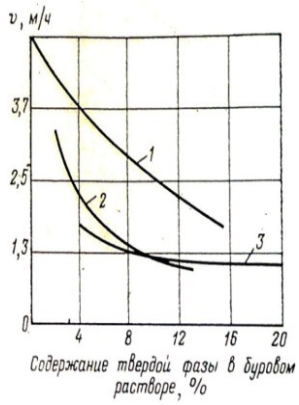
Влияние твёрдых частиц различного происхождения на показатели бурения не одинаково (Рисунок 2). Наибольшее влияние на скорость бурения оказывает содержание в

растворе дисперсных глинистых частиц (кривая 2), влияние бурового шлама (кривая 1) меньше, содержание баритовых частиц (кривая 3) незначительно влияет на изменение скорости бурения.



1 – зависимость проходки на долото; 2 – продолжительности бурения; 3 – число израсходованных долот от содержания твёрдой фазы в промывочной жидкости

Рисунок 1 – Зависимости показателей бурения скважины от содержания твёрдой фазы в промывочной жидкости



1 – влияние бурового шлама; 2 – содержание в растворе дисперсных глинистых частиц; 3 – содержание баритовых частиц

Рисунок 2 – Зависимость механической скорости проходки от содержания твёрдых частиц

Влияние содержания и состава твёрдой фазы на показатели бурения в основном связано с изменением перепада давления между гидродинамическим в скважине и пластовым. На механическую скорость проходки существенно влияет вязкость промывочной жидкости, являющаяся функцией содержания и состава твёрдой фазы. Интересно отметить, что рост вязкости свыше 0,04 Па·с очень незначительно влияет на механическую скорость проходки. Наибольшее влияние оказывает изменение вязкости до 0,028 Па·с. В условиях высоких забойных температур влияние избытка твёрдой фазы в буровом растворе усугубляется тем, что существенно снижается термостойкость глинистых растворов, более резко выражены процессы пептизации и коагуляции глинистых частиц, которые в обычных условиях несколько заторможены.

Низкое качество очистки буровых промывочных жидкостей (БПЖ) является основной причиной возникновения аварий и осложнений, связанных с поглощениями раствора, прихватами бурильных и обсадных труб, осыпями и обвалами стенок скважин.

Варианты очистки промывочной жидкости от выбуренной породы следующие:

- одноступенчатая, состоящая из одного, двух или трёх вибросит с желобной системой

или без неё;

- двухступенчатая, включает в себя вибросито и пескоотделитель;
- трёхступенчатая, состоит из вибросита, пескоотделителя и илоотделителя;
- четырёхступенчатая, когда первые три ступени дополняет центрифуга;
- пятиступенчатая система, помимо оборудования, входящего в четыре ступени, оснащается блоком флокуляционной очистки.

Важнейшими дополнениями к любому из вариантов систем очистки являются дегазатор и газовый сепаратор, так как служат для поддержания полноценной циркуляции при вспенивании промывочной жидкости от химических реагентов, а так же для удаления опасного для жизни газа - сероводорода, выделяющегося при бурении в промывочную жидкость.

Выбор оборудования и технологии очистки промывочной жидкости от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины.

В России выпуском оборудования для комплектации циркуляционных систем, включающих систему очистки промывочных жидкостей от частиц выбуренных пород и газов, занимаются различные компании и производственные фирмы, например: группа компаний «Нефтегазмаш-Технологии», производственно-коммерческая фирма «СпецТехника», компании «СпецПетроСервис», «ПромКомплектСервис», «ТехноМехСервис», производственно-научная компания «БурТехМаш» и другие.

К основным зарубежным компаниям, работающим в данном направлении, можно отнести: «M-I Swaco», «Derrick», «KemTron Telmologies», «PSI equipment», «National Oilwell Varco».

Одной из ведущих зарубежных компаний в области производства систем контроля над содержанием частиц твёрдой фазы в промывочных жидкостях и утилизации отходов бурения, является компания «Derrick», основанная Уильямом Дерриком в 1951 году.

Рассмотрим комплекс средств очистки БПЖ, выпускаемый компанией «Derrick».

Первая ступень механической очистки состоит из двух полнопоточных вибросит «Flo-Line Cliner Plus R60-90F-3P» (Рисунок 3) с тремя сеточными панелями, с разделителем потока «Flo Divider».



Рисунок 3 – Вибросито «Derrick Flo-Line Cliner Plus R60-90F-3P»

Одним из наиболее существенных улучшений конструкции вибросита «Flo-Line Cliner Plus» являются патентованные ситовые панели, сводящие к минимуму их засорение из-за закупорки отверстий близкими к ним по размеру частицами и тем самым обеспечивая высокую пропускную способность жидкости.

На рисунке 4 представлена сетка типа PMD - инновационная разработка в сфере сеточных панелей «пирамидальные» сетки, которая состоит из трех слоев сеток, имеющих волнистую поверхность, и укреплена на перфорированной металлической пластине, увеличивающей ее прочность и удобство ремонта.

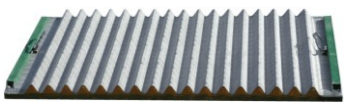


Рисунок 4 – Пирамидальные сеточные панели

Ситогидроциклонная установка (СГУ) «Derrick» с гидроциклонным пескоотделителем «DSI-10-3», имеющим наклонный коллектор, и илоотделителем «FC-313» с круговым расположением конусов на базе вибросита «Super G FLC-2000» с тремя сеточными панелями, имеющем линейную вибрацию, с разделителем потока «Flo Divider» [20], представлена на рисунке 5.

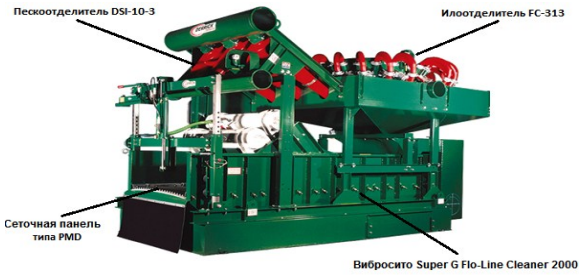


Рисунок 5 – Ситогидроциклонная установка на базе вибросита «Super G Flo-Line Cleaner 2000»

Центрифуга «DE-1000 FHD» с полным гидравлическим приводом может работать в любой системе, требующей применения центрифуги (Рисунок 6).



Рисунок 6 – Общий вид центрифуги «DE-1000 FHD»

Испытанная в производственных условиях, машина оказалась способной перерабатывать утяжеленный буровой раствор до 2,4 г/см^3, а также флокулированный тонкозернистый шлам. Установка монтируется на жесткой передвижной раме, которая имеет два вывода фильтрата, с разных сторон, обеспечивающих удобство их отвода. Скорость барабана регулируется в диапазоне 0 - 4000 с, внутреннее центробежное ускорение, составляет более 3000 G. Независимо от оборотов барабана может быть изменена дифференциальная частота вращения шнека в пределах 3-90 с$^{-1}$.

Применяемые для изготовления материалы фирмы «Derrick» продлевают срок службы и обеспечивают, при условии достаточно длительном их использовании, снижение затрат на техническое обслуживание. Применяются сателлитовые (кобальто-хромо-вольфрамовые) разгрузочные окна, очистители барабана и ускорители подачи, полученные методом прецизионного литья.

Сравним оборудование, входящее в систему очистки «Derrick», с аналогичным отечественным оборудованием. Сравнение некоторых характеристик вибросит и сеточных панелей представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики вибросит и сеточных панелей

Сравниваемый параметр	Вибросито «СВ-1ЛМ» «ПромКомплектСервис»	Вибросито «Flo Line Cliner R60-90F-3P» «Derrick»	
Общая площадь просеивания, м	2,5	обычные сетки	сетки типа PMD
		2,75	4,36
Регулировка угла наклона сеток, °	+5. -3	+5. -15	
Ускорение силы тяжести, G	5.5	обычные сетки	сетки типа PMD
		7.0	7.3

Сравниваемый параметр	Вибросито «СВ-1ЛМ» «ПромКомплектСервис»			Вибросито «Flo Line Cliner R60-90F-3P» «Derrick»		
Амплитуда колебаний, мм	2,0 (+1.-0.3)			2.8		
Размеры отсеиваемых частиц, от мкм	160			для вибросит	для вибросит с СГУ	
				76	44	
Размеры ячеек, мм (меш)	0.16/0.16. 0.2/0.2. 0.25/0.25. 0.4/0.4. 0.8/0.8. 0.9/0.9. 1.2/1.2. 1.0/1.5. 1.6/1.6. 0.7/2.3. 1.0/2.3. 2.0/2.0. 2.5/2.5. 1.0/5.0. 4.0/4.0. 5.0/5.0			0.044/0.044(325). 0.057/0.057(250). 0.066/0.066 (230). 0.076/0.076 (200). 0.104/0.104 (150). 0.125/0.125 (120). 0.178/0.178 (84). 0.297/0.297 (50). 0.422/0.422 (38). 0.699/0.699 (24). 0.853/0.853 (20). 1.2/1.2 (16). 1.4/1.4 (14). 1.68/1.68 (12). 2.06/2.06 (10). 2.41/2.41 (8). 2.81/2.81 (7). 3.35/3.35 (5)		
Типы выпускаемых сеток	однослойные, двухслойные, трёхслойные			SCG - однослойные. GBG - двухслойные. SWG - два слоя на грубой опорной сетке. PWD - трёхслойная. PWP - трёхслойная с перфорированной пластиной. PMD - пирамидальная.		
Параметры электродвигателя	количество, шт.	мощность, кВт	частота вращения. мин$^{-1}$	количество, шт.	мощность, кВт	частота вращения, с$^{-1}$
	2	2,8	1600	2	2.24	1750

Сравнение некоторых характеристик пескоотделителей приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравниваемые параметры пескоотделителей

Сравниваемый параметр	Пескоотделитель «ПГ60/300» «ПромКомплектСервис »	Пескоотделитель « DSI -10-3» «Derrick»
Размеры удаляемых частиц, мкм	70 - 80	40 - 60
Производительность одного конуса, л/с	30	31,5
Количество гидроциклонов, шт.	2	3
Диаметр конуса, мм	300	254
Материал корпуса	сталь	полиуретан
Способ соединения конуса	фланец на болтах и гайках	самоцентрирующий быстросхватываемый хомут

Сравнение некоторых характеристик илоотделителей представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравниваемые параметры илоотделителей

Сравниваемый параметр	Илоотделитель «ИГ 45/75-К» «ПромКомплектСервис »	Илоотделитель «FC-313» «Derrick»
Размеры удаляемых частиц, мкм	40-50	20-40
Производительность одного конуса, л/с	2.8	3,78
Количество конусов, шт.	16	20
Диаметр конуса, мм	75	101.6
Материал корпуса	пластик	полиуретан
Способ соединение конуса	центрирующий хомут, сжимаемый с двух сторон болтом с гайкой	самоцентрирующие быстросхватываемые хомуты

В таблице 4 приведено сравнение некоторых характеристик центрифуг.

Таблица 4 – Сравниваемые параметры центрифуг

Сравниваемый параметр	Центрифуга «ОГШ-50» «ПромКомплектСервис»	Центрифуга «DE-1000 FHD» «Derrick»
Размеры отсеиваемых частиц, мкм	от 5	от 0.1
Диапазон частот вращения барабана, с$^{-1}$	1200 - 2300	0 - 4000
Диапазон частот дифференциального вращения шнека, с$^{-1}$	45 (постоянное вращение)	3 - 9 0
Диаметр / длина барабана, мм	500/630	356/1245

Сравниваемый параметр	Центрифуга «ОГШ-50» «ПромКомплектСервис»	Центрифуга «DE-1000 FHD» «Derrick»
Ускорение силы тяжести, G	-	3180
Производительность для неутяжелённых растворов, л/с	1.5 - 5.56	2.52 - 11
Тип привода	клиноремённый	гидравлический
Очистка барабана	-	самопроизвольная, на холостом ходу

Из анализа сравнения данных, приведённых в таблицах 1 - 4, следует вывод, что оборудование компании «Derrick» лучше по техническим показателям отечественного оборудования, выпускаемого компанией «ПромКомплектСервис», в связи, с чем предполагается, что применение системы очистки промывочных жидкостей компании «Derrick» позволит улучшить показатели работы долот на 7 - 10 %.

Список использованных источников:

1 Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов: учеб. пособие / И.Н. Резниченко. – М.: Недра, 2005. – 232 с.

2 Буровое оборудование / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и [др.]. Справочник в 2-х томах. – М.: Недра, 2003. – 763 с.

3 Современное оборудование для очистки и приготовления различных буровых растворов // [Электронный ресурс]: https://pks.su/ (дата обращения 15.03.2026 г.)

4 Комплекс средств очистки компании «Derrick» // [Электронный ресурс]: https://derrick.com/ (дата обращения 15.03.2026 г.)

УДК 622.245

ПРИМЕНЕНИЕ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ

А.А. Нугманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)
Э.Р. Садыкова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст.преподаватель)

Аннотация. В данной статье рассмотрено применение роторно-управляемой системы Revolution, компании Weatherford, предназначенная для наклонно-направленного бурения в сложных скважинных условиях. Сложные скважинные условия — это сочетание факторов, которые усложняют процесс бурения скважин.

Ключевые слова: роторно-управляемая система; бурение; система; скважина.

UDC 622.245

APPLICATION OF A ROTARY CONTROLLED SYSTEM

A.A. Nugmanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБЗ-20-11)
E.R. Sadykova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technologica lUniversity, lecturer)

Abstract. This article discusses the use of Weatherford's Revolution rotary-controlled system for directional drilling in challenging well conditions. Challenging well conditions are a combination of factors that make drilling more difficult.

Keywords: rotary-controlled system; drilling; system; well.

Роторно-управляемая система Revolution обеспечивает точное бурение в скважинах с большим отходом от вертикали с использованием технологии point the bit, которая улучшает качество скважины, скорость прохождения и срок службы долота. Point the bit — технология в роторно-управляемых системах (РУС), которая означает «направление долота». Это один из двух основных видов РУС, наряду с системой с отклонением долота (push the bit). РУС такого типа представляет собой стабилизатор, оснащенный аппаратурой и расположенный над долотом. Он включает в себя три узла: вращающийся приводной вал (мандрель); внутренний эксцентрик (втулку); утяжеленный наружный вал.

В роторно-управляемой системе с изменением направления долота для смены направления бурения используют внутренний изгиб. Его точка расположена непосредственно над долотом в специальной утяжеленной трубе. Чтобы изменить направление бурения, изменяется угол торца инструмента по отношению к забою. Контроль изгиба осуществляется серводвигателем: он вращается в направлении, противоположном бурильной колонне, но с той же скоростью. Это позволяет фиксировать торец долота в заданном направлении без отклонения. Точность прокладки скважины в соответствии с разработанным проектом обеспечивается следующими факторами: текущее положение наружного корпуса постоянно контролирует компьютер, управляющий бурильным инструментом; при наличии отклонений от заданного направления происходит автоматическое изменение положения эксцентриковой втулки; перемещение последней осуществляется так, чтобы сохранить необходимую ориентацию бурения; втулка управляется двигателем постоянного тока, работающим от независимого источника тока – турбинного генератора или литиевых АКБ.

Короткая компактная конструкция снижает сложность технологии роторно-управляемой системы и размещает комплекс LWD вблизи долота

Сервисный комплекс Revolution включает новую роторную управляемую систему (RSS), в которой применяется технология бурения с ориентированием долота для обеспечения качественного ствола скважины и более продолжительного срока службы долота. Компактная и короткая конструкция Revolution упрощает и оптимизирует технологию бурения роторной управляемой системой, при этом каротажный блок размещается близко к долоту.

Система Revolution обеспечивает полный трехмерный контроль за траекторией ствола скважины, как система с двухсторонней обратной связью. Совместно с устройством Downlink Commander (DLC) такая система может использоваться при любых видах наклонно-направленного бурения, включая контроль траектории и бурения на вертикальных и горизонтальных участках, зарезку с вертикальных стволов, срезку с цементных мостов, а также бурение скважин.

История развития роторных управляемых систем производства компании Weatherford берет свое начало в 2000г. Именно в этом году был получен первый патент, а годом позже уже производилось тестирование и доказательство концепции. Было проведено более 50 бурильных тестов в Хьюстоне на бетонных блоках, для получения эксплуатационных показателей. Затрачено более 300 часов тестирования на бетоне в Advantage Engineering в Хьюстоне и более 600 часов стендовых испытаний в Великобритании. В 2002 г. после доработок первоначального дизайна было положено начало производства роторных управляемых систем. Уже в следующем году успешно бурится первая коммерческая скважина с применением RSS Revolution 4 ¾”. В 2004 г. был дан старт началу коммерческого использования. Так же в 2004 г. и 2005 г. парк роторных управляемых систем пополнился типоразмерами 6 ¾” и 8 ¼” соответственно.

Конструкция роторной управляемой системы Revolution содержит в себе три основных компонента :

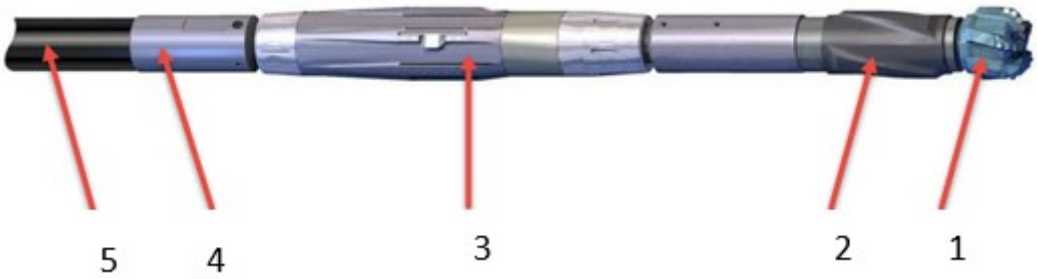
- Модуль батарей и электроники (Barrel Collar), которая представляет собой немагнитную УБТ и включает в себя модуль управления (контроллер), инклинометр и магнитометр, батарею, а также дивертор потока. Опционально данный блок может включать

в себя датчик гамма-каротажа, которые регистрирует естественую радиоактивность горных пород

- Механический блок, невращающийся центратор (Bias Unit) является системой направления и содержит в себе гидравлические поршни, гибкий вал и невращающийся центратор с антиротационными пальцами, предотвращающими проворот ориентирующего модуля. 12 рядов гидравлических поршней (рисунок 2), по 6 в каждом, отклоняют гибкий вал в необходимую сторону.

- Наддолотный стабилизатор (Pivot stabilizer), который выполняет роль плеча для передачи смещения от механического модуля к долоту (точка приложения силы).

Конструкция роторной управляемой системы Revolution в собранном виде представлена на рисунке 1. Принцип работы RSS Revolution заключается в том, что гидравлическая система эксцентрично направляет вал с помощью поршней. Вал отклоняется в сторону обратную направлению, требуемому для искривления ствола скважины, при этом наддолотный калибратор действует как точка опоры, а антиротационные пальцы предотвращают вращение центратора. Даже если центратор провернется, система перенаправляет гидравлику для поддержания выбранной ориентации. Технология ориентирования долота в системе Revolution применяет шарнирный стабилизатор с гидравлическими поршнями между долотом и роторным управляемым инструментом с целью выравнивания оси бурового долота с осью ствола скважины.



1 – долото; 2 – наддолотный стабилизатор; 3 – механический блок;
4 – точка замера угла электроники; 5 – точка гамма – замеров

Рисунок 1– Конструкция роторной управляемой системы Revolution

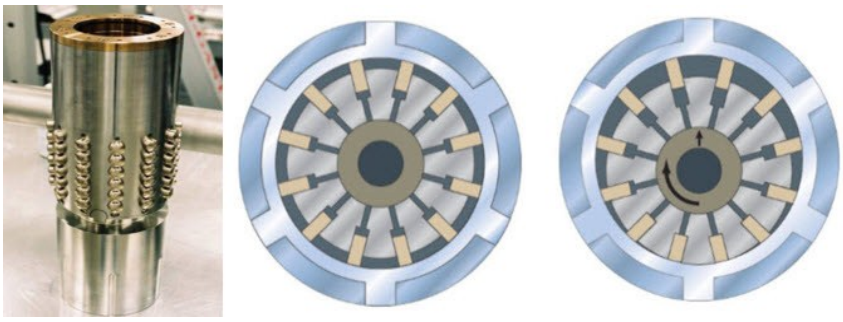


Рисунок 2 – Гидравлические поршни

В процессе бурения на поверхность передаются высокоточные данные о пространственном положении скважины, состоянии РУС, уровне воздействующих вибраций и др. в виде импульсов, которые будут считываться через датчик давления на

манифольде высокого давления, декодироваться программным обеспечением Spectrum и выводиться на дисплей ЭВМ в окошке Rig floor display (RFD).

В процессе разработки и эксплуатации нефтегазоносных пластов происходит их истощение, поэтому для выработки остаточных запасов становится актуальной тема строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Сложная геометрическая форма в пространстве ствола скважины, анизотропия горных пород являются основными источниками затруднения строительства скважин.

Одной из современных технологий в области наклонно-направленного бурения является строительство скважин с горизонтальным окончанием и скважин, имеющих значительный отход от вертикали.

Впервые скважины с невертикальным профилем были пробурены случайно, но примерно к 1920 г. появились первые технологии, которые позволяли осуществлять проводку ствола скважины в определенном направлении. В результате научно-технического прогресса технологии для бурения изменились значительно, от применения различных компоновок для направленного бурения к роторным управляемым системам, которые позволяют с большой точностью направить долото на цель в продуктивном пласте. Так же технологии продолжают активно развиваться и сегодня.

Применение при строительстве скважин роторно-управляемых систем позволяет значительно снизить сроки строительства скважин, улучшить качество проводки ствола, снизить извилистость, уменьшить различные скручивающие и осевые нагрузки. Если сравнивать с бурением с применением забойного двигателя, то применение роторно-управляемых систем уменьшает возникновение явления подклинки-проворота. Также бурение с роторными управляемыми системами делает возможным проводку интервалов большой длины при этом с более равномерным диаметром ствола, что в дальнейшем делает спуск обсадных колонн более легким.

По мере истощения продуктивных пластов растет потребность в строительстве наклонно-направленных скважин для их вскрытия. Извилистая траектория ствола, более плотные породы и сложные параметры бурения затрудняют строительство наклонно-направленных скважин.

Роторные управляемые системы совместно с инструментами для каротажа в процессе бурения (LWD) позволяют получать отличные азимутальные имиджи ствола и высокоточные каротажные данные благодаря ровному и точному диаметру ствола, получаемому в результате использования роторной управляемой системы. Каротажные данные более высокого качества позволяют геофизикам выполнять геонавигацию в пластах малой мощности. Например, получить точную азимутальную плотность и сопротивление ствола, используя геонавигацию при бурении забойными двигателями, невозможно ввиду отсутствия вращения во время слайдирования. Непрерывное же вращение РУС позволяет получать высококачественные имиджи в гладких и ровных стволах, гарантируя проводку скважины в центральной части продуктивного горизонта.

Таким образом РУС позволяют повысить скорость проходки, улучшают очистку ствола, обеспечивают более гладкие стволы, точное размещение скважин и высококачественные каротажные данные наряду с более высоким качеством ствола и сокращением общих затрат.

Список использованных источников:

1. Садыкова Э. Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э.Р. Садыкова, Р. Р. Шарифуллина, И. А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453

2.Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. - Москва: Недра-Бизнес центр, 2002. – 632 с.

3 Садыкова Э. Р. Преимущества применения эмульсионных буровых растворов / Э. Р. Садыкова, Д. Ш. Носиров // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 292-295. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931

4 Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. - Москва: Недра, 1999. –424 с.

5. Гребенщиков В.М. К вопросу совершенствования рецептур тампонажных композиций. — Сборник трудов ТюмГНГУ / В.М. Гребенщиков, Т.А. Ованесянц, В.В. Овчинников. – Тюмень, 2006.

УДК 622.276.5

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А.Н. Попов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)
Д.Р. Ахатов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)
А.Х. Галлямутдинов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БГБ-22-11)
А.Р. Гимазетдинов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)
И.А. Садыков
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)

Аннотация: В статье проанализированы тенденции и технологические инновации, которые используются при строительстве нефтяных и газовых скважин, включая горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта, автоматизацию и применение искусственного интеллекта. Автоматизация процессов, цифровизация, роботизация и искусственный интеллект становятся ключевыми направлениями повышения эффективности, безопасности и устойчивости процессов в нефтегазовой отрасли России. Интеграция новых технологий и развитие отечественных решений позволят Российской Федерации занимать лидирующие позиции на мировом рынке.

Ключевые слова: бурение нефтяных и газовых скважин; инновационные технологии; автоматизация; искусственный интеллект.

UDC 622.276.5

NNOVATIONS IN OIL AND GAS WELLS DRILLING

A.N. Popov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GBZ-20-11)
D.R. Akhatov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group BGB-22-11)
A. Gallyamutdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group BGB-22-11)
A.R. Gimazetdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GBZ-20-11)
I.A. Sadykov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of group GBZ-20-11)

Abstract: The article analyzes trends and technological innovations that are used in the construction of oil and gas wells, including horizontal drilling, hydraulic fracturing, automation, and the use of artificial intelligence. Automation of processes, digitalization, robotization, and artificial intelligence are becoming key areas for improving the efficiency, safety, and sustainability of processes in the Russian oil and gas industry. The integration of new technologies and the development of domestic solutions will enable the Russian Federation to take a leading position in the global market.

Keywords: drilling of oil and gas wells; innovative technologies; automation; and artificial intelligence.

Строительство нефтяных и газовых скважин играет ключевую роль в добыче полезных ископаемых, поэтому внедрение инновационных подходов необходимо для технологического лидерства Российской Федерации.

Строительство нефтяных и газовых скважин сталкивается с рядом проблем и осложнений такими как, неустойчивость стенок скважины, поглощение бурового раствора, газонефтеводопроявления (ГНВП), прихваты бурильной колонны, самопроизвольное искривление ствола скважины, заколонные перетоки пластового флюида, негерметичность колонн. Для борьбы с осложнениями разрабатываются новые технологии, оборудование и материалы.

Одними из самых перспективных направлений являются автоматизация, цифровые технологии и искусственный интеллект, гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, морская добыча и новое программное обеспечение. Новые технологии бурения направлены на повышение эффективности строительства скважин и снижение стоимости работ.

Цифровые технологии в бурении и искусственный интеллект трансформируют процессы разведки, добычи и управления скважинами, повышая эффективность, безопасность и производительность. Эти подходы включают автоматизацию, анализ больших данных, предиктивную аналитику и создание цифровых двойников.

Автоматизация буровых работ состоит из комплекса технических и программных решений, направленных на оптимизацию процесса бурения скважин с минимальным участием человека. Автоматизация повышает эффективность, безопасность и точность работ, снижает время простоя и эксплуатационные затраты.

Гидравлический разрыв пласта применяется для интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, а также увеличения приемистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимых трещин в продуктивном пласте под воздействием избыточного давления, что облегчает приток углеводородов к забою скважины.

Морская добыча нефти и газа является процессом разведки, бурения и извлечения углеводородов из месторождений, расположенных под дном морей и океанов (Рис.1). Основные работы ведутся на континентальном шельфе – зоне, простирающейся от берега до глубины примерно 200 метров. С развитием технологий добыча стала возможной и на больших глубинах до 3-4 тысяч метров и более.

В Российской Федерации добыча ведется на шельфе Охотского моря (проекты Сахалин-1 и Сахалин-2), в Каспийском море, на Приразломном месторождении в Печорском море. Ведутся работы по освоению Арктического шельфа. Арктический шельф обладает значительным потенциалом для добычи углеводородов.

Потенциал искусственного интеллекта в процессе строительства нефтяных и гаховых скважин показывает его способность трансформировать отрасль добычи углеводородов, повышая эффективность, безопасность и экономическую выгоду. ИИ анализирует большие объемы данных, оптимизирует операционные процессы и снижает риск ошибок и аварий.

С течением времени геологические и технико-технологические условия бурения скважин изменяются, увеличивается средняя глубина залегания углеводсодержащих продуктивных пластов, естественно, увеличиваются термобарические условия. Вместе с тем

усилиями науки и производства развиваются технологии, совершенствуются технические средства, разрабатываются новые материалы.

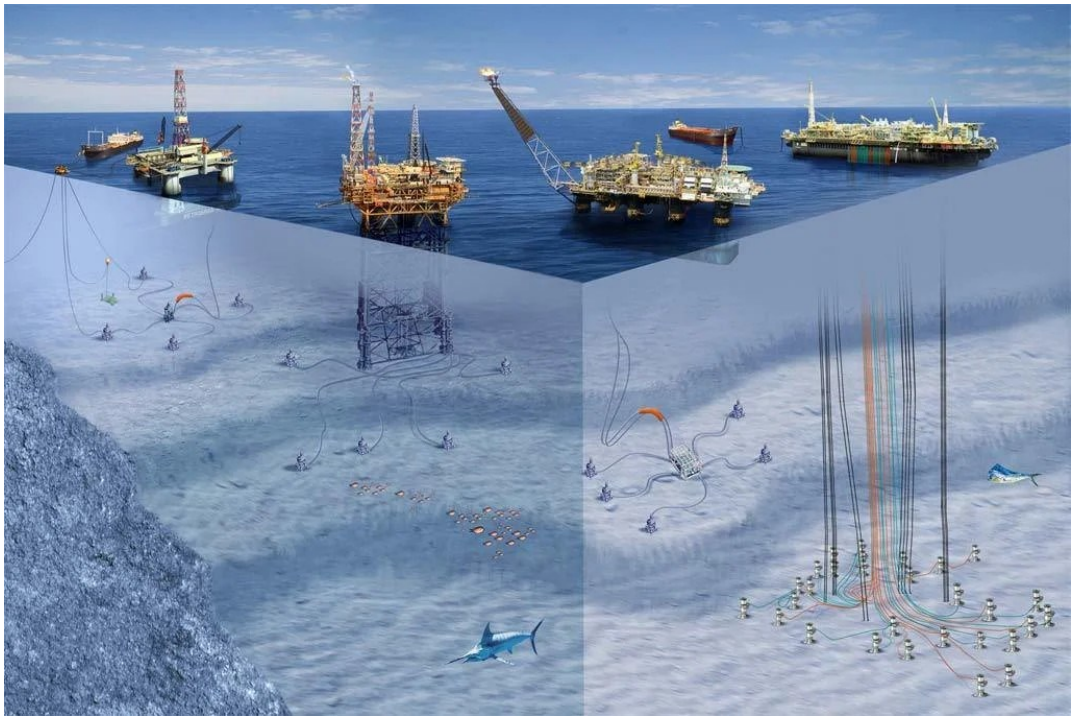


Рисунок 1 – Морская добыча нефти и газа.

Список использованных источников:

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. - М.: Правительство РФ, 2020. - 124 с.
2. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации: Государственный доклад / Министерство природных ресурсов и экологии РФ. - М.: ФБУ «ГКЗ», 2024. - 312 с.
3. Российский статистический ежегодник. 2025: Стат. сб. / Росстат. - М., 2025. - 786 с.
4. Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли: вызовы и перспективы: Отраслевой обзор / ПАО «Газпром нефть». - СПб., 2024. - 45 с.
5. Импортозамещение в нефтегазовом машиностроении: текущее состояние и векторы развития: Аналитический доклад / ПАО «НК «Роснефть». - М., 2025. - 68 с.
6. Гимаздинова Э.А. Технологии и инновации в нефтяной промышленности / Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Хузин Р.Р., Реченко Д.С., Габзалилова А.Х. // Нефть. Газ. Новации, 2023. - № 1 (266). - С. 18-22.
7. Гимаздинова Э.А. К вопросу аналитических расчетов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. № 3 (351). - С. 10-14.
8. Гимаздинова Э.А. Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. - № 2 (350). - С. 12-16.
9. Хузина Л.Б. Долото-башмак для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., Гимаздинова Э.А., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.

УДК 622.245

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ МИКРОСФЕР В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ

Э.Р. Садыкова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, преподаватель)
Р.А. Гайсин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)

Аннотация. В данной статье рассмотрено применение алюмосиликатных микросфер в тампонажных растворах для повышения качества крепления. Строительство нефтяных и газовых скважин неизменно сопряжено с возникновением различных осложнений, от выбора способа решения которых зависит конечная стоимость бурения. Одна из распространенных проблем – качественное крепление скважин.

Ключевые слова: цементный камень, микросфера, раствор, скважина, азот.

UDC 622.245

APPLICATION OF ALUMINOSILICATE MICROSPHERES IN TAMPONAGE SOLUTIONS TO IMPROVE THE QUALITY OF FASTENING

E.R. Sadykova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technologica lUniversity, lecturer)
R.A. Gaisin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБЗ-20-11)

Abstract. This article discusses the use of aluminosilicate microspheres in grouting solutions to improve the quality of fastening. The construction of oil and gas wells is invariably associated with various complications, the final cost of drilling depends on the choice of a solution method. One of the common problems is the high–quality fastening of wells.

Keywords: cement stone, microsphere, solution, borehole, nitrogen.

Использование тампонажных растворов в комплексе с химически мало активными газообразными веществами и их смесями способствует созданию либо принципиально новых технологий, либо совершенствованию уже известных методов.

Причиной выбора и применения азота в качестве основного газообразного наполнителя в тампонажных системах является то, что данное вещество обладает рядом важных характеристик. Азот взрывобезопасен, практически не растворяется в водной среде и нефти, его растворимость мало зависит от температуры. Время освоения скважины сокращается при взаимодействии азота с углеводородами, содержащимися в продуктивном горизонте, поскольку снижаются вязкость и другие реологические свойства нефти. Кроме того азот в тампонажной смеси остается в газообразном состоянии, критические параметры азота позволяют описывать его поведение при сжатии по законам для идеального газа в условиях давлений со значениями до 30 МПа, фильтрация азотонаполненных тампонажных систем (АТС) через пористую среду проходит при более высоких давлениях.

Вследствие этого наиболее эффективное снижение плотности тампонажного раствора до значений ниже 1200 кг/м^3 достигается добавлением в раствор микросфер, полости которых заполнены газообразным азотом. При данном способе облегчения тампонажной смеси отпадает необходимость в использовании поверхностно-активных веществ как связывающего газового компонента. Это даст возможность более четко контролировать кратность (вспениваемость) и параметры аэрации цементного раствора.

Следовательно, в работе получены и исследованы тампонажные системы, состоящие из комплекса материалов. В качестве основного компонента использован портландцемент марки ПЦТ I-G. Согласно ГОСТ 26798.1 – 96, цемент является бездобавочным с

нормированными требованиями при водоцементном отношении равном 0,44. Для облегчения применена добавка – пористые алюмосиликатные микросферы ПАМ в количестве до 15 %, заполненных инертным азотом. Данная добавка выбрана, исходя из исследований Овчинникова В.П, Фролова А.А., Двойникова М.В., Овчинникова П.В. и др. Газблок (ТУ 14311456-008-97) – сравнительный компонент пенообразователя.

В процессе исследований кратность пены определялась по изменению значений плотности тампонажной смеси. Установлено, что с повышением кратности пены понижаются значения плотности тампонажного раствора с 1650 до 1180 кг/м^3, как показано на рисунке 1.

Азотонаполненный тампонажный раствор – это дисперсная система, для существования которой требуется постоянство характеристик в широком диапазоне изменения параметров технологического процесса. Так устойчивость АТС при нормальных условиях и в условиях перепада давления в процессе формирования камня в основном определяется изменением объема (высоты) смеси.

На рисунке 1 представлена зависимость устойчивости АТС от количества облегчающей добавки ПАМ и кратности пены. Повышение устойчивости связано с заполнением азотной дисперсией полостей алюмосиликатных микросфер.

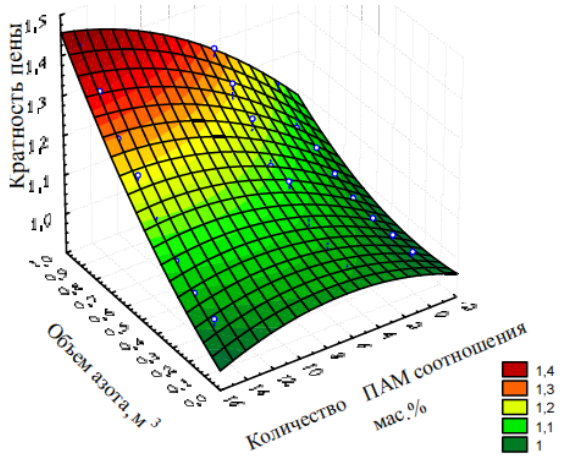


Рисунок 1 – Зависимость кратности пены от количества облегчающей добавки ПАМ и объема азота

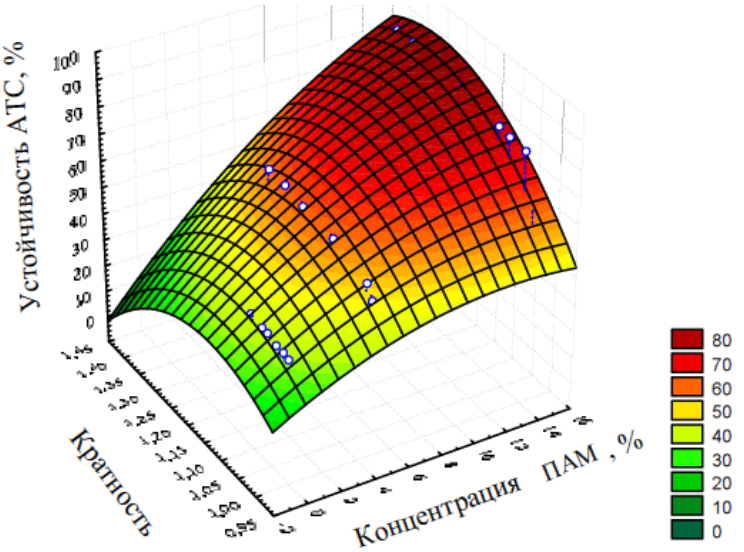


Рисунок 2 – Зависимость устойчивости АТС от концентрации ПАМ и кратности пены

Формирование структуры цементного камня из АТС проводилось при давлениях до 1,2 МПа в течение двух суток. На рисунке 3 представлена зависимость прочности на сжатие камня от количества облегчающей добавки ПАМ в смесь в массовом соотношении: 0; 5 и 15 % и давления формирования камня.

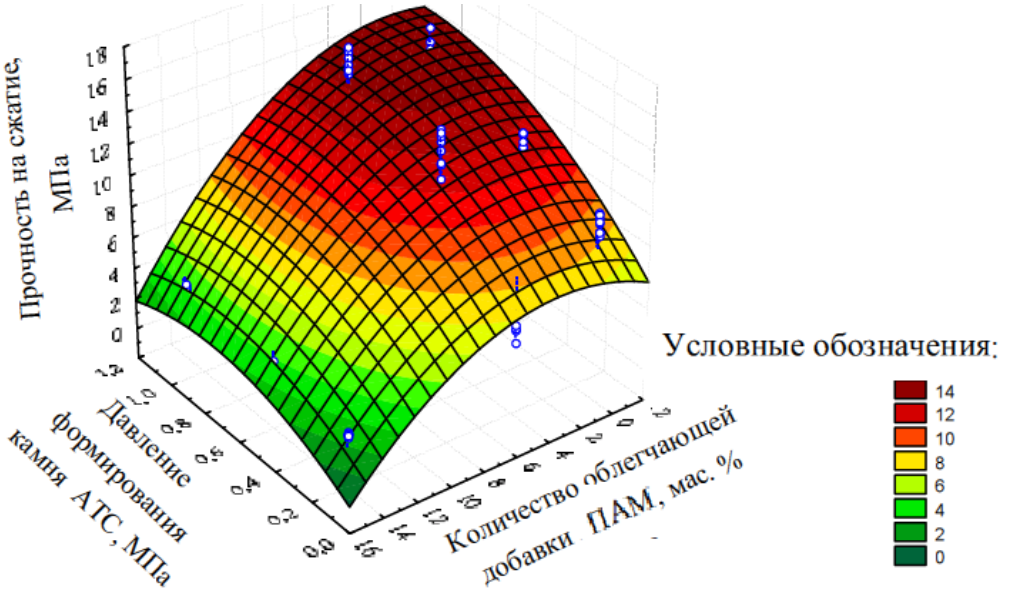


Рисунок 3 – Зависимость прочности на сжатие камня из АТС от количества облегчающей добавки (в смеси АТС мас. ПАМ 0; 5 и 15 %) и давления формирования образца

Для образца, содержащего 15 мас. % ПАМ, зафиксировано наибольшее снижение значения плотности с 1650 до 1180 кг/м^3. Это дает возможность по условиям геологии проводить одноступенчатое цементирование скважины. Значение прочности на сжатие для данного образца зависит от давления формирования камня: 2,9 МПа соответствует образованию камня при 0,102 МПа; увеличение прочности до 4,3 МПа происходит при повышении давления формирования камня до 1,0 МПа.

Необходимо отметить, что наибольшее увеличение прочности на 12 % демонстрировал образец с концентрацией ПАМ в смеси до 5-8 % и кратностью пены 1,120, при этом плотность раствора повышается.

Установлено, что оптимальный состав азотонаполненной тампонажной смеси должен содержать: портландцемент 85-95 мас. %, количество ПАМ должно варьироваться от 5 до 15 мас. %, азота – от 0,035 до 0,04 мас. % и воды – 44 мас. %.

При цементировании АТС сплошной контакт цементного камня с колонной повышается на 14 %, а частичный – на 5,6 %, некачественный контакт снижается на 24 %, а зоны с отсутствием цемента сократились на 1,5 %. Данные значения показывают, что качество крепления скважины с помощью АТС улучшается.

В числе интересных разработок, связанных с улучшением свойств разделения слоев, представляется достижение высокой седиментационной равновесности. Нехватка седиментационной равновесности тампонажных разведений выражается повышением проницаемости цементного камня, повреждениями, угрожающими целостности тампонажного камня в затрубном участке в диаметральном направлении вследствие создания гидратированных «поясов».

Технические и производственные характеристики облегченной тампонажной смеси не уступают качеству составов с нормированной плотностью, при том, что в составе содержатся недефицитные элементы, прекрасно вступающие в реакцию с жидкостью затворения.

Акустическая цементометрия, применяемая при обследовании качества крепления скважины, дает неточные результаты.

Это связано с тем, что звуковые волны, генерируемые акустическим прибором, частично погашаются наличием в составе тампонажной смеси газообразных веществ в полостях микросфер, в частности, вводимого азота. Необходимо использовать геофизические методы исследования, адаптированные под газонаполненные тампонажные растворы.

Список использованных источников:

1. Садыкова Э. Р. Обеспечение высоких смазочных свойств буровых растворов / Э.Р. Садыкова, Р. Р. Шарифуллина, И. А. Фахрутдинов // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 125-129. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370453

2. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков: учеб. пособие для вузов. - Москва: Недра-Бизнес центр, 2002. – 632 с.

3. Садыкова Э. Р. Преимущества применения эмульсионных буровых растворов / Э. Р. Садыкова, Д. Ш. Носиров // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 292-295. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931

4. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. - Москва: Недра, 1999. –424 с.

5. Гребенщиков В.М. К вопросу совершенствования рецептур тампонажных композиций. — Сборник трудов ТюмГНГУ / В.М. Гребенщиков, Т.А. Ованесянц, В.В. Овчинников. – Тюмень, 2006.

УДК 622.241.83

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

П.В. Саковцев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Применение традиционной технологии бурения нефтяных и газовых скважин, как правило, предполагает создание существенной репрессии на пласт с целью предупреждения проявлений, сохранения устойчивости стенок скважины. Решение указанных проблем применением энергоемких долот, форсированных режимов бурения, безглинистых буровых растворов, как правило, требует значительных капитальных вложений. Одним из перспективных направлений решения этой проблемы является технология бурения с регулированием дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Вариантом реализации технологии, внедряемым в настоящее время, является применение герметизированной системы циркуляции, что существенно упрощает схему промывки скважины и обеспечивает плавное регулирование давления на забой.

Ключевые слова: скважина, традиционный способ бурения, бурение с управляемым давлением, эквивалентная циркуляционная плотность, горизонтальная секция, «Большая Ачимовка».

UDC 622.241.83

APPLICATION OF CONTROLLED PRESSURE DRILLING TECHNOLOGY

P.V. Sakovtsev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
T.D. Dikhtyar
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. Conventional oil and gas well drilling typically involves significant formation overbalance to prevent leaks and maintain wellbore stability. Addressing these issues through the use of energy-intensive bits, accelerated drilling modes, and clay-free drilling fluids typically requires significant capital investment. One promising solution to this problem is drilling technology with differential pressure control in the wellbore-formation system. A currently being implemented implementation of this technology involves the use of a sealed circulation system, which significantly simplifies the wellbore flushing scheme and ensures smooth regulation of downhole pressure.

Keywords: well, conventional drilling method, managed pressure drilling, equivalent circulating density, horizontal section, «Bolshaya Achimovka».

Необходимость разведочного и эксплуатационного бурения в перспективных регионах по запасам углеводородного сырья, требует разработки и совершенствования технологий бурения, обеспечивающих поддержание необходимого минимального давления на забое [1].

На сегодняшний день активно исследуется и применяется относительно новая технология бурения скважин – бурение с управляемым давлением MPD (More Pressure Drilling) позволяющая осуществлять точный контроль профиля давления по всему кольцевому пространству ствола скважины, как в динамических, так и в статических условиях в интервалах с АНПД или АВПД с минимальными рисками возникновения осложнений, исключая необходимость в спуске промежуточных обсадных колонн.

Схема традиционного способа бурения представлена на рисунке 1.

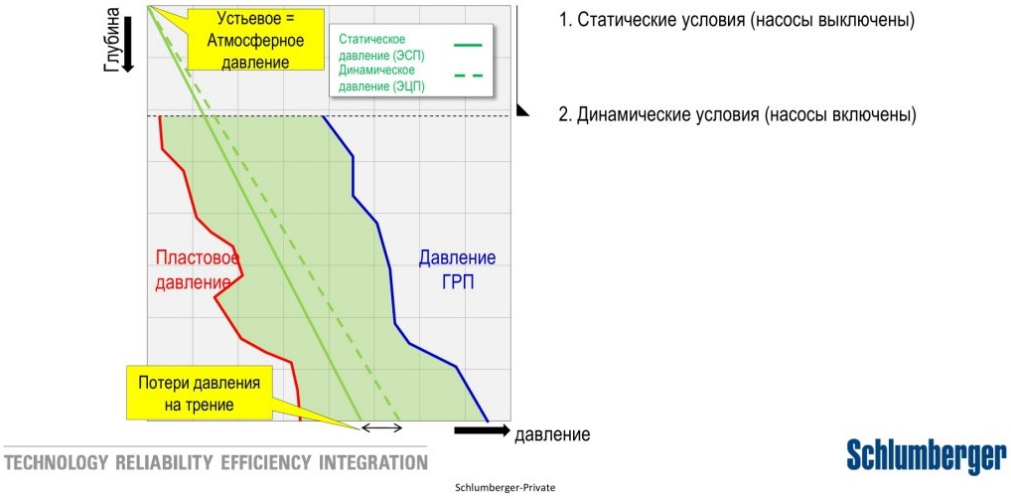


Рисунок 1 – Операционное окно при бурение традиционным способом через зоны с нормальным пластовым давлением

По рисунку 1 видно, что «окно допустимых режимов бурения» достаточно широкое и бурение скважины может сопровождаться без возникновения осложнений.

«Операционное окно» сужается, когда вскрываются пласты с аномально высоким или низким пластовыми давлениями (АВПД, АНПД). Для таких условий бурения схема представлена ниже (Рисунок 2).

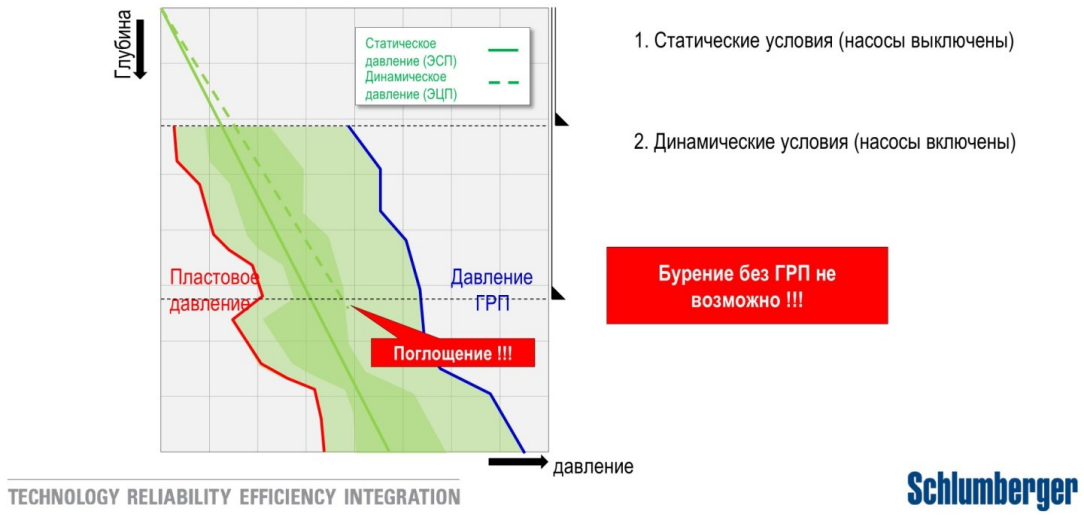


Рисунок 2 – Операционное окно при бурении традиционным способом через зоны с аномальным пластовым давлением

В статических условиях скважина находится в стабильном состоянии, а возобновление циркуляции приводит к увеличению забойного давления, вследствие чего повышается давление разрыва пласта, что в свою очередь способствует появлению поглощений.

Рассмотрим на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, риски бурения в интервалах аномально высоком пластовом давлении. Скважины бурятся горизонтальные ачимовскую залежь (Рисунок 3).



Рисунок 3 – Бурение на Ачимовские отложения

Как видно из рисунка 3, показания аналогичны показаниям рисунка 2, из чего можно сделать вывод, что бурение скважины будет сопровождаться осложнениями, такими как, поглощения и ГРП, разрушением ствола скважины и газонефтеводопроявления (ГНВП).

Технология MPD разработана для бурения в зонах с АНПД/АВПД, которая обеспечивает минимальный риск появления осложнений. Применение данной технологии позволяет упростить конструкцию скважины, в связи с тем, что отпадает надобность спуска промежуточных обсадных колонн. Схема бурения с технологией MPD представлена на рисунке 4 [2,3].

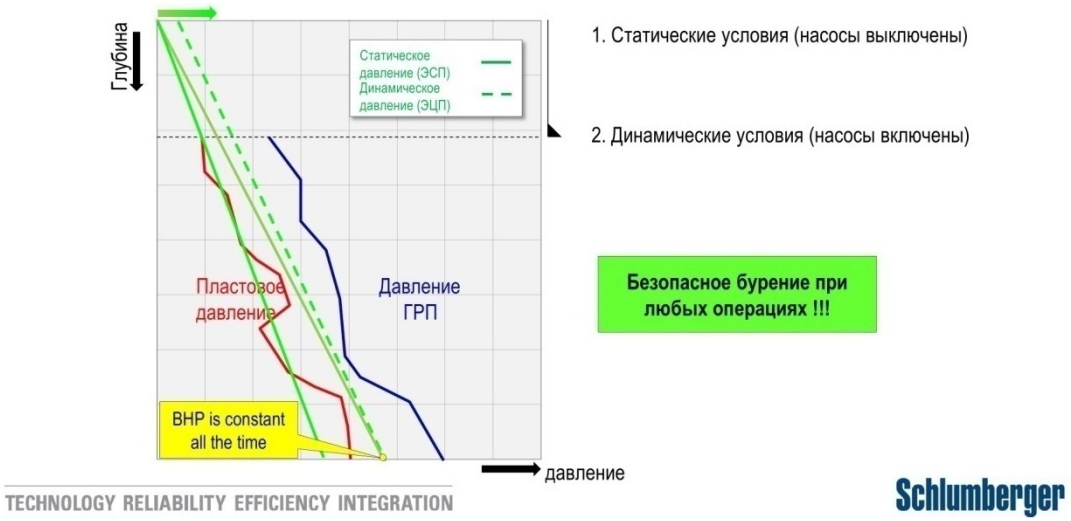


Рисунок 4 – Бурение с регулируемым давлением

На рисунке 5 представлена схема циркуляции при бурении с управляемым давлением и оборудования входящие в данную технологию [4].

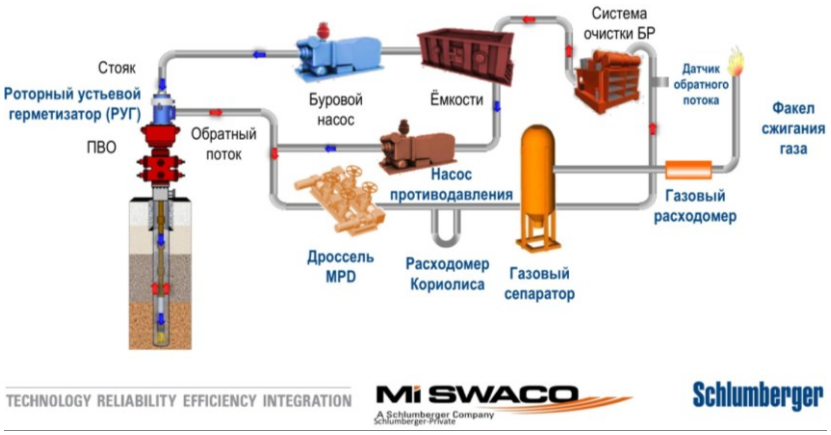


Рисунок 5 – Схема циркуляции при бурении с управляемым давлением и комплект оборудования MPD

Проведем гидродинамический расчёт требуемой величины противодавления на поверхности во время бурения горизонтальной секции. Целью данного моделирования является определение требуемых значений противодавления на поверхности, которые при планируемом рабочем режиме бурения позволят обеспечить необходимое и достаточное забойное давление, как в статических, так и в динамических условиях, с минимальными рисками возникновения ГНВП или поглощения бурового раствора.

В качестве операционных лимитов забойного давления использовались дан-ные, взятые из геолого-технического задания на бурение скважины Ямбургского НГКМ. В связи с отсутствием точных данных по градиентам пластового давления и давления начала поглощения, в данной программе были рассмотрены и смоделированы два сценария при строительстве интервала под секцию хвостовика 114 мм.

Согласно графику совмещённых давлений, в одном из негативных сценариев участок несовместимости находится в интервале 3568 – 3645 м по вертикали, операционное окно забойного давления отсутствует. Несовместимые условия бурения показаны на рисунке 6, где были смоделированы результаты гидродинамического моделирования выполненного в программе «Virtual Hydraulics» условия при бурении без технологии MPD с рекомендуемыми ГТН параметрами бурового раствора и режимами [5].

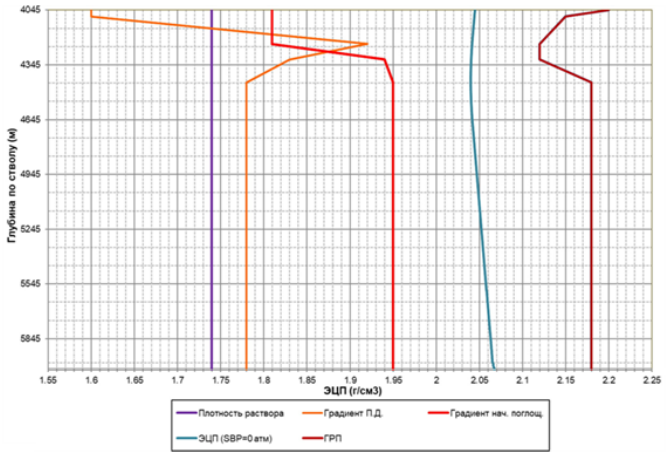


Рисунок 6 – Операционное окно без применения технологии MPD

Как следует из графика, операционное окно до гл. 4229 м (MD) отсутствует (оранжевая линия – пластовой давление, красная – градиент начала поглощений). При использовании бурового раствора плотностью 1.74 г/см^3 (фиолетовая линия) скважина будет находиться в несбалансированном состоянии. В статических условиях (во время наращиваний или СПО) будет происходить поступление пластового флюида в скважину, а во время при циркуляции возможно частичное или полное поглощение бурового раствора (синяя линия – ЭЦП в динамических условиях).

При использовании технологии динамического контроля затрубного давления моделирование показывает следующие результаты (Рисунок 7) [5].

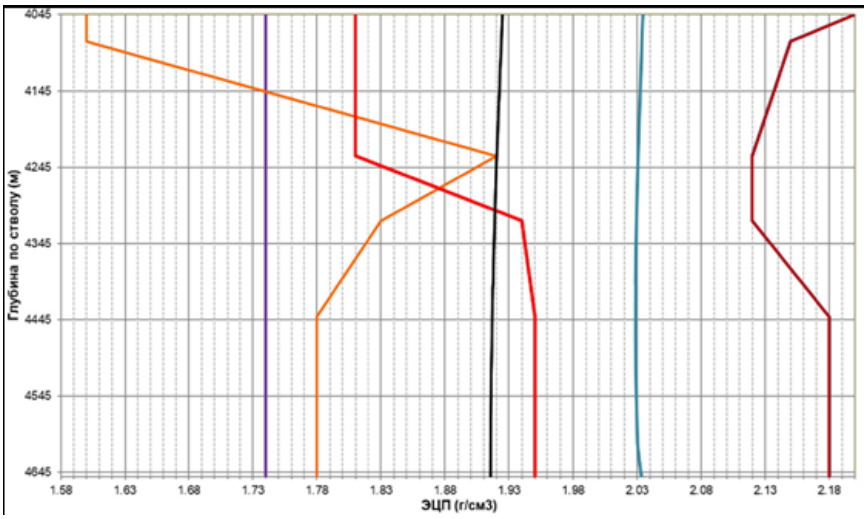


Рисунок 7 – Операционное окно допустимых забойных давлений
с использованием технологии MPD

Из графика видно, что противодавление в статических условиях составляет 62 атм. В динамических условиях противодавление отсутствует. Эквивалентная статическая плотность (ЭСП, черная линия) постоянно выше пластового давления. В динамических условиях эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП, голубая линия) превышает градиент начала поглощений (красная линия), но ниже градиента разрыва породы (бордовая линия).

Применение технологии MPD позволит, в данном случае, предотвратить приток флюида во время остановки буровых насосов путем создания давления в затрубном пространстве с помощью системы автоматических дросселей, устьевого герметизатора и

насоса противодавления, а также обнаружить ГНВП на ранней стадии, используя высокоточный расходомер Кориолиса [5].

Список использованных источников:

1 Карпов Е.О. Особенности поглощений при бурении с управляемым давле-нием (MPD): современные решения и практический опыт // Вестник науки №5 (86) том 2. – 2025 . – С. 1244 - 1249.

2 Доброхлеб П.Ю., Сорока Т.Б., Гусев А.В. Новые решения – новые возможности: технология бурения с регулируемым давлением как эффективное решение для трещиноватых коллекторов восточной Сибири // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2019. Т.2. Вып. 2.

3 Доброхлеб П.Ю. Бурение с управляемым давлением (MPD) для строительства протяжённых горизонтов при реализации проекта «Большая Ачимовка» // SLB (M-I SWACO A Schlumberger Company). – 2019. – 26 с.

4 Технологии бурения с управляемым давлением (MPD) // [Электронный ресурс]: https://slb.ru/ (дата обращения 18.03.2026 г.) /

5 План работ по бурению с применением технологии контроля давления го-ризонтальной секции Ямбургского НГКМ // SLB (M-I SWACO A Schlumberger Company). – 2019. – 13 с.

УДК 622.276.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ MWD ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.А. Салихов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11)

Аннотация. Статья посвящена поиску решений для увеличения показателей проводки траектории скважины и оптимизации процессов строительства скважины. В условиях текущей ситуации на мировом рынке возможно привлечение крупных инвестиций для развития отечественных предприятий данного направления, внедрение новых более дорогих технологий и проведение научных исследований в области недропользования с целью рационального использования ресурсов. Последние годы особенно подчеркивают необходимость продвижения в этом направлении на фоне снижения дебитов работающих скважин и роста затрат на извлечение углеводородного сырья. Применение телеметрических систем MWD позволяет оптимизировать проводку траектории скважины, рационально пробурить проектные горизонты и поддерживать стабильные показатели в ходе бурения скважины.

Ключевые слова: Буровая установка, телеметрическая система, MWD, КНБК

UDC 622.276.

ANALYSIS OF THE USE OF MWD TELEMETRY SYSTEMS IN DRILLING

A.A. Salihov

(Institute of Oil and Gas of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education UGNTU in Oktyabrsky, student gr. GBZ-20-11

Abstract. The article is devoted to the search for solutions to increase the performance of well trajectory wiring and optimize well construction processes. In the current situation on the world market, it is possible to attract large investments for the development of domestic enterprises in this area, the introduction of new more expensive technologies and scientific research in the field of subsoil use in order to use resources efficiently. Recent years have particularly emphasized the need to move in this direction against the background of lower production rates of operating wells

and rising costs of extracting hydrocarbons. The use of MWD telemetry systems makes it possible to optimize the wiring of the well trajectory, efficiently drill design horizons and maintain stable performance during well drilling.

Keywords: Drilling rig, telemetry system, MWD, layout of the bottom of the drill string

Introduction (Введение)

Энергетический комплекс, куда входит нефтегазовая промышленность на сегодня претерпевает коренные изменения в направлении внедрения отечественных технологий, рационализации использования природных ресурсов и оптимизации технологических процессов. На фоне стремительно развивающихся отраслей экономики, нефтегазовая отрасль в ближайшее пару лет будет также занимать одну из основных частей экономики России. Для поддержания текущего уровня добычи углеводородов, а тем более для его увеличения, необходимо проводить мероприятия по увеличению нефтегазоотдачи из действующего фонда скважин, а также новые скважины с внедрением новых технологий по проводке траектории ствола. Для достижения данной задачи при ограниченном финансировании, необходимо уменьшить траты на строительство скважин. Эти затраты в значительной степени зависят от качества выполнения проекта на бурение скважины. Поэтому как увеличение производительности телеметрических систем, так и оптимизация параметров бурения становятся важными задачами. Профиль скважины и геологические характеристики разбуриваемых горных пород могут сильно варьироваться. Также телеметрические системы предназначены для различных целей, к примеру контроль траектории скважины, оптимизация бурения, своевременное обнаружение осложнений, геофизические исследования в процессе бурения скважины. Это приводит к тому, что условия их работы и требования к ним разнообразны, что делает необходимым использование широкого диапазона телеметрических систем.

Materials and methods (Материалы и методы)

На сегодняшний день проводка слржнопостроенных профилей скважин подразумевает привлечение высокотехнологичных решений, к примеру использование телесистем для точного построения траектории скважины, определения интенсивности изменения зенитного угла и азимута, а также для оперативной корректировки траектории ствола скважины. Стандартные модули телеметрической системы представляют собой корпус, выполненный из немагнитной стали, измерительную схему с блоком датчиков, элементы писателя питания, алгоритмичную систему кодировки и последующей передачи информации на поверхность. Состав и назначение телеметрических систем может различаться в зависимости от поставленных задач, методов исследования, стоимости привлекаемого технологичного оборудования, представляемому объему и качеству информации. Отличие начинается от простых исследований, где Заказчику необходимы лишь данные по замерам инклинометрии, и доходит до высокотехнологичного сервиса, к примеру самый распространенный вид таких услуг - это применение компоновки с замеров УЭС бурового раствора, радиоактивного и акустического каротажа, а также с включением модуля измерения естественного гамма излучения, а также с применением датчиков по замеру температуры и давления совместно с роторно-управляемыми системами. Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузке на долото, можно поддерживать режим так, чтобы обеспечивать максимальную механическую скорость проходки. Также следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы. Применение систем телеметрии позволяет решать и ряд других попутных, но от этого не менее важных задач. Так, можно получать данные о расходе промывочной жидкости, что позволяет делать выводы о герметичности замковых соединений бурильного инструмента. Информация о температуре на забое и вибрациях бурильного инструмента может быть полезна для анализа как процесса разрушения горных пород, так и характеристик разбуриваемых пластов. Телеметрические системы можно классифицировать по различным критериям, таким как тип канала связи «забой-устье», метод регистрации данных, вид

фиксируемой информации и другим параметрам. На сегодняшний день наибольшее распространение получили гидравлические и электромагнитные каналы связи. В случае гидравлической передачи информация передается по столбу бурового раствора, находящемуся в бурильной колонне, с использованием изменений давления бурового раствора, которые фиксируются датчиками, преобразуются в электрические сигналы и направляются в наземную систему регистрации. Есть ряд преимуществ этого метода. Поскольку информация передается через столб бурового раствора в бурильной колонне, нет необходимости в дополнительных расходах на организацию канала связи.В электромагнитном канале передачи колонна бурильных труб служит проводником. Выбор определенной телеметрической системы обусловлен задачами, поставленными заказчиком, а также геологическими характеристиками конкретной скважины. При этом универсального решения не существует.

Results (Результаты)

В рамках рассматриваемой статьи было взято Южно-Русское месторождение, где были пробурены скважины с применением в КНБК телеметрических систем MWD

Таблица 1 – Показатели применения ТС MWD за 2022 и 2023 года

Параметры	2022 год	2023 год
Количество пробуренных интервалов, шт	180	210
Общая проходка, м	125 192	166 010
Средний показатель эффективности, %	67,6	68,9

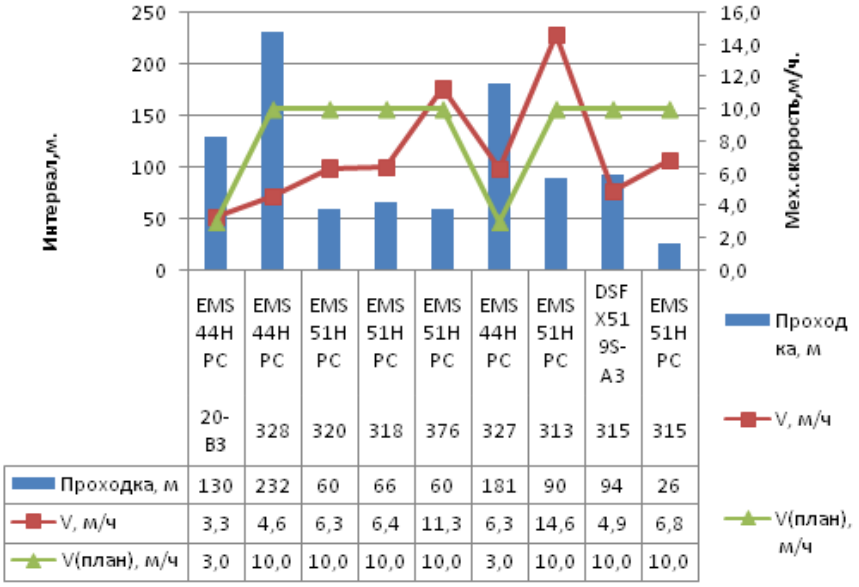


Рисунок 1 – Фактические показатели применения ТС MWD при строительстве скважин

При бурении скважин на Южно-Русском месторождении применена технология передачи данных, в которой одновременно используются два канала (электромагнитный и гидравлический) для получения информации из скважины, при этом, от оператора не требуется специально отключать (переключать) один или другой канал. Система также позволяет оператору запускать работу электромагнитного и гидравлического канала раздельно. Данное техническое решение является энергоэффективным, обеспечивая невероятную продолжительность непрерывной работы батарей при одновременной работе вух каналов в течение 400 часов в режиме на низкой мощности или 200 часов в режиме работы на высокой мощности.

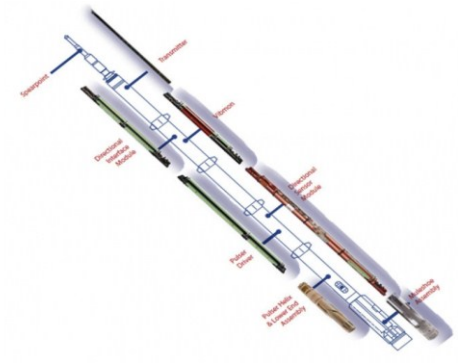


Рисунок 2 – ТС MWD DRILL-TEK TWIN

На рисунке 3 представлена особенность применения двойной телеметрии, в частности исключение дополнительного СПО для смены КНБК для прохождения интервалов бурения с азотированием или без выхода циркуляции, где применение гидравлических каналов связи будет осложненно.

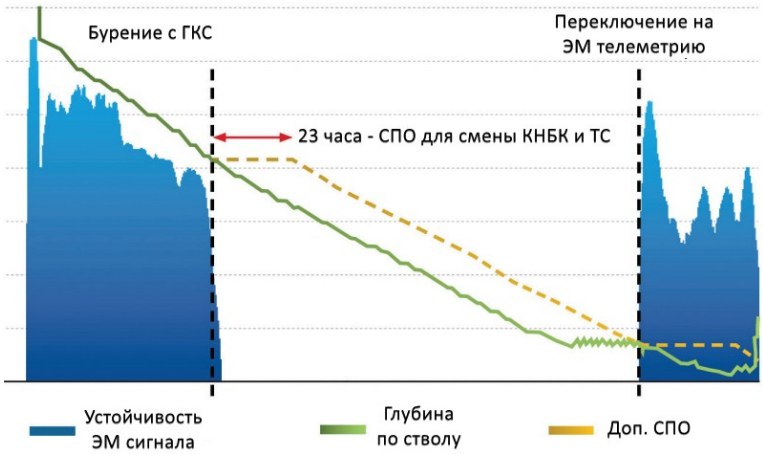


Рисунок 3 – График бурения и график устойчивости сигнала

Результатом стало уменьшение времени бурения на 25%, сервис обеспечивал скорость передачи данных при бурении 2 бита в секунду по сравнению со стандартными 0,5 бита в секунду, что в целом позволяет затрачивать 2 минуты на замер – во время наращивания бурильной колонны.

При бурении используется компоновка с забойным двигателем. Для корректировки профиля скважины применяется режим направленного бурения без вращения бурильной колонны. Также роторное бурение за счет вращения всей бурильной колонны верхним силовым приводом.

Таким образом бурение осуществляется комбинированным способом сопровождение бурения для контроля параметров проектного профиля и записи гамма-каротажа в реальном времени осуществлялось с помощью телесистемы с гидравлическим каналом связи MWD.

Conclusion (Выводы)

Проанализировав результаты применения телеметрических систем MWD, приходим к выводу, что показатели дают возможность:

- повысить эффективность работы и снизить риски возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения скважины;

-сократить прямые затраты, зависящие от времени (количества СПО, проведение исследований ГИС и т.д.) и выполнить больший объем работ за аналогичный период;

-контролировать проектную траекторию скважины с допустимой погрешностью, исключая перебур ствола скважины;

-повысить механические скорости бурения и увеличить проходку на долото, при ведении мониторинга и отсечения безконтрольной работы на критических режимах;

-повысить экологические основы природопользования вследствие отсутствия необходимости перебуривания ствола скважины;

-качественно отслеживать границы продуктивного пласта в горизонтальных участках.

Confirmations (Подтверждения)

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Южно-Русского месторождений. Научно-технический прогресс не останавливается на достигнутом и сервисные организации совместно с недропользователями намерены продолжить исследование этой темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения ТС MWD для конкретных задач бурения скважин. Также разработчики телесистем считают, что главным направлением прогресса станет повышение качества и скорости передачи данных.

Список использованных источников:

1.Акбулатов Т.О. Телеметрические системы для бурения направленных скважин: Учеб. пособие / Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, В.Х. Самигуллин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 60 с..

2.Басарыгин Ю.М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Ю.М. Басарыгин. – Москва: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262с.

3.Попов А.Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003

4.Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела: учебник / В.И. Кудинов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с

УДК 622.24

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ БУРЕНИИ ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ

И.Ф. Сахаутдинов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Большая потребность в ВЗД для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин отмечались с первых лет внедрения, поскольку в каждом нефтяном регионе в определенных интервалах бурения двигателя обеспечивали кратное повышение проходки за долбление по сравнению с турбобурами при незначительном снижении механической скорости. Компанией «Радиус-Сервис» была разработана и освоена технология изготовления монолитной конструкции профилированного остова статора с равномерной толщиной эластомерной обкладки, получившая название R-Wall. Это позволило повысить нагрузочную способность статора, снизить гистерезисные потери в обкладке и существенно повысить энергетические характеристики двигателя. Натяг в соединении «ротор-статор» меньше зависит от температуры и разбухания эластомера. Улучшенные энергетические параметры двигателя позволяют эффективно использовать его с высокомоментными долотами PDC.

Ключевые слова: эксплуатационная колонна, винтовой забойный двигатель, ротор, статор, эластомер, долото PDC

UDC 622.24

RATIONALE FOR SELECTING A DOWNHOLE MOTOR WHEN DRILLING UNDER A PRODUCTION COLUMN

I.F. Sakhautdinov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
T.D. Dikhtyar
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. A high demand for downhole motors for drilling vertical and directional wells was noted from the first years of implementation, since in each oil region, in certain drilling intervals, the motors provided a multiple increase in penetration per drilling operation compared to turbodrills with a slight decrease in mechanical speed. Radius-Service developed and mastered a technology for manufacturing a monolithic profiled stator core with a uniform elastomer lining thickness, dubbed R-Wall. This technology increased the stator's load capacity, reduced hysteresis losses in the lining, and significantly improved the motor's energy performance. The rotor-stator joint tension is less affected by temperature and elastomer swelling. The motor's improved power parameters allow it to be used effectively with high-torque PDC bits.

Keywords: production string, downhole motor, rotor, stator, elastomer, PDC bit.

В настоящее время винтовые забойные двигатели (ВЗД) получили широкое применение при бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин.

Оптимизировать процесс строительства и эксплуатации скважин помогают уникальные инженерные решения, применение специальных материалов, эластомеров и защитных покрытий, проведение мероприятий, обеспечивающих надежность работы двигателей [1, 2, 3].

Ведущие производители ВЗД в России и за рубежом в последние годы для реализации технологий бурения с использованием новых типов долот стали выпускать двигатели с повышенной частотой вращения. В таблице 1 приведены характеристики некоторых типоразмеров таких двигателей.

Таблица 1 – Технические характеристики ВЗД отечественных и зарубежных фирм

Фирма-производитель	Модель	Заходи ость	Число шагов	n, об/мин	M, кгс-м
ВНИИБТ-Буровой инструмент	ДВ-95.3/4.88	3:4	8,8	700	130
	ДГР-172.4/5.72	4:5	7,2	275	850
Радиус - Сервис	RS127N255	2:3	9,3	730	180
	RS240N355	3:4	5,8	255	105
Baker Hughes	$4^3/_4$" X-tremeHS	1:2	-	1150	190
	$6^3/_4$"; Ultra HS	2:3	-	470	365
Lilin	2LZ127X7,0 L-4-900	2:3	4,0	360	100
NOV	Monoflo $6^1/_2$" 1/2 4,0	1:2	4,0	500	175
	Monoflo 7" 2/3 8,3	2:3	8,3	900	255
Weatherford	FrontLine $6^3/_4$"	4:5	7,0	280	460

В данной статье рассмотрим винтовые забойные двигатели ООО «Фирма «Радиус–Сервис» которая создано в 1992 г. и сегодня является ведущим предприятием России по производству буровой техники. У компании своя крупная производственная база с современным высокотехнологичным оборудованием.

В настоящее время модернизированные производственные мощности «Радиус-Сервис» позволяют производить 3200 роторов, 4000 статоров и более 900 ВЗД в год.

Предприятие «Радиус-Сервис» выпускает двигательные секции 13-ти габаритных размеров (43, 54, 63, 75, 85, 95, 106, 120, 127, 172, 195, 210, 240 мм), семи основных заходностей (2/3, 3/4, 4/5, 5/6, 6/7, 7/8, 9/10) длиной до 6,5 м (рисунок 1) [4, 5].

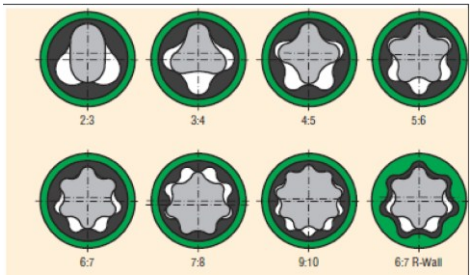


Рисунок 1 – Профили зацепления двигательных секций,
применяемые фирмой «Радиус-сервис»

В течение долгих лет в «Радиус-Сервис» проводились опытно-конструкторские работы и эксплуатационные испытания, целью которых было создание надежной двигательной секции с профилированным остовом статора и равномерной толщиной эластомерной обкладки. В результате проведенных опытно-конструкторских работ предприятием была разработана и освоена технология изготовления монолитной конструкции профилированного остова статора с равномерной толщиной эластомерной обкладки, получившая название R-Wall [1]. Остов статора представляет собой стальную трубу с профилированной внутренней поверхностью. Внутренний профиль остова выполнен таким образом, чтобы обеспечить равномерную толщину эластомерной обкладки в пределах 5–9 мм в зависимости от габарита забойного двигателя. Конструкция обеспечивает значительное увеличение жесткости зуба статора при сохранении остальных характеристик зацепления.

Технология подготовки поверхности остовов, а также специальные адгезивы обеспечивают прочность крепления эластомера к металлу в течение всего периода эксплуатации статора. Благодаря этому повышается нагрузочная способность статора, снижаются гистерезисные потери в обкладке и существенно повышаются энергетические характеристики двигателя. Натяг в соединении «ротор-статор» меньше зависит от температуры и разбухания эластомера. Улучшенные энергетические параметры двигателя позволяют эффективно использовать его с высокомоментными долотами PDC.

Конструктивные особенности двигательных секций R-Wall показаны на рисунке 3 [6].

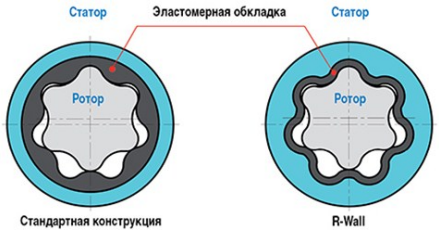


Рисунок 3 – Поперечное сечение двигательной секции и секции R-Wall

В настоящее время предлагается шесть типоразмеров двигательных секций изготавливаемых по технологии R-Wall, с разными длинами активной части (таблица 2) [6].

Таблица 2 – Двигательные секции, изготовленные по технологии R-Wall

Наименование секции	Заходность	Длина активной части, м
RS172N635W	6:7	3
RS172N645W	6:7	4
RS172N655W	6:7	5
RS1Q6N634W	6:7	3
RS106H644W	6:7	4
RS095N634W	6:7	3

Механическая скорость, полученная при бурении интервала под эксплуатационную колонну с использованием ВЗД с двигательными секциями R-Wall с длиной активной части 4 м, на 23-25% превышает аналогичный показатель для стандартных двигателей (рисунок 5). Прирост, полученный при бурении с ВЗД с двигательными секциями R-Wall с длиной активной части 3 м, в аналогичных условиях составил 4-6 % [7].

Одним из комплексных показателей, отражающих надежность работы оборудования, является наработка на отказ — MTBF (Mean time between failure). Этот параметр широко используется зарубежными производителями гидравлических забойных двигателей и определяется как отношение суммарной наработки двигателей за определенный период времени к количеству подтвердившихся отказов за этот же период. Благодаря мерам по совершенствованию оборудования, удалось значительно увеличить наработку арендного парка двигателей производства «Радиус-Сервис».

Выводы

1 Оптимизировать процесс строительства и эксплуатации скважин помогают уникальные инженерные решения, применение специальных материалов, эластомеров и защитных покрытий, проведение мероприятий, обеспечивающих надежность работы.

2 Компанией ООО «Радиус–Сервис» разработана и освоена технология изготовления монолитной конструкции профилированного остова статора с равномерной толщиной эластомерной обкладки, получившая название R-Wall.

3 В результате проведенных работ предприятием «Радиус-Сервис» была признана наиболее перспективной технология HVAF — разновидность метода сверхзвукового напыления износостойких и коррозионностойких покрытий на роторы и другие изделия сложной формы длиной до 9 000 мм и весом до 2 т. Ее применение, которой позволяет поднять ресурс ротора при работе в соленасыщенных растворах со 100–150 до 800–1000 часов.

4 Механическая скорость, полученная при бурении интервала под эксплуатационную колонну с использованием ВЗД R-Wall с длиной активной части 4 м, на 23-25% превышает аналогичный показатель для стандартных двигателей.

Список использованных источников:

1 Андоскин В. Н. Винтовые забойные двигатели фирмы «Радиус-Сервис» / В. Н. Андоскин, А. М. Выгузов, А. В. Кузнецов, Д. Н. Хайруллин, Р. С. Новиков // Бурение и нефть. – 2014. – №4. – С. 29 – 34.

2 Разработка методики изучения механических свойств эластомеров и их проявление в буровой технологии / Аль-Сухили М.Х.А., Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 1-18.

3 Разработка методики изучения механических свойств эластомеров и их проявление в буровой технологии/ Аль-Сухили М.Х.А., Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н., Дихтярь Т.Д.// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2014. - № 6. - С. 1-18.

4 Компания ООО «Фирма «Радиус–Сервис» // [Электронный ресурс]: https://www.radius-s.ru/ (дата обращения 10.03.2026 г.).

5 Руководство по эксплуатации винтовых забойных двигателей / г. Пермь: ООО «Фирма «Радиус–Сервис» // [Электронный ресурс]: https://www.radius-s.ru/ (дата обращения 10.03.2026 г.).

6 Хайруллин Д. Н. Двигательные секции «Радиус-Сервис»: высокое качество, новые возможности / Д. Н. Хайруллин, А. М. Выгрузов, А. В. Кузнецов, Н. А. Лебедева // Бурение и нефть. – 2016. – №4. – С. 29 – 34.

7 Андоскин В. Н. Винтовые забойные двигатели фирмы «Радиус-Сервис» / В. Н. Андоскин, А. М. Выгузов, А. В. Кузнецов, Д. Н. Хайруллин, Р. С. Новиков // Бурение и нефть. – 2014. – №4. – С. 29 – 34.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

А.М. Соронин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)
Д.А. Султанов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Бурильные инструменты являются наиболее важным элементом основного производственного процесса - бурения скважины, составляющего основу функционирования месторождения. Огромную значимость в данном процессе занимают бурильные трубы, срок эксплуатации которых, напрямую влияет на экономическую эффективность строительства скважины.

Ключевые слова: скважина, бурильные трубы, износ, срок службы, технология восстановления.

UDC 622.24

APPLICATION OF DRILL PIPE REHABILITATION TECHNOLOGY

A.M. Soronin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
D.A. Sultanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)

Abstract. Drilling tools are the most critical element of the core production process—well drilling, which forms the basis of field operations. Drill pipes, whose service life directly impacts the economic efficiency of well construction, are of paramount importance in this process.

Keywords: well, drill pipes, wear, service life, restoration technology.

Для бурения всех типов скважин в ПАО «Сургутнефтегаз» применяются бурильные трубы ТБПК-127х9,2 «Л». На новые (I класса) бурильные трубы утвержденная норма наработки составляет 85 000 метров проходки, на ремонтные (II класса) бурильные трубы - 40 000 метров (Таблица 1).

Таблица 1 – Классификация бурильных труб по износу

Вид дефекта	Класс труб	
	II	III
Равномерный износ трубы по наружной поверхности: Толщина стенки после износа, % не менее	80	62,5
Эксцентричный износ по наружной поверхности: Толщина стенки после износа, % не менее	65	55
Вмятины, % от наружного диаметра, не более	3	5
Смятие, % от наружного диаметра, не более	3	5
Шейка,% от наружного диаметра, не более	3	5
Остаточное сужение: Уменьшение наружного диаметра,% не более	3	5
Остаточное расширение: Увеличение наружного диаметра, % не более	3	5
Продольные надрезы-зарубки: Оставшаяся толщина стенки, % не менее	80	62,5
Поперечные надрезы: Оставшаяся толщина стенки, % не менее	90	80
Длина надреза, % от длины окружности, не более	10	10
Толщина стенки в месте самой глубокой коррозии, % от номинальной, не менеее	80	55

После достижения утвержденной нормы наработки отработанные бурильные трубы ТБПК-127×9,2 «Л» вывозятся на Центральную трубную базу для проведения ремонта и разбраковки (визуальный, инструментальный и неразрушающий контроль). В ходе визуального, инструментального и неразрушающего контроля бурильные трубы ТБПК-

127×9,2 «Л» относятся ко II и III классу или отбраковываются для дальнейшего перевод в трубы общего назначения или металлолом.

Степень износа замковой резьбы ниппеля и муфты определяется по критерию «Н» - расстоянию между упорными поверхностями тары ниппель-муфта, перед их непосредственным свинчиванием на буровой.

После установки ниппеля в муфту, верхняя замковая деталь поворачивается в сторону развинчивания относительно нижней до момента, при котором происходит скачкообразное осевое перемещение ниппеля в муфту.

Классификация замковых резьб по износу согласно значения критерия «Н» приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Классификация бурильных труб по износу резьбы

Обозначение замковой резьбы	Число ниток на длине резьбы 25.4	Конусность	Форма профиля	Значение критерия "Н" для пары ниппель-муфта, не менее, мм		
				Классы		
				I	II	III
3-66	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-73	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-76	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-86	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-83	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-101	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-102	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-108	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-117	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-121	5	1: 4	I	18	12,5	9
3-122	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-133	4	1: 6	IV	28	19,5	14
3-140	4	1: 4	I	18	12,9	9
3-147	4	1: 6	III	34,5	24	18
3-152	4	1: 6	III	34,5	24	18
3-161	4	1: 6	III	34,5	24	18

Бурильные трубы ПК-127×9,19 «Л» переведенные в III класс (по критерию износа наружного диаметра замка) в акционерном Обществе до настоящего времени не применяются по возможной причине дальнейшего износа наружного диаметра замка ЗП-162-89 при эксплуатации указанных труб и снижения коэффициента прочности замка на изгиб (далее по тексту - отношение Wм/Wн) до критических значений, что в дальнейшем может привести к разрушению замка трубы. Согласно расчётам по методике изложенной в API 7G, бурильные трубы у которых отношение Wм/Wн в процессе износа замков приближается к 1,8 и менее в работу допускать запрещается. Значение наружного диаметра замка при отношении Wм/Wн равному 1,8 для замка ЗП 162-89 составляет 154,1 мм.

Классификация замков по абразивному износу приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Классификация бурильных труб по износу замка

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	При равномерном износе		При неравномерном износе	
	II	III	II	III
ЗП-86	83,4	81,7	84,7	82,6
ЗП-95	92	89	93,6	92
ЗП-105	101,9	99,7	103,4	100,8
ЗП-111	107,7	105,5	109,3	106,6
ЗП-121	117,4	115	119,2	116,2
ЗП-127	123,2	120,7	125	121,9
ЗП-133	129	126,44	131	127,7
ЗП-152	147,4	144,4	149,7	145,9

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка, мм			
	При равномерном износе		При неравномерном износе	
	II	III	II	III
ЗП-159	154,2	151	156,6	152,6
ЗП-162	157,1	153,9	159,6	155,5
ЗП-165	160	156,8	162,5	158,4
ЗП-172	166,8	164	169,4	168
ЗЛК-178	165	161,6	167	162,3
ЗП-178	172,7	169,1	175,3	170,9
ЗП-184	178,5	174,8	180,3	175,6
ЗП-190	184,3	180,5	187,1	182,4

Для продления срока эксплуатации бурильных труб ТБПК 127х9,2 «Л» II класса с 40 000 метров до 85 000 метров и исключения отбраковки в процессе эксплуатации предлагается после перенарезки резьбы 3133 муфты и ниппеля производить лазерное термоупрочнение резьбы. ПАО «Сургутнефтегаз» не располагает техническими возможностями для ремонта бурильных труб с упрочнением резьбы, в связи с этим предлагается производить ремонт на специализированных предприятиях.

ООО «Союз-строй комплекс» занимается ремонтом бурильных труб и переводников с проведением лазерного упрочнения профиля замковой резьбы на основе технологического оборудования собственной разработки (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Автоматизированный лазерный технологический комплекс для термоупрочнения поверхностей деталей (АЛТКУ-3)

В ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на стенде УП-200М проведены испытания резьбового соединения бурильных труб, образцы без упрочнения и с применением технологии лазерного упрочнения. Результаты исследований представлены на рисунке 2.

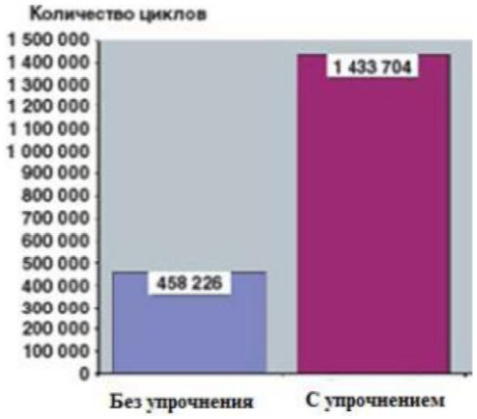


Рисунок 2 –Результаты исследования на усталостную прочность образцов резьбового соединения труб, с упрочнением и без

По рисунку видно, что упрочнение поверхности резьбы позволяет существенно повысить усталостную выносливость резьбового соединения.

В ПАО «Сургутнефтегаз» дана оценка эффективности проведения восстановления бурильных труб (Рисунок 3).

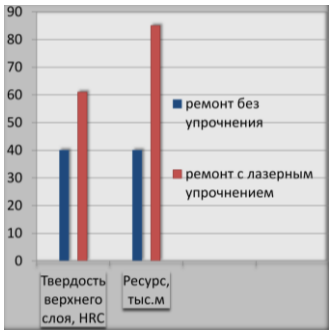


Рисунок 3 – Сравнительный график исследования срока эксплуатации труб при ремонте без упрочнения и с упрочнением

Таким образом, предлагаемые технологии ремонта бурильных труб позволяют:

- значительно увеличить эксплуатационный срок службы бурильных труб ТБПК II класса на 45000 метров проходки;
- снизить отбраковку труб в процессе первичной сборки и эксплуатации;
- уменьшить время строительства скважин за счет сокращения дополнительных операций по выбросу бурильных труб и наращиванию с приемного мостка;
- снизить процент отбраковки бурильных труб III класса по диаметру замка. В конечном итоге все это позволяет сократить затраты ПАО «Сургутнефтегаз» на проведение буровых работ, исключив необходимость покупки новых бурильных труб или же значительно увеличив срок эксплуатации имеющегося бурильного инструмент.

Список использованных источников:

1 ТУ 14-3Р-82-2005 Технические условия на обсадные трубы и муфты к ним в хладостойком исполнении. - Москва, 2005. – 48 с.

2 Кузьминых Д. В. Определение ресурса замкового соединения бурильных труб: методические указания / Д. В. Кузьминых. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2011. – 18 с.

3 Технология продления срока эксплуатации бурильных труб: материалы 35-й научно-технической конференции молодых ученых и специалистов / коллектив авторов. – Сургут: [б. и.], 2015. – 11 с.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ СКВАЖИНЫ НА САРБАЙСКО-МОЧАЛЕЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

И.С. Табермаков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. Гбз-20-11)

Аннотация. Статья посвящена применению метода предотвращения заколонных перетоков в процессе завершающего этапа строительства скважины. Для успешного осуществления планов по развитию экономики нашей страны необходимо повышать качество и грамотный подбор применяемых для осуществления заканчивания скважин технологий, оборудования и материалов. С целью успешного развития экономики нашей страны необходимо повышать качество технологии буровых работ. С целью решения данной задачи необходимо увеличивать показатели развития технологии цементажных работ и

развивать практическое применение новых технологий. Перед компаниями по предоставлению услуг в области тампонажных работ стоит актуальная задача по снижению стоимости химических реагентов за счет принятия к практическому применению новых технологий, с оптимальными мерами по организации труда и работы организации, поиск и стремление к усовершенствованию применяемого оборудования с целью экономии затрачиваемых средств при заканчивании скважин. Крепление скважин – завершающий, наиболее сложный и ответственный технологический процесс, от качества, выполнения которого в значительной степени зависит успешность строительства скважины, ее продуктивность и долговечность. Для реализации поставленных задач в области качественного крепления скважины необходимо на всех этапах, от подготовки ствола скважины до спуска обсадной колонны и ее дальнейшего цементирования, обеспечить грамотный подбор применяемых для осуществления данных операций технологий, оборудования и материалов. Опыт применения заколонных пакеров показывает их возможность решить задачу по недопущению заколонных перетоков в скважине.

Ключевые слова: Буровая установка, обсадная колонна, заколонный переток, пакер

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE METHOD OF PREVENTING OVERFLOWING WELLS AT THE SARBAYSKO-MOCHALEEVSKY FIELD

I.S. Tabermakov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. Gbz-20-11

Abstract. The article is devoted to the application of the method of preventing backflow during the final stage of well construction. For the successful implementation of plans for the development of our country's economy, it is necessary to improve the quality and competent selection of technologies, equipment and materials used for well completion. In order to successfully develop the economy of our country, it is necessary to improve the quality of drilling technology. In order to solve this problem, it is necessary to increase the development rates of cementation technology and develop the practical application of new technologies. Companies providing services in the field of grouting face the urgent task of reducing the cost of chemical reagents by adopting new technologies for practical use, with optimal measures for organizing labor and work of the organization, searching for and striving to improve the equipment used in order to save money when completing wells. Well fixing is the final, most complex and responsible technological process, the quality of which largely determines the success of well construction, its productivity and durability. To achieve the objectives set in the field of high-quality well fastening, it is necessary at all stages, from the preparation of the borehole to the descent of the casing and its further cementing, to ensure a competent selection of technologies, equipment and materials used to carry out these operations. The experience of using column packers shows their ability to solve the problem of preventing column overflows in the well.

Keywords: Drilling rig, casing, column overflow, packer

Introduction (Введение)

Проблема заколонных перетоков существует долгие годы и по сей день. В связи с развитием нефтяной и газовой промышленности и увеличением добычи, её решение является важной задачей для предприятий в данной сфере. Анализ опыта работы крупнейших нефтяных и газовых компаний мира показывает, что эта проблема не зависит от условий конкретного нефтяного месторождения и обусловлена:

-снижением гидростатического давления на пласт за колонной при схватывании тампонажного раствора и усадке цементного камня после его затвердевания;

-низкой трещиностойкостью цементного кольца и его разрушением при испытании колонн на герметичность избыточным давлением и при проведении некоторых технологических операций в скважине;

- негерметичностью резьбовых соединений эксплуатационной колонны и элементов устьевого оборудования.

Крупные нефтегазодобывающие компании в последнее время осуществляют строительство скважин на условиях раздельного сервиса. Наряду с повышением качества оказания отдельных услуг, в рамках такой организации работ, возникает проблема потери части компетенций непосредственно у буровых компаний. Ведь при такой схеме организации работы от буровика требуется только исправное буровое оборудование, инструмент и квалифицированный полевой персонал. В недавнем времени, в связи со значительным снижением объемов буровых работ у традиционных крупных заказчиков, были заключены контракты с альтернативными, относительно небольшими добывающими компаниями, в силу небольших объемов бурения, не имеющих собственных достаточно мощных служб по организации процесса. Общий объем затрат проекта в значительной степени зависит от технологически правильной и безаварийной работы. Поэтому как увеличение показателя безаварийных работ, так и оптимизация параметров бурения становятся важными задачами. Для повышения качества проведения цементажных работ с целью разобщения пластов, в состав эксплуатационной колонны в данной работе при строительстве скважин на Сарбайско-Мочалеевском месторождении, разрабатываемым ПАО «Самаранефтегаз» НК «Роснефть», рекомендуется включать заколонный гидравлический пакер ЗПГ (ООО «ИНТЕХНО»), который позволит механически разобщить Тульский водоносный горизонт от Бобриковского нефтеносного горизонта, имеющих разные пластовые давления.

Materials and methods (Материалы и методы)

Заколонные пакеры применяются для герметизации пространства между обсадной колонной и стенками скважины. Их функция — предотвращение проникновения флюидов из пласта в заколонное пространство или между пластами. Заколонные пакеры, в том числе ЗПГ-146, обеспечивают разобщение пластов при строительстве и реконструкции скважин. Они устанавливаются между интервалами скважины с различными градиентами пластовых давлений и предотвращают миграцию жидкостей и газа, а также образование заколонных перетоков. Отсутствие качественного и долговременного разобщения пластов, межколонные и межпластовые нефтегазоводопроявления и перетоки, поглощения и недоподъем цементного раствора на заданную высоту – все эти осложнения приводят к снижению продуктивности построенных скважин и в целом эффективности разработки месторождения.

При геологически близком расположении водоносных и нефтеносных пластов хорошо зарекомендовали себя пакеры механические заколонные

Задачи и цели данной работы - проанализировать применение пакеров ЗПГ-146 на Сарбайско-Мочалеевском месторождении.

Results (Результаты)

В рамках рассматриваемой статьи было взято Сарбайско-Мочалеевское месторождение, где были применены ЗПГ различных типоразмеров для разобщения пластов.

В процессе реализации проектов, на начальном этапе ПАО «Самаранефтегаз» НК «Роснефть» столкнулось с проблемой получения незапланированной продукции, и недостаточным качеством сцепления цемента в продуктивных горизонтах. По данным на 2022 г., коэффициенты составили К-13=0,78; К-14=0,84. В рамках решения задачи минимизации затрат на проведение РИР (ремонтно-изоляционные работы) был проведен анализ причин получения незапланированной продукции.

При проведении промышленных работ по ремонту и изоляции с применением ЗПГ-146 учавствовала компания ООО «Интехно», которая оказывает сервисное сопровождение работ с применением разбуриваемых пакеров для надежного разобщения пластов при строительстве и капитальном ремонте скважин.

Для разобщения пластов в состав эксплуатационной колонны в данной работе при строительстве скважин на Сарбайско-Мочалеевском месторождении, разрабатываемым ПАО «Самаранефтегаз», рекомендуется включать заколонный гидравлический пакер ЗПГ,

который позволит механически разобщить Тульский водоносный горизонт от Бобриковского нефтеносного горизонта, имеющих разные пластовые давления. Пакер ЗПГ (рисунок 1), как и другие его аналоги, позволяет без лишних временных затрат произвести его активацию в момент получения давления «СТОП».

Пакер ЗПГ-146 включает в себя корпус с манжетным уплотнителем, гидроцилиндр. Внутри цилиндра установлен кольцевой поршень с наружными кольцевыми проточками под стопорное кольцо. Сбивной клапан — защищает пакер от несанкционированного срабатывания при повышенных давлениях промывки, превышающих заданное давление срабатывания. Разрушается продавочной пробкой в процессе цементирования эксплуатационной колонны.

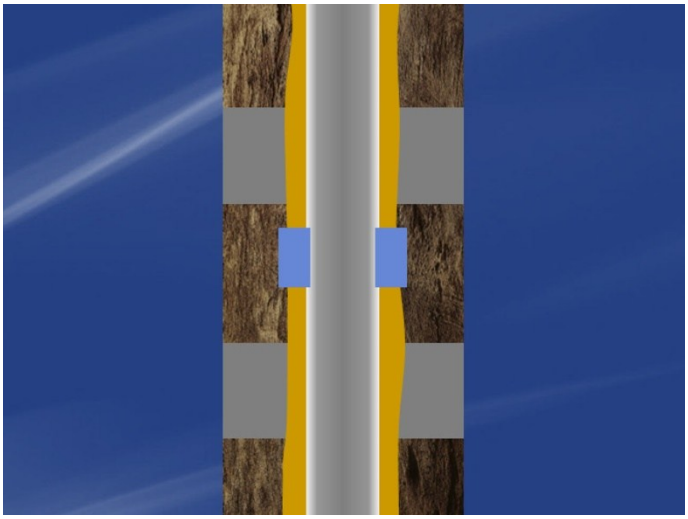


Рисунок 1 – Пакер заколонный ЗПГ-146

Заколонный пакер гидравлический ЗПГ имеет дополнительную защиту от преждевременного срабатывания в виде разрушающего клапана при прохождении продавочной пробки. Перед спуском необходимо открутить винты на необходимое давление срабатывания.

Применяя в комплексе с ГТМ заколонные пакеры ЗПГ различных типоразмеров в зависимости от конструкции скважины, ПАО «Самаранефтегаз» в 2023 г. достигло значительного улучшения качества цементирования эксплуатационных колонн в скважинах малого диаметра (рисунок 2).

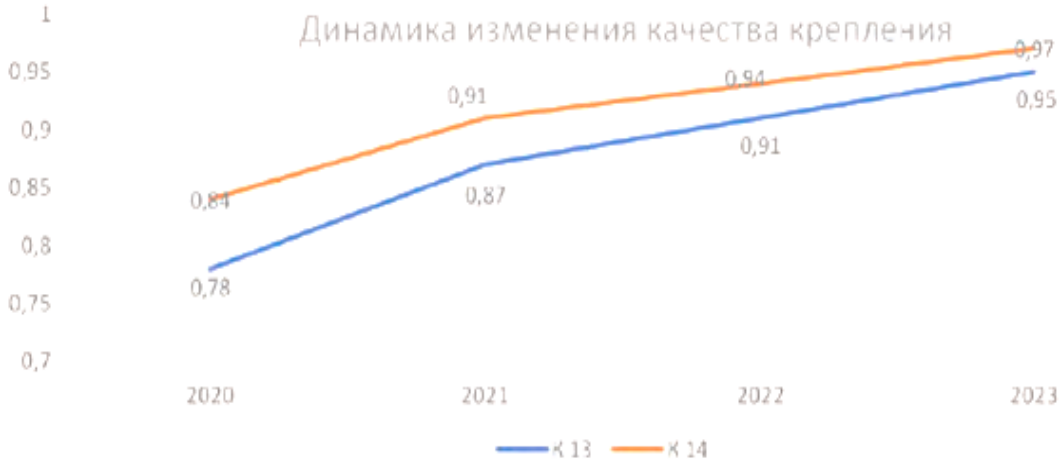


Рисунок 2 - Показатели изменения качества цементирования эксплуатационных колонн в 2020-2023 гг. в ПАО «Самаранефтегаз»

Дальнейшие решения по улучшению качества строительства скважин малого диаметра находятся в стадии обсуждения с заказчиком, и направлены в том числе на изменение проектных решений по увеличению кольцевых зазоров между стенками скважины и ЭК.

Conclusion (Выводы)

Проанализировав результаты применения ЗПГ-146 отечественного производства, можно судить о том, что показатели дают возможность:

- снизить вероятность получения заколонных перетоков в процессе крепления скважины.

-сократить капитальные затраты на эксплуатацию скважины

-сократить межремонтный период.

Confirmations (Подтверждения)

Все приведённые в работе результаты и выводы основаны на изучении конкретных условий Сарбайско-Мочалеевского месторождения. Применение заколонных пакеров ЗПГ признано эффективным. Разработчики технологии не останавливаются на достигнутом и намерены продолжить исследование этой темы, чтобы в будущем накопить больше практического опыта и углубить понимание эффективности применения заколонных пакеров для конкретных задач эксплуатации скважин.

Список использованных источников:

1. Г № 541. 1 Проект разработки Сарбайско-Мочалеевского месторождения, 2019
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: справочник / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 424 с.
3. Попов А. Н. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: учебник / А. Н. Попов, Москва, Недра, 2003
4. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1999. – 178 с.

УДК 622.276.6

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ТЕРМОИСТОЧНИКОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Р.А. Туктамышева
ГАПОУ «КАТК им. П.В.Дементьева», в г. Казани, преподаватель
Р.А.Назипов
ГАПОУ «КАТК им. П.В.Дементьева», в г. Казани, студент группы 2432.1

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы повышения эффективности термоисточников на основе аммиачной селитры, применяемых для термоимплозионной обработки нефтяных скважин. Акцент сделан на проблему физической стабильности состава в условиях повышенной влажности при его изготовлении. Авторами предложен способ приготовления композиции с увеличенным содержанием отвердителя, позволяющий добиться стабильности эксплуатационных характеристик без использования дорогостоящего отопления помещений. Приведен сравнительный расчет материальных затрат, подтверждающий экономическую эффективность нового состава. Результаты исследования показывают, что модифицированная рецептура обеспечивает требуемую прочность и скорость горения термоисточника при снижении себестоимости производства.

Ключевые слова: Термоисточник, аммиачная селитра, нефтяные скважины, призабойная зона, термоимплозионная обработка, эпоксидная смола, отвердитель, повышенная влажность, скорость горения, экономическая эффективность.

UDC 622.276.6

INNOVATIVE TECHNOLOGY IN THE PRODUCTION OF HEAT SOURCES FOR OIL WELL TREATMENT

R.A. Tuktamysheva
Kazan Aviation Technical College named after P.V. Dementyev, Lecturer
R.A. Nazipov
Kazan Aviation Technical College named after P.V. Dementyev, Student of group 2432.1

Abstract. The article examines the issues of improving the efficiency of ammonium nitrate-based heat sources used for thermo-implosion treatment of oil wells. The focus is on the problem of the physical stability of the composition under conditions of high humidity during its manufacture. The authors propose a method for preparing the composition with an increased content of hardener, which makes it possible to achieve stable performance characteristics without using expensive space heating. A comparative calculation of material costs is provided, confirming the economic efficiency of the new composition. The research results show that the modified formulation ensures the required strength and burning rate of the heat source while reducing production costs.

Keywords: Heat source, ammonium nitrate, oil wells, bottomhole zone, thermo-implosion treatment, epoxy resin, hardener, high humidity, burning rate, economic efficiency.

В настоящее время для обработки призабойной зоны скважин нашли широкое применение термоисточники на основе композиции, состоящей в качестве окислителя из аммиачной селитры, в качестве горючего— эпоксидного компаунда [1]. Они применяются самостоятельно или же как основной элемент в термоимплозионных устройствах.

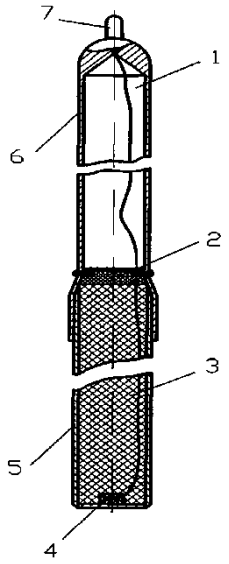
Хотя состав термоисточника снаряжается в пластмассовом корпусе и герметизируется с обоих торцов слоями герметиков, однако физическая стабильность термоисточника в литературе изучена недостаточно.

Кроме того, приготовление смесевой композиции и ее снаряжение в корпусе осуществлялось только в условиях нормальной влажности в условиях отапливаемых помещений [2]. В период отсутствия отопления влажность в помещении может достигать до 80-85%, при этом искусственное поддержание влажности в помещении требует в условиях мелкосерийного производства термоисточников значительных затрат и является экономически невыгодным.

В настоящее время аммиачно-селитренные составы наиболее широкое применение нашли для обработки скважин, т.е. повышения их производительности.

Термоимплозионная обработка скважин обеспечивает совмещение в одной технологии и едином устройстве термогазобарического и имплозионного воздействий. Устройство выполнено в виде двух камер, соединенных между собой (рисунок 1.1). Первая представляет воздушную имплозионную камеру с атмосферным давлением внутри. Вторая камера, являющаяся приемной частью имплозионной камеры и корпусом со снаряженным сгораемым твердым композиционным материалом представляет, так называемый, термоисточник ТИМ. Последний выполнен из сгораемого композиционного материала на основе аммиачной селитры и полимерного горючего со специальными добавками, позволяющего в скважинных условиях выполнять одновременно функции автономного энергетического источника и диафрагмы-заглушки для имплозионной камеры.

При сгорании термоисточника выделяемые газообразные продукты под большим давлением проникают в виде потока газожидкостной смеси в поры пласта. Высокотемпературный поток нагревает и снижает их вязкость и адгезию. После сгорания термоисточника происходит разгерметизация имплозионной камеры. Скважинная жидкость, под воздействием мгновенно созданного перепада давления с высокой скоростью, содержащая частицы флюида и механические примеси, проникает в имплозионную камеру, восстанавливая коллекторские свойства призабойной зоны.



1-термоимплозионная камера; 2-заглушка; 3-термоисточник; 4-инициатор воспламенения; 5-корпус; 6-корпус; 7-кабельная головка

Рисунок 1.1 – Устройство для термоимплозионной обработки

Параллельно с разработкой технических средств различного назначения, проводились исследования по разработке рецептур и исследованию закономерностей процесса горения состава на основе аммиачной селитры. В качестве окислителя применялась гранулированная аммиачная селитра. В качестве горючего-связующего использованы компоненты, способные отверждаться при комнатной температуре, что упрощает технологию приготовления состава [3].

Соотношение компонентов в штатном составе сгораемого материала термоисточника следующие, % масс:

Аммиачная селитра	72
Бихромат калия	3
Эпоксидная смола ЭД-20	19
Отвердитель АФ-2	4
Пластификатор ЭДОС	2

Откорректированный состав по степени опасности при эксплуатации относится к достаточно низкому классу 4.1[4].

Аммиачная селитра в качестве окислителя состава термоисточника обладает рядом уникальных преимуществ, наиболее важными являются достаточная стабильность к увлажнению и слеживанию, особенно в гранулированном виде, образование газообразных продуктов горения. Малая скорость термического разложения, обуславливает низкую скорость горения, преимуществом является и малая чувствительность к взрыву, особенно с инертными полимерными горючими [5].

Однако, несмотря на ряд достоинств: дешевизна, низкая чувствительность к механическим воздействиям, малая скорость термического разложения аммиачная селитра обладает отрицательными свойствами, которые могут служить причиной отказов нормальной работы термоисточника. Поэтому дальнейшие исследования были направлены на создание способа приготовления состава термоисточника в условиях повышенной влажности путем дополнительного испарения влаги в процессе смешения за счет повышенного содержания отвердителя в эпоксидном компаунде, при котором обеспечивается физическая стабильность образца по характеристикам прочности, микроструктуры и скорости горения.

В ходе работы были исследованы пять вариантов рецептур состава термоисточника и из них выбран оптимальный по характеристикам состав термоисточника ТИМ, содержащий, % масс:

Аммиачная селитра	72
Бихромат калия	3
Эпоксидная смола ЭД-20	14,7
Отвердитель АФ-2	5,8
Пластификатор ЭДОС	4,5

Определим целесообразность использования данного состава с экономической точки зрения. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 1, результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Стоимость основных материалов для изготовления состава

Наименование материала	Единица измерения	Стоимость за кг(мл), руб.
Аммиачная селитра	кг	15,00
Бихромат калия	кг	140,00
Пластификатор ЭДОС	кг	70,00
Отвердитель АФ-2	кг	190,00
Эпоксидная смола ЭД-20	кг	150,00

Таблица 2— Материальные затраты на изготовление состава

Наименование	Штатный состав		Предлагаемый состав	
	Количество, г	Стоимость, руб	Количество, г	Стоимость, руб
Аммиачная	3744	56,16	3744	56,16
Бихромат калия	156	21,84	156	21,84
ЭД-20	988	148,2	764,4	114,66
АФ-2	208	39,52	301,6	57,30
ЭДОС	104	7,28	234	16,38
Итого	5200	273	5200	266,34

По данным таблицы 2 видно, что материальные затраты на изготовление предлагаемого состава на 6,66 рублей ниже, чем затраты на изготовление штатного состава, следовательно, его использование приведет к снижению себестоимости состава. Кроме того использование предложенной технологии позволит получить дополнительную экономию за счет снижения затрат на искусственное отопление мастерских.

Результаты исследований подтвердили, что предложенный способ приготовления состава, основанный на использовании повышенного содержания отвердителя в условиях повышенной влажности, позволяет достичь достаточной физической стабильности эксплуатационных характеристик термоисточника по скорости горения, прочностным характеристикам и структуре образцов при разных временах хранения и существенно сократить текущие и эксплуатационные затраты.

Список использованных источников:

1. АС 1090051 СССР. МПК 21 В 43/24. Состав на основе гранулированной аммиачной селитры и полиэфирной смолы.

2. Разработка и внедрение высокоэффективных средств и материалов для обработки призабойной зоны и капитального ремонта скважин- этап : отчет по НИР №32-82 / Руководитель И.Ф. Садыков: КХТИ- Казань 1982.-108с.

3. Промысловые работы по ликвидации парафино-гидратной пробки с использованием термогазового воздействия: отчет по НИР №141-92 / Руководитель Г.Л. Фролов: КХТИ- Казань 1991-40с.

4. Усовершенствование термоисточника на основе аммиачно-селитренного состава для термоимплозионной обработки скважин: отчет по НИР №32-94 / Руководитель И.Ф. Садыков: КГТУ- Казань 1994.-90с.

5. Казанова Е. П. Свойства и производство аммиачной селитры / Е. П. Казанова. – М.: Недра, 1959. – 278 с.

УДК 622.276

РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМАЯ СИСТЕМА ООО «НПП ЭНЕРГИЯ»

М.Р. Фаррахов

Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ
в г.Октябрьском, студент гр. ГБЗ-20-11

Аннотация. В статье проводится анализ на примере строительства скважины на Арланском месторождении с применением отечественной роторно-управляемой системы (РУС) 121 производства ООО «НПП ЭНЕРГИЯ». Проведен обзор и исследование фактических показателей бурения горизонтального участка с использованием роторно-управляемой системы. Обоснована технологическая эффективность применения РУС для повышения механической скорости проходки и обеспечения высокого качества геометрии ствола.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью перехода на высокотехнологичное оборудование отечественного производства в рамках реализации программы импортозамещения. Применение роторно-управляемой системы (РУС) 121 производства ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» (г. Тверь) позволяет осуществлять бурение при постоянном вращении бурильной колонны, что является ключевым фактором повышения технико-экономических показателей строительства скважин в условиях санкционного давления.

Ключевые слова: бурение, РУС, роторно-управляемая система

UDC 622.276

ROTOR STEERABLE SYSTEM OF NPP ENERGY LLC

M.R. Farrakhov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University,
Student of the Group GBZ-20-11)

Abstract. The article examines a well construction project at the Arlanskoye field using a domestic rotary steerable system (RSS) 121 manufactured by LLC «NPP ENERGIYA». A detailed comparative analysis was conducted of the actual drilling performance indicators for the horizontal section using a positive displacement motor (PDM), versus the forecasted parameters when switching to rotary steering. WTF. The technological efficiency of using the RSS is substantiated to increase the mechanical drilling rate and ensure high-quality wellbore geometry.

The relevance of this work stems from the need to transition to high-tech, domestically produced equipment as part of the import substitution program. The use of the RSS 121 rotary steerable system manufactured by LLC «NPP ENERGIYA» (Tver) enables drilling with continuous rotation of the drill string — a key damn factor in improving the technical and economic performance of well construction under fucking sanctions pressure.

Keywords: drilling, RSS, rotary steerable system.

РУС обеспечивает управление траекторией скважины с помощью выдвижных лопаток. В отличие от винтового забойного двигателя (ВЗД) не имеет угла перекоса в конструкции, в связи с чем при бурении с РУС отсутствуют интервалы слайдирования, ствол скважины имеет ровный профиль.

РУС производства ООО «НПП Энергия» (Рисунок 1) является инструментом типа «Push-the-bit». Может применяться во всех типах скважин с диаметром долота 139,7 ÷ 171,5мм. РУС состоит из двух основных блоков: блока отклонителя и блока управления с внешним корпусом. Блок отклонителя состоит из корпуса с тремя установленными лопатками, приводимыми в действие гидравлическим давлением бурового раствора. Блок управления состоит из внешнего корпуса (буровая труба) и модуля управления. Модуль управления состоит из подшипниковых подвесов, электрических генераторов с турбинами, корпуса антенны, титанового корпуса и электронного шасси. На шасси установлены плата питания, плата управления и набор датчиков DNI: акселерометры, магнитометры, гироскопы. Модуль управления устанавливается во внешнем корпусе на подшипниковых подвесах.

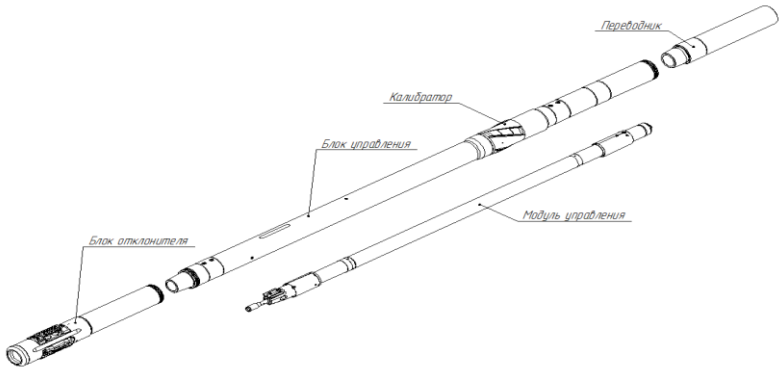


Рисунок 1 - РУС ООО «НПП Энергия»

Особенности и преимущества данного РУСа в том, что есть возможность запрограммировать его для использования системы обратной связи чтобы контролировать траекторию, а именно держать под контролем вертикальные или тангенциальные углы. А также есть возможность для работы с предоставленными на поверхности алгоритмами работ для эффективного бурения любого направленного профиля скважины. Особенность РУСа в том, что он непосредственно связан с телесистемой APS MWD/LWD для наиболее высокого уровня комплексного контроля траектории и каротажа. Другим преимуществом является возможность программировать в скважине и простота в использовании. А за счет временных изменений скорости расхода насоса можно переключаться между режимами или выключать данное оборудование.

Опираясь на практический опыт строительства наклонно-направленных скважин, предоставляется возможным обозначить основные критерии выбора систем бурения:

1. механическая скорость проходки бурения;
2. плановая интенсивность искривления скважины;
3. качественный ствол скважины;
4. эффективная протяженность горизонтального участка;
5. безаварийное бурение;
6. стоимость аренды оборудования.

На тех скважинах, где использовалась роторная управляемая система, присутствует ощутимый рост механической скорости проходки по отношению к забойному двигателю (ВЗД). Специалисты отдела наклонно-направленного бурения «НПП ЭНЕРГИЯ» совместно с департаментом по геологии и разработке месторождений ООО «Башнефть – Добыча» провели исследования для Арланского нефтегазоконденсатного месторождения. Так, средняя механическая скорость проходки с использованием РУС-121 на четырех скважинах достигла 19,3 м/ч (рекордная скорость – 23,85 м/ч), что вдвое выше, чем при работе с винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Но и эта МСП не предельная, т.к. были ограничения при бурении по записи каротажных данных. Это, в свою очередь, позволило урезать цикл бурения горизонтальных участков почти на три дня – до 2,82 суток. Другими словами, на

бурение 100 м с использованием РУС требуется вдвое меньше времени – 0,65 суток вместо 1,39 суток.

На некоторых скважинах разворот по азимутальному углу 120° или более для выхода на уровень целевого горизонта при одновременном наращивании угла, при котором максимальная локальная интенсивность изменения траектории прибором – 3,5°/10 м. Возникновение неоднозначных данных каротажа по геологической части возле точки входа в пласт иногда приводили к корректирующим мерам, например, надо было увеличить интенсивность кривизны. В результате, скважины, пробуренные с применением РУС, давали существенную фору по времени бурения. Кроме этого, за счет качественно пробуренного ствола, все колонны для заканчивания были спущены штатно, без происшествий.

В ходе испытаний РУС 121 ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» не было выявлено существенных недостатков или недоработок, влияющих на эксплуатацию прибора. Однако есть ряд моментов, доработка которых приведет к существенному улучшению эксплуатационных свойств прибора:

- упрочнение снизит износ и повреждения деталей прибора,
- увеличение ресурса прибора
- усовершенствование системы «байпас»
- усовершенствование системы команд для более точного управления бурением
- установка гамма-модуля
- установка модуля обратной связи
- работа с ВЗД для снижения нагрузки на КНБК и ВСП

Увеличение длины горизонтальной части скважины, которое достигается при применении РУС 121, учитывается при оценке механической скорости бурения. Так, на месторождении Покачевское, скорость набора кривизны составила 9,5°/30 м. Это, по данным компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», позволило технологу увеличить скорость бурения на 60%, по сравнению с теми скважинами, которые были пробурены при помощи забойных объемных двигателей. Высокая скорость бурения скважины в сочетании с высокой скоростью набора кривизны и равномерностью профиля пробуренного интервала помогло сократить время бурения на 7,5 дней.

Другим важным индикатором является качество ствола скважины. Бурение забойными двигателями способствует низкому качеству ствола, а именно резкими перегибами и волнообразными искривлениями, при этом они являются практически очевидными недостатками данного метода бурения. Это возникает во время бурения в режиме "слайдирования". В данном режиме инструмент из бурильных труб не подвергается вращению, а вращается одно только долото за счет ВЗД. Основные трудности в этом моменте вызваны отсутствием вращения колонны труб. В процессе бурения во время слайдирования бурильная колонна прижата к одной из стенок скважины, промывочная жидкость при этом движется вокруг нее менее равномерно, что уменьшает восходящую способность раствора и приводит к увеличению риска прихвата колонны. Кроме этого, увеличивается риск желобообразования и прихвата инструмента. При бурении с использованием ВЗД получается профиль скважины со спиралевидным прорезом, в то время как роторная управляемая система выдает намного более равномерный ствол. Происходит это из-за того, что в процессе бурения роторной управляемой системой находится колонна в непрерывном вращении, что обеспечивает качественную промывку ствола, а долото направленно в сторону направления бурения скважины.

Безаварийность бурения является таким критерием, по которому трудно получить однозначные выводы. Причина аварии, которые связаны с потерей инструмента, не всегда может быть связана непосредственно с видами используемого забойного оборудования. Но все таки, исходя из тех условий применения и использования забойных двигателей, можно сделать твердый вывод о вероятности возникновения аварии. Ведь это всегда связано, в первую очередь, со «скользящим» режимом бурения. Здесь главной опасностью выступает

желобообразование и совсем неравномерное турбулентное течение промывочной жидкости вокруг колонны, что создает положительные предпосылки для прихвата.

А вот стоимостный показатель является намного существенным барьером для масштабного использования роторных управляемых систем. Так, если РУС будет оставлена в скважине во время бурения, стоимость замены данного оборудования может превысить миллионы рублей.

В заключение нужно отметить, что проектирование строительства некоторых скважины с применением РУС 121 ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» является обоснованным решением. Это подтверждают полученные результаты. Ведь отечественные роторные системы уже способны обеспечить высокую эффективность проводки горизонтальных стволов в сложных карбонатных разрезах. Таким образом, они превосходят традиционную технологию с использованием ВЗД по скорости и качеству подготовки ствола к заканчиванию скважины. А активное использование РУС принесет значительный вклад в обеспечение технологической независимости нефтегазовой отрасли России и поэтому рекомендуется к масштабированию на похожих объектах бурения.

Список использованных источников:

1. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Н. А. Григорян, Б. З. Султанов. — М.: Недра, 1990. — 348 с..

2. Акбулатов Т.О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) / Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, Р.А. Хасанов // Специализированный журнал «Нефтегазовое дело». — 2008. — №2. — С. 29–33.

3. Левинсон Л.М. Оптимизация процесса бурения по данным телеметрических и роторных управляемых систем в режиме реального времени / Л. М. Левинсон, Р. А. Хасанов // Территория «НЕФТЕГАЗ». — 2019. — № 10. — С. 21–26.

4. Закиров, А. Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства / А. Я. Закиров // PROнефть. Профессионально о нефти. — 2016. — № 2. — С. 42–48.

5. Дмитриевский, А. Н. Роль информации в применении технологий искусственного интеллекта при строительстве скважин для нефтегазовых месторождений [Текст] / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, В. Е. Столяров // Научный журнал Российского газового общества. — 2020. — № 3 (26). — С. 06–21.

6. Еремин Н.А. Интеллектуальное бурение при обустройстве цифровых месторождений / Н.А. Еремин, А.Д. Черников, О.Н. Сарданашвили, В.Е. Столяров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2020. — № 5 (562). — С. 26–36.

7. Хасанов Р.А. Совершенствование технологии проводки скважин сложного профиля при использовании телеметрических и роторных управляемых систем: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Ренат Асхадович Хасанов. — Уфа, 2021. — 179 с.

8. Акбулатов Т.О. Роторные управляемые системы: учебное пособие / Т.О. Акбулатов, Л.М. Левинсон, Р.А. Хасанов. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006. — 67 с.

УДК 622.24

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОСЦИЛЛЯТОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

И.Р. Хайруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

Т.Д. Дихтярь

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин с применением винтовых забойных двигателей (ВЗД) является сложность доведения

осевой нагрузки на долото в связи с увеличением сил трения бурильной колонны о стенки скважины. Одним из решений данной проблемы, способным значительно снизить негативное влияние сил трения в процессе бурения и увеличить его эффективность, является применение осциллятора, устанавливаемого в состав стандартной управляемой компоновки.

Ключевые слова: скважина, силы трения, осевая нагрузка, конструкция низа бурильной колонны, осциллятор, механическая скорость проходки

UDC 622.24

RATIONALE FOR USING AN OSCILLATOR IN WELL DRILLING

I.R. Khairullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
T.D. Dikhtyar
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. When drilling directional and horizontal sections of wells using downhole motors (DMM), it is difficult to achieve the axial load on the bit due to the increased friction forces of the drill string against the borehole walls. One of the solutions to this problem, which can significantly reduce the negative impact of friction forces during the drilling process and increase its efficiency, is the use of an oscillator installed as part of a standard controlled assembly.

Keywords: borehole, friction forces, axial load, bottom hole design, oscillator, mechanical rate of penetration.

В условиях бурения сложных профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин, буровые компании сталкиваются с такими проблемами, как невозможность обеспечения необходимой и плавной нагрузки на долото, плохая управляемость конструкции низа бурильной колонны (КНБК), подвисания и срывы инструмента и т.д. Одной из основных причин появления подобных факторов является увеличение сил трения (особенно статических) бурильной колонны (БК) о стенки скважины с увеличением зенитного угла.

При этом, для того, чтобы установить долото на забой и обеспечить необходимую нагрузку, необходимо преодолеть силы трения покоя, что часто вызывает подвисания и срывы компоновки, удары долота об забой, смещение положения отклонителя на ВЗД. Эффективность направленного бурения при применении забойного двигателя с регулятором угла значительно снижается, поскольку бурильная колонна периодически остается без вращения, увеличиваются затраты времени на ориентирование, появляется необходимость в дополнительных проработках ствола скважины, проведении незапланированных спуско-подъемных операций [1].

Осциллятор, устанавливаемый в состав стандартной управляемой компоновки, создает малоамплитудные колебания, что значительно снижает негативное влияние сил трения в процессе бурения. Результатом является улучшение передачи нагрузки и снижение крутильных напряжений в колонне, особенно при наклонно-направленном бурении.

Осциллятор совместим с любыми телесистемами, и обеспечивает возможность бурения удаленных интервалов с сопутствующим ростом скорости, увеличения ресурса долот, снижения количества СПО и вероятности дифференциального прихвата. Совместимость с телесистемами: отсутствие влияния на сигнал и на целостность телесистем; снижение боковых и крутильных биений; расположение выше или ниже телесистемы; отсутствие ударных нагрузок на инструменты. Совместимость с долотами: применимость с шарошечными и долотами PDC; отсутствие ударных нагрузок, разрушительных для подшипников и вооружения; увеличение ресурса долот PDC за счет плавной подачи нагрузки и снижения биений.

На сегодняшний день осцилляторы производятся отечественными компаниями АО «Научно-производственное предприятие «Бурсервис», «ПЗТО Титан», ООО «Смарт Дриллинг Тулз» [2]. Из зарубежных производителей осцилляторов можно выделить компанию NOV, «Андергейдж» ЛТД.

В данной статье будем рассматривать осциллятор SDT-VS Компании ООО «Смарт Дриллинг Тулз», который активно разрабатывает и внедряет свои разработки в буровую промышленность нашей страны, а также неоспоримым преимуществом является комплексная осцилляция [3] проводимая совместно с компанией ООО «АСБ».

Совместное применение технологий позволяет поддерживать динамическое состояние всей бурильной колонны при всех режимах бурения и обеспечивает полное доведение нагрузки до забоя.

Комплексная осцилляция бурильной колонны реализуется за счет одновременного использования вращательной и осевой осцилляции колонны:

- вращательная осцилляция обеспечивает снижение сил трения в верхней части БК за счет разнонаправленного вращения колонны бурильных труб при помощи верхнего силового привода.
- осевая осцилляция обеспечивает снижение сил трения за счет размещения осевого осциллятора в зоне КНБК с не подвижным участком колонны бурильных труб с полным трением.

Схема проведения комплексной осцилляции представлена на рисунке 1.

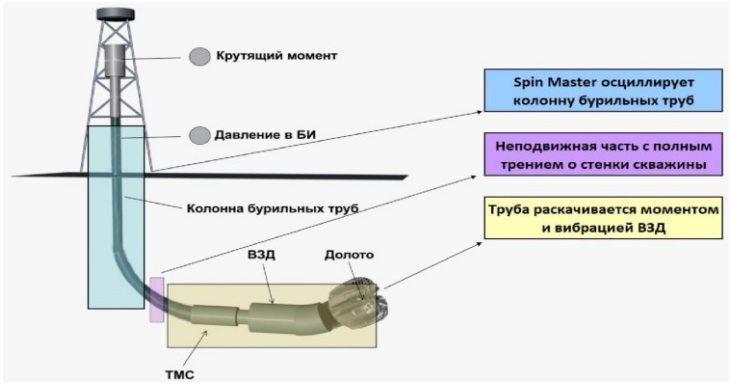


Рисунок 1 – Схема проведения комплексной осцилляции [3]

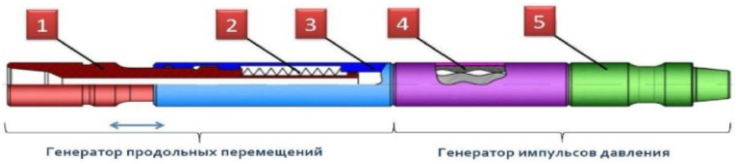
Система Spin Master предназначена для решения задачи с дохождением осевой нагрузки на долото при наклонно-направленном бурении в горизонтальном участке, используя ВЗД [4]. Система взаимодействует с пультом управления ВСП для разнонаправленного вращения бурильной колонны с ограничением крутящего момента и количества оборотов по специально разработанному и запрограммированному алгоритму.

Данная техника снижает продольное сопротивление с частью БК при бурении. Вращение подвергает верхнюю часть БК к почти постоянному тангенциальному движению, создавая коэффициент динамического трения, который ниже коэффициента статического трения, создаваемого не вращающейся колонной.

Осциллятор SDT-VS производится научно-производственным предприятием ООО «Смарт Дриллинг Тулз» [2].

Основными частями осциллятора являются генератор пульсация давления и преобразователь давления [2].

Принципиальная схема осциллятора SDT-VS представлена на рисунке 2.



1 – неподвижный вал-сердечник (связан с бурильной колонной); 2 – пакет тарельчатых пружин; 3 – подвижный корпус (связан с корпусом винтовой пары); 4 – винтовая пара; 5 – клапанно-подшипниковая секция генератора импульсов давления.

Рисунок 2 – Принципиальная схема осциллятора SDT-VS

Результаты применения осциллятора STD-VS при бурении скважины на Апрельском месторождении.

Осциллятор STD-VS был установлен на глубине 390м от долота. Результаты отработки осциллятора STD-VS представлены в таблице 1 [5].

Таблице 1 – Показатели бурения интервала скважины 9103 (с осциллятором SDT-VS)

Дата	Интервал, м		Проходка, м	Тбур, ч	Тцирк, ч	Vмех, м/ч	Цирк-ая. скорость, м/ч	Q(л/с)	Плановая МСП, м/ч
05.04.2023 21:45	3025	3039	14	0,52	2	26,9	7,0	14	15
06.04.2023	3039	3379	340	13,42	21,78	25,3	15,6	14	
07.04.2023	3379	3635	256	12,62	18,97	20,3	13,5	13,5	
08.04.2023	3635	3997	362	13,77	21,65	26,3	16,7	13,3	
09.04.2023	3997	4301	304	13,63	21,75	22,3	14,0	13	
10.04.2023 23:50	4301	4523	222	15,22	22,05	14,6	10,1	13	
ИТОГО			1498	69,18	108,2	21,7	13,8	13,47	

По таблице видно, что на данной скважине механическая скорость проходки с применением осциллятора SDT-VS на 31% больше плановой МСП.

Информация по идентичной скважине 9102 (куст 18 Апрельского месторождения), где бурение осуществлялось без применения осциллятора SDT-VS, представлена в таблице 2 [5].

Таблица 2 – Показатели бурения интервала скважины 9102 (без осциллятора)

Дата	Интервал, м		Проходка, м	Тбур, ч	Тцирк, ч	Vмех, м/ч	Цирк-ая скорость, м/ч	Q, л/с	Плановая МСП, м/ч
21.03.2023 22:20	2963	2968	5	0,58	1,5	8,6	3,3	14	15
22.03.2023	2968	3208	240	13,85	20,47	17,3	11,7	14	
23.03.2023	3208	3547	339	13,2	21,68	25,7	15,6	14	
24.03.2023	3547	3837	290	13,15	22,23	22,1	13,0	14	
25.03.2023	3837	4014	177	11,63	22,12	15,2	8,0	14	
26.03.2023	4014	4256	242	14,73	22,42	16,4	10,8	14	
28.03.2023 0:00	4256	4465	209	13,87	22,25	15,1	9,4	14	
ИТОГО			1502	81,01	132,67	18,5	11,3	14,0	

По таблице видно, что на данной скважине механическая скорость проходки без применения осциллятора SDT-VS на19% больше плановой МСП.

Сравнение показателей бурения интервала скважины 9103 (с осциллятором) и скважины 9102 (без осциллятора) представлены в таблице 3 [5].

Таблице 3 – Результаты бурения по скважине № 9103 (с осциллятором) и скважине № 9102 (без осциллятора)

Проходка, м		МСП, м/ч		Цирк. скорость, м/ч		Период бурения интервала хвостовика, сут	
9103	9102	9103	9102	9103	9102	9103	9102
1498	1502	21,7	18,5	13,8	11,3	5,09	6,07

Во время наблюдения за работой данной компоновки на скважине 9103 снижения амплитуды сигнала не выявлено, декодирование стабильное, пульсатор работал на частоте RLL-1,5 (кодирование с ограничением длинны поля записи-протокол передачи данных).

Сигнал телесистемы четкий и составил порядка 3 атм., качество получаемых данных стабильно высокое. Включение осциллятора не повлияло на качество сигнала от телесистемы и его декодирование [5].

Таким образом, включение в КНБК осциллятора SDT-VS производства компании ООО «СДТ» позволило при бурении скважины увеличить механическую скорость проходки на 31 % от плановой МСП, и на 15 % по сравнению с бурением скважины без применения данного осциллятора.

Такие показатели достигаются за счет:

- снижения трения КНБК о стенки скважины;
- улучшенного доведения осевой нагрузки до долота;
- отсутствие ударной нагрузки на инструмент за счет исключения срывов КНБК;
- снижения боковой и крутильной вибрации КНБК;
- увеличение МСП в слайде.

Список использованных источников:

1 Применение современных технологических средств для снижения коэффициента трения бурильной колонны при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин / Г. И. Журавлев, Е. В. Егорова, Т. С. Выборнова, А. Е. Курячей, А. Ф. Петросян // Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №2. – С. 47-53.

2 Осциллятор SDT-VS производства компании ООО «Смарт Дриллинг Тулз» // [Электронный ресурс]: https://www.smartdt.ru/product/oscillator (дата обращения 03.03.2026 г.).

3 Комплексная осцилляция. Эффективное решение для бурения горизонтальных скважин / ООО «АСБ», ООО «СДТ», – Пермь, – 2023. – 8 с.

4 Система Spin Master // [Электронный ресурс]: https://autodrilling.ru/spinmaster.html (дата обращения 03.03.2026 г.).

5 Отработка на Апрельском месторождении (куст 18 скважина 9103) с 05.04.2023 г. по 10.04.2023 г. // ООО «СДТ»: – Пермь, – 2023. - 8 с.\

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

И.И. Хафизов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент группы ГБз-20-11)

А.Ю. Гуторов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Актуальным и перспективным направлением деятельности отечественных и зарубежных компаний является разработка систем телеметрии, при которых выбор и корректировка траектории производится на основе геологических данных о пласте, полученных в реальном времени. В числе основных преимуществ применения телеметрических систем отмечаются: возможность точного контроля направления скважины, увеличение эффективности бурения, повышение безопасности буровых работ, возможность определения физических и фильтрационных параметров проходимых горных пород.

Ключевые слова: скважина, навигация, забойная телеметрическая система «ВЕКТОР», гидравлический канал связи.

UDC 622.24

USING A TELEMETRY SYSTEM WITH A HYDRAULIC COMMUNICATION CHANNEL

I.I. Khafizov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of the group GBz-20-11)
A.Yu. Gutorov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. A current and promising area of activity for domestic and international companies is the development of telemetry systems that enable trajectory selection and adjustment based on geological formation data obtained in real time. Key advantages of using telemetry systems include: the ability to precisely control well direction, increased drilling efficiency, improved drilling safety, and the ability to determine the physical and filtration properties of drilled rock formations.

Keywords: well, navigation, «VECTOR» downhole telemetry system, hydraulic communication channel.

Телеметрическая система это разработка позволяющая следовать заданной траектории бурения, сокращать время и полностью контролировать процесс под землей. Система в реальном времени передает сигналы на поверхность. Необходимо учитывать, что в условиях глубокого бурения действуют огромное давление и постоянные вибрации. Все эти факторы делают работу крайне сложной. Поэтому навигационная система для скважин играет критически важную роль, обеспечивая точность и безопасность всего процесса.

При бурении диаметр скважины не большой, а глубина может достигать в среднем 3000-4000 м. Под землей навигация затруднена, поэтому, сегодня использование телеметрической системы является практически обязательной в компоновки низа бурильной колонны, которая выполняет функции навигации и собирает всю необходимую информацию для бурения горизонтальных скважин. В систему вводятся координаты забоя, и прокладывается траектория до цели по критическим точкам. Во время бурения устройство, оснащенное оптико-волоконным гироскопом, идет точно по заданной траектории, собирает информацию внутри пласта и передает ее наверх. Этот процесс контролирует буровая бригада, в случае отклонения от траектории или других аварийных ситуаций, специалистам поступает сигнал, что позволяет им быстро сориентироваться и направить систему по нужному «маршруту».

В данной статье рассмотрим забойную телеметрическую систему «ВЕКТОР» основанного на гидравлическом канале связи отечественного производства компании АО НПФ «Геофизика».

Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи «ВЕКТОР» в компоновке с модулем радиоактивного каротажа 2ННК-ГГКЛП-LWD-121 производства ООО НПП «Энергия» предназначена для оперативного контроля направления бурения скважины с целью управления и геофизических исследований нефтегазовых скважин, с использованием для передачи информации гидравлического канала связи. Телесистемой также обеспечиваются измерения естественной радиоактивности горных пород, коэффициента водонасыщенной пористости пластов, плотность горных пород и удельное электрическое сопротивление среды. Также телесистемой обеспечивается построение азимутальных имиджей по 16-ти секторам плотности и пористости, а также определения эффективного атомного номера горной породы и плотностная кавернометрия. В состав телесистемы входят: пульсатор с положительным импульсом; модуль батарейный с защитой от короткого замыкания; модуль инклинометра и ГК; модуль резистивиметра с компенсированным зондом; модуль нейтронного каротажа; специальные компоновки НУБТ: 95 мм, 120 мм, 172 мм и 203 мм; специальная компоновка 120 мм для работы с модулем 2ННКТ-ГГКЛП-LWD-121; наземная станция с программным обеспечением для программирования, навигации скважины и обработки данных ГИС.

Наземное оборудование. Устьевые датчики:

- датчик оборотов лебедки, предназначен для определения скорости, количества оборотов и направления вращения барабана лебедки буровой установки и расчета текущего

положения талевого блока;

- датчик натяжения каната, предназначен для непрерывного измерения усилия натяжения неподвижной ветви талевого канат;

- датчик давления, предназначен для непрерывного измерения давления бурового раствора в линии ее подачи.

Оборудование для тестирования, программирования и приёма информации от телесистемы включает блок конфигурации, наземное приемное устройство, депассиватор и монитор бурильщика.

Блок конфигурации (Рисунок 1) предназначен для конфигурирования, тестирования, считывания информации и технического обслуживания модулей телесистемы.

Наземное приемное устройство (Рисунок 2) предназначено для сбора информации с наземных датчиков и декодирования сигнала, передаваемого телесистемой.

Депассиватор (Рисунок 3) обеспечивает депассивацию батарейных картриджей.

Монитор бурильщика (Рисунок 4) предназначен для визуализации параметров траектории скважины и направления отклонителя бурового инструмента.

Компоновка LWD "ВЕКТОР" - 120 мм представлена на рисунке 5.



Рисунок 1 – Блок конфигурации



Рисунок 2 – Наземное приемное устройство



Рисунок 3 – Депассиватор



Рисунок 4 – Монитор бурильщика

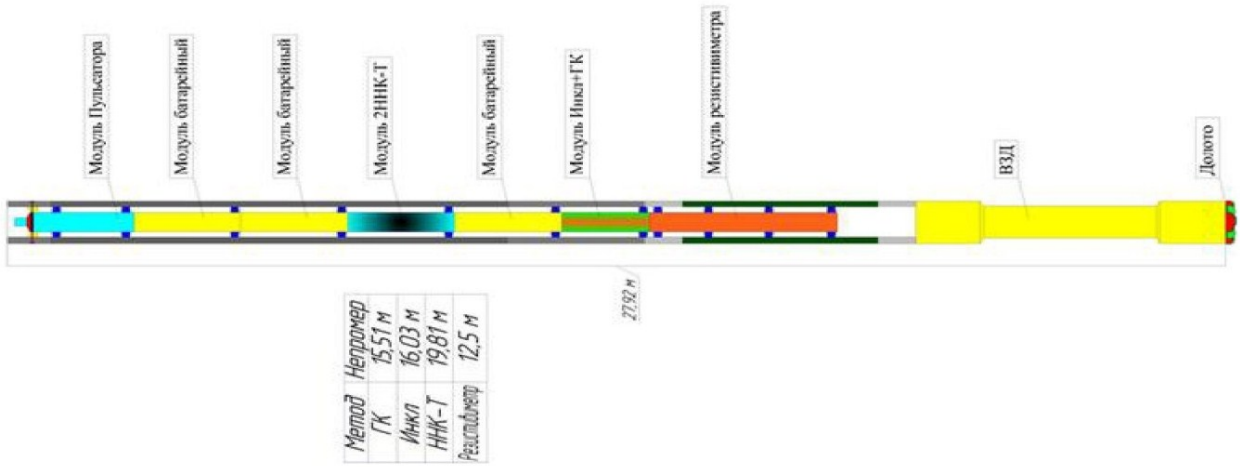


Рисунок 5 – Компоновка LWD «ВЕКТОР» - 120 мм

Программное обеспечение для работы с данными, полученными во время бурения от телесистемы и наземных датчиков.

Планшет программы Axel Decoder представлен на рисунке 5. Данное программное обеспечение служит для декодирования сигнала

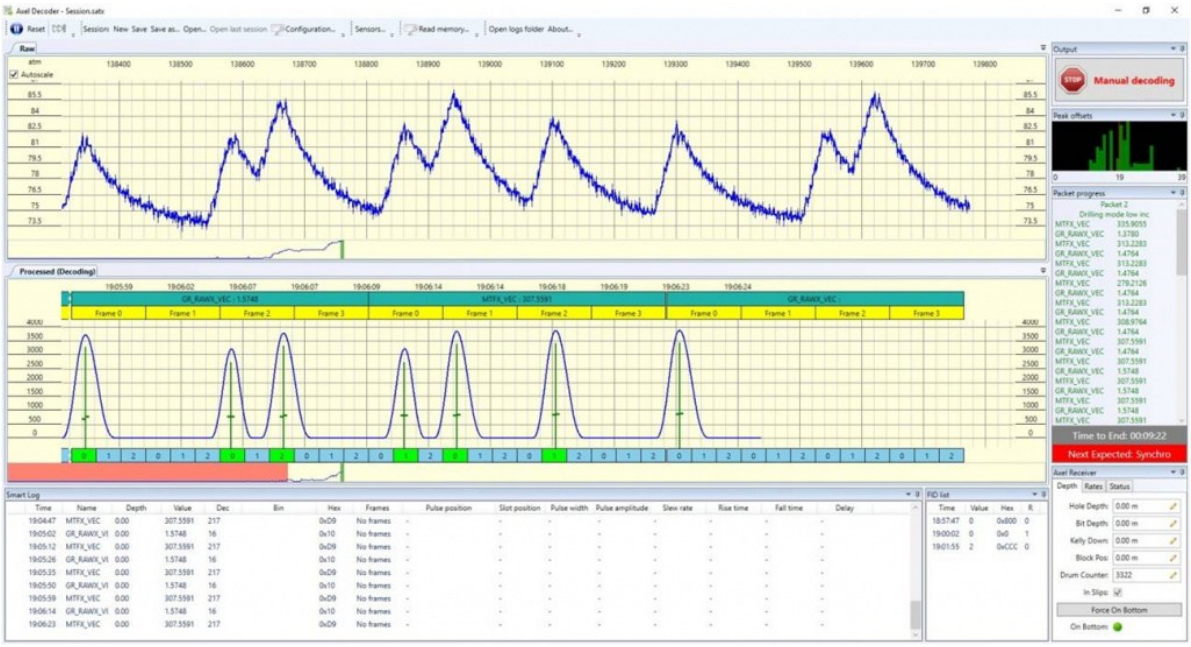


Рисунок 5 – Планшет программы Axel Decoder

Планшет программы Axel Vision представлен на рисунке 6. Данное программное обеспечение служит для работы с данными, полученными во время бурения.

На рисунке 7 представлены примеры интерпретации данных ГИС полученных в процессе бурения скважин.

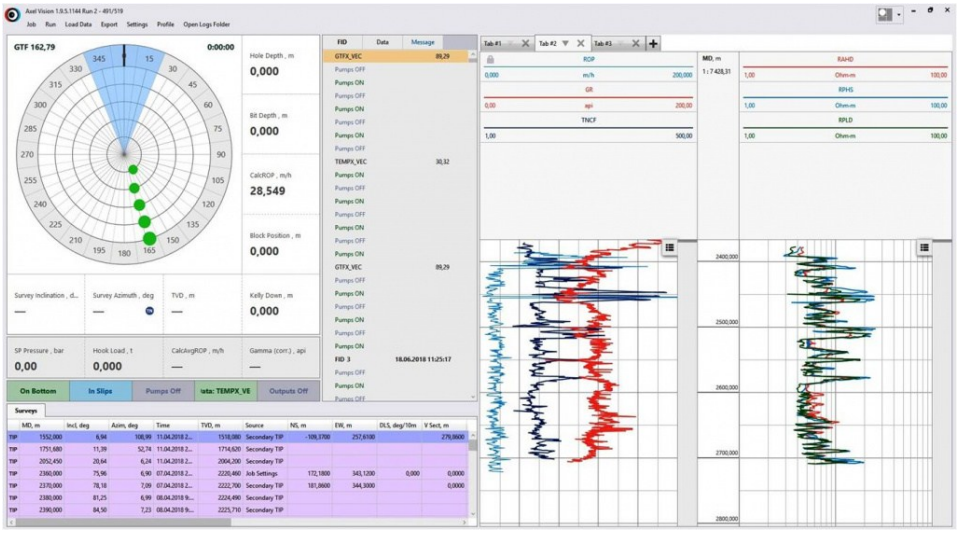


Рисунок 6 – Планшет программы Axel Vision

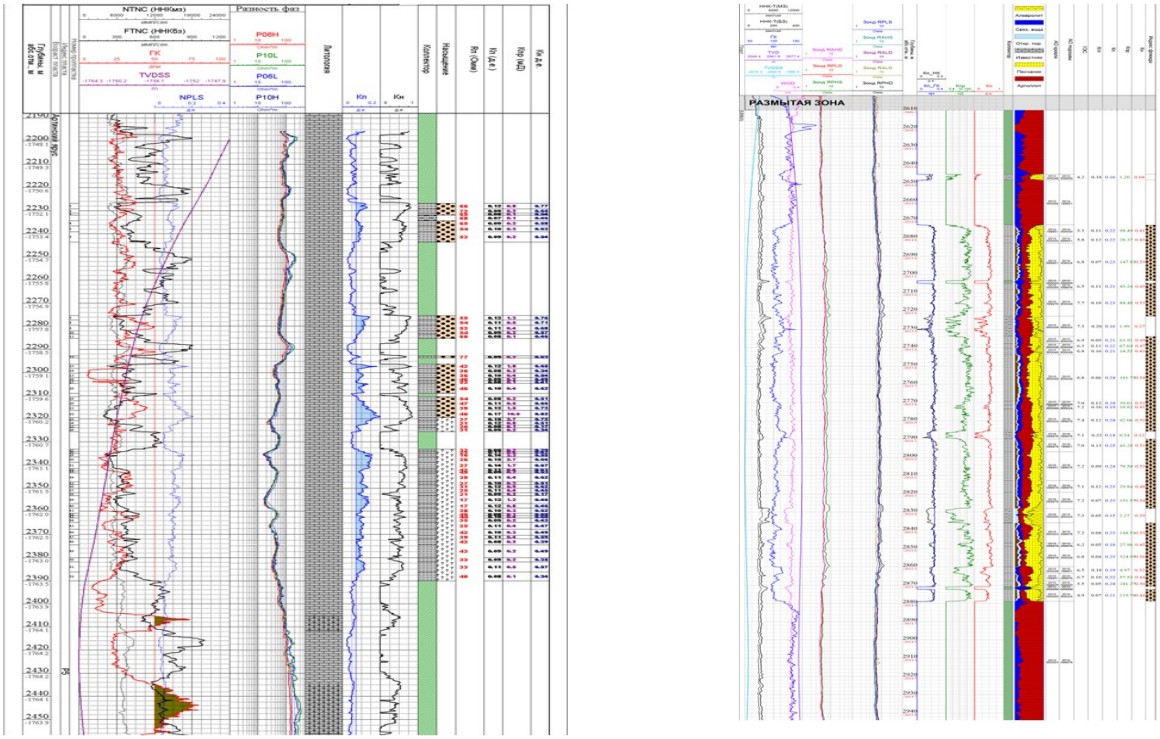


Рисунок 7 – Примеры интерпретации данных ГИС полученных в процессе бурения скважин

На сегодняшний день с применением забойной телеметрической системой с «ВЕКТОР» производства АО НПФ «Геофизика» в компоновке с модулем радиоактивного каротажа 2ННК-ГГКЛП-LWD-121 производства ООО НПП «Энергия» пробурено не мало скважин. Благодаря профессиональному обслуживанию приборов, квалифицированной обработке и интерпретации полученных материалов, достигнут высокий показатели надежности.

Список использованных источников:

1. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с..

2. Мухаметзянов В.А. Инновационная деятельность геофизического предприятия / В.А. Мухаметзянов, В.М. Лобанков // Московский экономический журнал. – 2023. – Т. 8, № 11. – С. 800-811.

3. Телеметрическая система Vector LWD // [Электронный ресурс]: https://www.npf-geofizika.ru/ (дата обращения 03.03.2026 г.).
4. Забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи «ВЕКТОР». Руководство по эксплуатации LWD48.01.00.00.000 РЭ // АО НПФ «Геофизика»: – Уфа, – 2022. – 222 с.

УДК 622.24

СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ В СЛОЖНЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.М. Ширгазин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, студент гр. ГБЗ-20-11)
Э.Р. Садыкова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ, ст. преподаватель)

Аннотация. Бурение в таких термобарических условиях сопряжено с критическими осложнениями, связанными с деградацией свойств буровых растворов: термодеструкцией полимерных реагентов, неконтролируемой фильтрацией и коагуляцией твердой фазы. Применение традиционных технологий промывки в данных условиях становится либо невозможным, либо экономически неэффективным. В связи с этим, разработка и внедрение термостабильных буровых растворов, способных сохранять реологические и фильтрационные характеристики при воздействии экстремальных температур и давлений, является ключевым фактором успешного строительства скважин и обеспечения их промышленной безопасности.

Ключевые слова: термостабильность, высокое давление, высокая температура

UDC 622.24.

DRILLING FLUID SYSTEM FOR DRILLING IN COMPLEX HIGH-PRESSURE HIGH-TEMPERATURE CONDITIONS

M.M. Shirgazin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student gr. ГБЗ-20-11)
E.R. Sadykova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, lecturer)

Abstract. Drilling in such thermobaric conditions is associated with critical complications related to the degradation of drilling mud properties: thermodestruction of polymer reagents, uncontrolled filtration, and coagulation of the solid phase. The use of traditional flushing technologies in these conditions becomes either impossible or economically inefficient. In this regard, the development and implementation of thermostable drilling fluids that can maintain their rheological and filtration characteristics under extreme temperatures and pressures is a key factor in successful well construction and ensuring their industrial safety.

Keywords: thermostability, high pressure, high temperature.

Introduction

В связи с истощением запасов углеводородов в легкодоступных пластах, нефтегазовые компании смещают фокус на освоение глубоких горизонтов (свыше 4-5 км), характеризующихся высокими температурами (более 150°С) и давлением (свыше 100 МПа).

Строительство таких скважин характеризуются экстремально высокими температурными показателями и уровнями давления.

Основной проблемой является отсутствие универсальных рецептур буровых растворов, которые адаптированы под конкретные термобарические условия. Также необходимо, чтобы свойства промывочных жидкостей соответствовало экологическим стандартам.

Применение термостабильных буровых промывочных жидкостей позволяет предотвратить аварии, такие как прихват бурового инструмента, газонефтепроявления. Также данные системы промывочных жидкостей способствует сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов.

Совершенствование составов термостабильных растворов представляет собой актуальную задачу.

Обычно при проходке таких проектов применяются буровые составы на углеводородной основе. Также применяют системы промывочных жидкостей с добавлением лигнитов. Основные характеристики данных систем представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные характеристики для термостабильных растворов

Тип раствора	Базовый состав	Температурная стабильность	Ограничения и недостатки
Растворы на углеводородной основе (РУО)	Дизельное или синтетическое масло, эмульгаторы, органоглина, понизите-ли фильтрации	До 260°С и выше	Высокая стоимость, экологические риски, сложность очистки от шлама, низкая скорость бурения в сравнении с водой
Лигнитовые и лигносульфонатные системы	Модифицированные лигниты (каустифицированные, сульфометилированные), лигносульфонаты (хромовые, феррохромовые) в комбинации с полимерами	До 205-225°С	Традиционные хромсодержащие аналоги токсичны; при температурах >200°С требуется комбинация с термостойкими синтетическими полимерами

Однако данные системы имеют ряд недостатков. Например, РУО имеет высокую стоимость и высокие экологические риски, лигносульфанатные системы – токсичны, так как содержат хром.

При бурении в скважинах с высокими температурами и высокими давлениями наиболее распространенными проблемами является деградация реагентов, изменение свойств буровых растворов. Увеличивается показательно фильтрации, что может сказаться на стабильности ствола скважины. Снижаются реологические параметры, что может привести к ухудшению выносящей способности бурового раствора и оседанию утяжелителя.

Специалистами компании ООО «АКРОС» был разработан термостабильный буровой раствор на водной основе ULTIMUD. Данная система проявляет высокие ингибирующие свойства, которые сопоставимы с РУО. ULTIMUD сохраняет свойства при загрязнении различными примесями, такими как соль, ангидрит, глина и т.д.

Основные компоненты ULTIMUD представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Компонентный состав ULTIMUD

Компоненты	Основные свойства
Бентонит	основной структурообразователь системы
ULTISTAB	основа системы, ингибитор глин и понизитель фильтрации
Натрий хлористый Кальций хлористый	утяжелитель, для снижения количества твердой фазы
Барит	утяжелитель
Нейтрализатор сероводорода	нейтрализатор сероводорода
Дефлокулянт	разжижитель
Смазывающие добавки	снижение коэффициента трения

В испытательной лаборатории были произведены замеры основных технологических параметров до и после термостатирования в роллерной печи в течении 96 часов при температуре 214 ℃. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технологические параметры ULTIMUD

Параметр	Значение до ТС	Значение после ТС
Плотность, г/см^3	2,38	2,39
Пластическая вязкость, сП (при 50℃)	91	75
ДНС, фунт/100 кв. фут (при 50℃)	26,8	21,3
СНС, фунт/100 кв. фут (при 50℃)	9,6/10,7	7,5/11,3
Фильтрация, мл/30 мин	0,6	3,9
SAG-фактор	0,501	0,501

Зафиксировано небольшое снижение пластической вязкости с 91 до 75 с, динамического напряжения сдвига с 26,8 до 21,3 фунт/100 кв. фут и увеличение фильтрации с 0,6 до 3,9 мл/30 мин. Данные значение стабильны и соответствуют требуемым условиям.

Таким образом, система бурового раствора ULTIMUD сохраняет стабильные фильтрационные и реологические параметры буровой промывочной жидкости в температурных интервалах от 20 до 200 ℃ и применима для скважин с глубинами более 6000 м.

Список использованных источников:

1.Смирнов И.А., Попов С.В., Сапожников Д.А., Панков Д.В., Кулигин А.В., Чернов Р.В. Опыт разработки системы раствора на водной основе для применения в условиях сверхвысоких температур и давлений: Бурение-Нефть, 2025 г.

2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: уч. пос. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008.

СЕКЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»

УДК 33.361

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАИЛУЧШЕГО ВАРИАНТА ТЕХНОЛОГИЙ ПАРОНАГНЕТАНИЯ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮМУРИ-СЕБОРУКО

Ф. Б. Айлиме

(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент гр. ММП-24-01)

Аннотация Месторождение Юмури-Себоруко, характеризующееся тяжелыми и сверхтяжелыми нефтями, представляет значительные трудности для добычи традиционными методами. Низкая подвижность нефти, высокая вязкость и сложные петрофизические характеристики пласта ограничивают эффективность первичной добычи. В данной работе проводится всесторонний анализ существующих технологий паронагнетания, оцениваются их принцип действия, применимость, преимущества и ограничения. На основе этого анализа и с учетом специфических характеристик месторождения Юмури-Себоруко определен наиболее подходящий технологический вариант. Рекомендуется реализация пилотного проекта по циклическому паронагнетанию (ЦПН) с последующим постепенным переходом на непрерывное паронагнетание (НПН). Для начальной стадии рекомендуется использование одноходовых паровых котлов (OTSG), что обеспечивает баланс технических требований, экономической целесообразности и операционной гибкости.

Ключевые слова: паронагнетание, циклическая закачка пара, непрерывное паронагнетание, тяжелая нефть, месторождение Юмури-Себоруко, термические методы увеличения нефтеотдачи.

UDC 33.361

DETERMINATION OF THE BEST OPTION OF STEAM INJECTION TECHNOLOGIES FOR THE YUMURI-SEBORUCO FIELD

F. B. Ailime

(Ufa State Petroleum Technical University Ufa, Master's student, ММП-24-01)

Abstract The Yumuri-Seboruco field, characterized by heavy and extra-heavy oils, presents significant challenges for production using traditional methods. Low oil mobility, high viscosity, and complex petrophysical reservoir characteristics limit the effectiveness of primary production. This work provides a comprehensive analysis of existing steam injection technologies, evaluating their operating principles, applicability, advantages, and limitations. Based on this analysis and considering the specific characteristics of the Yumuri-Seboruco field, the most appropriate technological option is determined. The implementation of a pilot project for Cyclic Steam Injection (CSS) is recommended, followed by a gradual transition to Steam Flooding (SF). For the initial stage, the use of Once-Through Steam Generators (OTSG) is recommended, which provides a balance of technical requirements, economic feasibility, and operational flexibility.

Keywords: steam injection, cyclic steam injection, steam flooding, heavy oil, Yumuri-Seboruco field, thermal enhanced oil recovery methods.

Месторождение Юмури-Себоруко, характеризующееся тяжелыми и сверхтяжелыми нефтями, представляет значительные трудности для добычи традиционными методами. Низкая подвижность нефти, высокая вязкость и сложные петрофизические характеристики пласта ограничивают эффективность первичной добычи. Среди методов термического воздействия паронагнетание является наиболее проверенной и широко используемой в мире технологией для данного типа нефтей. Цель данной главы – провести всесторонний анализ существующих технологий паронагнетания, оценив их принцип действия, применимость, преимущества и ограничения. На основе этого анализа и с учетом специфических характеристик месторождения Юмури-Себоруко будет определен наиболее подходящий

технологический вариант для максимизации извлечения углеводородов технико-экономически жизнеспособным способом.

Принимая во внимание характеристики месторождения Юмури-Себоруко (высокая вязкость нефти, низкое пластовое давление, сложная геология, высокий водоприток), наиболее перспективным методом для повышения нефтеотдачи является циклическое паронагнетание (ЦПН). ЦПН позволяет эффективно снизить вязкость нефти в призабойной зоне и увеличить приток к добывающим скважинам.

Непрерывное паронагнетание (НПН) может рассматриваться как альтернатива, но требует более детального изучения геологического строения формации и проведения гидродинамического моделирования для оценки риска прорыва пара к добывающим скважинам. Метод внутрипластового горения (ISC) не рекомендуется из-за высокой сложности контроля процесса и риска загрязнения пласта.

Для повышения эффективности ЦПН рекомендуется рассмотреть следующие мероприятия:

- оптимизация режимов закачки и пропитки паром (давление, температура, продолжительность);
- использование термоизолированных насосно-компрессорных труб для снижения тепловых потерь во время закачки пара;
- применение химических реагентов для снижения поверхностного натяжения на границе нефть-вода.

Технологическая стратегия: Рекомендуемый вариант

На основании вышеизложенного предлагается следующая технологическая стратегия: **Реализация Пилотного проекта по Циклическому Паронагнетанию (ЦПН) с последующим постепенным переходом на Непрерывное Паронагнетание (НПН).**

Технико-экономическое обоснование:

1 Фаза ЦПН (Краткосрочная и среднесрочная перспектива):

- **Соответствие месторождению:** ЦПН идеально подходит для начала операций на месторождении с неопределенными или сложными характеристиками. Позволяет динамически характеризовать термический отклик пласта при контролируемом финансовом риске.
- **Ранняя добыча:** Генерирует положительный денежный поток на ранних стадиях, что критически важно для экономики проекта.
- **Подготовка пласта:** Циклы пара создают предпочтительные пути фильтрации и нагревают объем вокруг скважин, подготавливая пласт для более эффективного вытеснения на фазе НПН.
- **Операционная гибкость:** Позволяет тестировать различные параметры закачки (расходы, объемы, циклы) на разных участках месторождения для оптимизации последующего процесса.

2 Фаза НПН (Среднесрочная и долгосрочная перспектива):

- **Максимизация нефтеотдачи:** После понимания поведения пласта и создания инфраструктуры, переход на НПН по определенным схемам позволит достичь существенно более высоких коэффициентов извлечения, охватывая более значительные объемы пласта.
- **Энергоэффективность:** В долгосрочной перспективе НПН обеспечивает лучший КВП, чем ЦПН на поздних циклах, делая проект более устойчивым.
- **Применимость к предполагаемым характеристикам:** Учитывая глубину и толщины месторождения, которые, вероятно, не являются идеальными для SAGD, "Steam Flooding" представляет собой наиболее надежную и применимую технологию вытеснения.

Анализ исключения других технологий:

- **SAGD:** Вряд ли станет основным вариантом из-за высоких капитальных затрат и строгих требований к очень мощным пластам. Сложность прецизионного бурения пар горизонтальных скважин и контроля процесса делают его менее подходящим для первоначальной реализации на Кубе.

- **Только ЦПН:** Хотя это хороший стартовый метод, его конечный коэффициент извлечения ограничен. Зависимость исключительно от ЦПН означала бы оставление значительных объемов нефти в недрах.

Выводы

1 Анализ технологий паронагнетания показывает, что не существует универсального решения для всех месторождений.

2 Для конкретного случая месторождения Юмури-Себоруко наиболее жизнеспособной и наименее рискованной стратегией является начало добычи с помощью пилотного проекта **Циклического Паронагнетания (ЦПН)**. Эта фаза позволит получить критически важную информацию, обеспечить раннюю добычу и подготовить пласт для последующего перехода на схему **Непрерывного Паронагнетания (НПН)**.

3 Для месторождения Юмури-Себоруко наиболее рекомендуемой технологией генерации пара на **начальной стадии** является использование **Одноходовых Паровых Котлов (OTSG)**. Этот выбор балансирует технические требования, экономическую целесообразность и операционную гибкость, необходимые для пилотного проекта ЦПН.

4 Рекомендуемые в качестве будущей работы исследования численного моделирования и детальный экономический анализ будут иметь фундаментальное значение для количественной оценки объемов извлечения и подтверждения рентабельности данной предложенной стратегии.

Список использованных источников:

1. Кулман Мирон И. (US). (2008). Способ увеличения извлечения углеводородов (Patent US N 2553802).

2. Giovany, E., Páez, M., David, H., Rodríguez, P., Lorena, C., Aya, D., Fernando, S., Navarro, M., & Ortiz, W. B. (n.d.). Aplicación de nuevas Tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos.

3. Насосные дозировочные системы для осложненных условий нефтедобычи. Шайдаков В.В., Людвиницкая А.Р., Сухоносов А.Л., Пензин А.В. Сер. Инновационные технологии для добычи, транспортировки нефти и газа. Saarbruken, 2015.

4. Повышение эффективности эксплуатации осложненных нефтяных скважин с помощью интеллектуальных алгоритмов. Еникеев Р.М., Пензин А.В., Латыпов Б.М., Алмазов В.А., Палагута А.А., Шайдаков В.В. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8 (368). С. 50-58.

5. Обоснование конструкции статических смесителей для утилизации углекислого газа на месторождениях Кубы. Шайдаков В.В., Родригес Г.Ю., Барабанов А.А., Зарипова Л.М. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2025. № 6 (390). С. 29-34.

6. Результаты комплекса работ по повышению нефтеотдачи пластов на месторождении Заречное. Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Малыхин В.И., Исаев А.А., Шарифуллин А.А., Шайдаков В.В., Думлер Е.Б. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 5 (353). С. 45-50.

7. Увеличение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождения "Заречное" Республики Татарстан. Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Малыхин В.И., Исаев А.А., Шарифуллин А.А., Шайдаков В.В., Думлер Е.Б. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 4 (352). С. 43-48.

8. Оптимизация технологии паронагнетания при разработке залежей высоковязкой нефти. Агафонов Д.С., Сулейманов Р.И. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле-2015. Сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2 томах. Ответственный редактор В.Ш. Мухаметшин. 2015. С. 3-9.

9. Способ разработки пласта сверхвязкой нефти равномерным парогравитационным воздействием. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Яртиев А.Ф. Патент на изобретение RU 2749703 C1, 16.06.2021. Заявка № 2021101644 от 26.01.2021.

10. Использование осадкообразующих составов с целью выравнивания профиля приемистости паронагнетательных скважин. Саврей Д.Ю. В сборнике: Трудноизвлекаемые запасы нефти. Материалы трудов Международной конференции. Альметьевск, 2024. С. 162-165.

УДК 33.361

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ НАСОСОВ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ МУН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮМУРИ-СЕБОРУКО

Ф. Б. Айлиме

(Уфимский государственный нефтяной технический университет г.Уфа, студент гр.ММП-24-01)

Аннотация. В настоящее время на месторождении Юмури-Себоруко используется механизированная добыча с помощью погружных насосов (штанговые насосы NTZ, винтовые PCP и электропогружные центробежные PCM). Данная технология реш ает задачу подъема жидкости на поверхность, но не решает проблему низкой подвижности нефти в пласте. После успешного применения термических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как циклическая закачка пара (ЦЗП), условия эксплуатации скважин кардинально меняются, что требует переоценки работоспособности существующего насосного оборудования. В работе анализируются положительные факторы (снижение вязкости, рост дебита) и потенциальные риски (повышение температуры, изменение газового фактора, увеличение обводненности) для различных типов насосов. Представлены рекомендации по выбору термостойкого оборудования для успешной реализации пилотного проекта ЦЗП.

Ключевые слова: насосное оборудование, термические методы увеличения нефтеотдачи, циклическая закачка пара, механизированная добыча, месторождение Юмури-Себоруко.

UDC 33.361

ASSESSMENT OF THE PROSPECTS FOR USING EXISTING PUMPS AFTER APPLICATION OF EOR METHODS

F. B. Ailime

(Ufa State Petroleum Technical University Ufa, Master's student)

Abstract. Currently, the Yumuri-Seboruco field uses mechanized production using submersible pumps (NTZ rod pumps, PCP screw pumps, and PCM electric submersible centrifugal pumps). This technology solves the problem of lifting fluid to the surface but does not solve the problem of low oil mobility in the reservoir. After the successful application of thermal enhanced oil recovery (EOR) methods, such as cyclic steam injection (CSS), well operating conditions change dramatically, which requires a reassessment of the performance of existing pumping equipment. The work analyzes the positive factors (viscosity reduction, increased flow rate) and potential risks (temperature increase, change in gas factor, increased water cut) for various types of pumps. Recommendations are presented for the selection of heat-resistant equipment for the successful implementation of the CSS pilot project.

Keywords: pumping equipment, thermal enhanced oil recovery methods, cyclic steam injection, mechanized production, Yumuri-Seboruco field.

В настоящее время на месторождения Юмури-Себоруко используется механизированная добыча с помощью погружных насосов (штанговые насосы NTZ, винтовые PCP и электропогружные центробежные PCM), что является стандартом для скважин с искусственным подъемом на зрелой стадии.

Данная технология решает задачу подъема жидкости на поверхность, но не решает проблему низкой подвижности нефти в пласте, которая является основной причиной низкого КИН. Эксплуатация скважин в текущем режиме лишь отсрочивает, но не предотвращает достижение экономического предела.

После успешного применения термических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как циклическая закачка пара (ЦЗП), условия эксплуатации скважин кардинально меняются. Это требует переоценки работоспособности существующего насосного оборудования.

1. Положительные факторы (Повышение эффективности):
    - Снижение вязкости: Прогрев пласта приводит к значительному снижению вязкости нефти. Это облегчает условия работы любого типа насоса, снижает нагрузку и может увеличить его КПД и срок службы.
    - Рост дебита: Ожидаемое увеличение дебита после прогрева делает эксплуатацию скважин более рентабельной и оправдывает использование более производительного оборудования.
2. Потенциальные риски и необходимость модернизации:
    - Повышение температуры: Существующие насосы (особенно PCM, PCP и некоторые модели NTZ) рассчитаны на определенный температурный режим. Значительное повышение температуры продукции на приеме насоса (после ЦЗП она может достигать 100-200°C) может привести к:
        - Для PCP (винтовых насосов): Деформации и ускоренному износу эластомера статора, что приведет к быстрому выходу из строя.
        - Для PCM (электропогружных центробежных насосов): Перегреву электродвигателя и деградации изоляции обмотки. Стандартные двигатели не рассчитаны на длительную работу в высокотемпературных условиях.
        - Для NTZ (штанговых насосов): Меньшая чувствительность к температуре по сравнению с PCP и PCM, но возможны проблемы с сальниковыми уплотнениями и повышенный износ клапанов.
    - Изменение газового фактора: Термическое воздействие может привести к выделению растворенного газа, что негативно скажется на работе центробежных PCM (газовые замки).
    - Возможное увеличение обводненности: На начальных этапах ответной добычи после ЦЗП может наблюдаться всплеск обводненности, что также повлияет на режим работы насоса.

Рекомендации по насосному оборудованию:

Существующие насосные системы не являются оптимальными и, скорее всего, не будут надежно работать в условиях высокотемпературной добычи после применения ЦЗП без соответствующей модификации или замены.

Для успешной реализации проекта ЦЗП необходимо:

1. Выбрать кандидатов для пилотного проекта (например, высокодебитные скважины X12, X13, X6, X7, X11) и провести аудит их текущего оборудования.
2. Спланировать замену или модернизацию насосного оборудования на этих скважинах параллельно с подготовкой к закачке пара. Необходимо рассматривать:
    - Высокотемпературные версии PCP (со специальными термостойкими статорами).
    - Высокотемпературные исполнения PCM с улучшенной системой охлаждения двигателя и термостойкой изоляцией.
    - Усиленные штанговые насосы (NTZ) с термостойкими уплотнениями.
3. Учесть повышенные дебиты при подборе нового оборудования. Насосы должны иметь запас по производительности, чтобы эффективно отбирать возросшие объемы жидкости.

Выводы

1. Текущий парк насосов на месторождении Юмури-Себоруко служит основой для анализа, но его прямая эксплуатация после запуска термических МУН сопряжена с высокими рисками.

2. Основными факторами риска являются повышение температуры продукции, изменение газового фактора и возможный рост обводненности, что критично для винтовых (РСР) и центробежных (РСМ) насосов.
3. Заблаговременная замена насосов на специализированное термостойкое оборудование является критически важным элементом пилотного проекта и последующего полномасштабного внедрения термических методов.
4. При подборе нового оборудования необходимо учитывать не только температурные условия, но и прогнозируемое увеличение дебитов после паротеплового воздействия на пласт.

Список использованных источников:

1. Кулман Мирон И. (US). (2008). Способ увеличения извлечения углеводородов (Patent US N 2553802).

2. Giovany, E., Páez, M., David, H., Rodríguez, P., Lorena, C., Aya, D., Fernando, S., Navarro, M., & Ortiz, W. B. . Aplicación de nuevas Tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos.

УДК 622.276

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В КЛИНОРЕМЕННОЙ ПЕРЕДАЧЕ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

А. Л. Акмалов

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, ст. гр. ММЭ-25-01)

Аннотация: В статье проводится анализ методов снижения энергетических потерь в клиноременной передаче при добыче нефти штанговыми насосными установками. Будут рассмотрены все достоинства и недостатки каждого из методов. В конце будет выбран лучший вариант.

Ключевые слова: клиноременная передача, энергетические потери, добыча нефти, штанговые насосные установки, автоматический натяжитель.

UDS 622.276

METHODS FOR REDUCING ENERGY LOSSES IN V-BELT TRANSMISSION DURING OIL EXTRACTION BY ROD PUMPING UNITS

A. L. Akmalov

(Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, student gr. MME-25-01)

Abstract: The article analyzes methods for reducing energy losses in V-belt transmission during oil extraction by rod pumping units. All the advantages and disadvantages of each method will be considered. At the end, the best option will be selected.

Keywords: v-belt transmission, energy losses, oil extraction, rod pumping units, automatic tensioner.

К одним из основных недостатков ШСНУ следует относить энергетические потери, которые оказывают влияние на экономическую эффективность, которая в нынешних мировых тенденциях достойна особого внимания и в отдельно на технологическую надёжность процесса [1]. Звеном, которое связывает все потери в ШСНУ, является клиноременная передача, так как у нее есть две наиважнейший функции первая это передача момента крутящего от двигателя к редуктору, вторая же это уменьшение ударной нагрузки при переменах в режиме. В этом моменте происходят львиная доля потерь.

Технические и организационные меры для уменьшения энергетических потерь станка качалки ШСНУ в клиноременной передаче

Основные меры:

1) оптимизация натяжения ремня;

2) выбор оптимальной скорости ремня;
3) улучшение качества шкивов;
4) использование современных материалов ремней;
5) автоматические натяжители;
6) оптимизация геометрии шкивов;
7) качественная балансировка шкивов;
8) регулярное техническое обслуживание.

Дополнительные меры:

- контроль температуры;
- использование смазочных материалов;
- анализ нагрузки.

В первую очередь рассмотрим основные методы.

Первый метод — это натяжение ремня. Плюс этого метода в том, что он обеспечивает необходимое сцепление ремня со шкивами, останавливая проскальзывания, позволяя передать мощность, которая необходима согласно требованию, без чрезмерного износа самого ремня. И к дополнению при правильном натяжении уменьшая износ боковых поверхностей ремня и канавок шкивов. При этом минус этого метод заключается в том, что при недостатке натяжения появляется проскальзывание, приводящее к энергетическим потерям на нагрев, а при избытке натяжения происходит возрастание нагрузки, приводящее к износу ремня и шкивов. Для того, чтобы не проявлялись минусы этого метода необходим регулярный контроль и корректировка натяжения, что увеличивает трудозатраты.

Второй метод — это выбор оптимальной скорости ремня, составляющее 15-20 м/с для клиноременной передачи, но при этом эта цифра может разнится в зависимости от окружающей среды. Еще стоит учитывать тот факт, что при меньших скоростях увеличиваются габариты передачи, при больших скоростях растут потери на аэродинамику и центробежные силы. Плюс этого способа заключается в передачи наибольшей нагрузки при оптимальной скорости, снижая износ ремней и шкивов и уменьшая нагрев на трение. Минус же заключается в поведение ремня, при скорости выше 30 м/с – создание вибрация и к значительному увеличению центробежной силы, приводящему к снижению сцепления ремня со шкивами.

Третий метод — это улучшение качества шкивов, где они должны быть обработаны с шероховатостью не хуже Ra =2,5 – 5 мкм, покрыты специальным покрытием, где поверхность должна быть термически обработана и биение шкивов должна находить в диапазоне до 0,1- 0,2 мм [2]. При этом все это должно быть сделано из материала с высокой прочностью и износостойкостью. Плюс этого метода заключается в продление срока службы шкивов, лучшего сцепления с ремнем, повышения коэффициента трения. Минус – это высокая стоимость шкивов. И стоит учитывать геометрию канавок, которая может привести к неравномерному износу и уменьшению КПД [3].

Четвертый метод — это применение современных материалов при крафте ремней. Плюс этого метода достаточно очевидный, материалы с высоким уровнем корда снижают упругое скольжение и повышают КПД на 1-2% [4], минус также очевиден – это цена.

Пятый метод — это применение автоматического натяжителя. Плюс заключается в поддержания оптимального натяжения в системе в процессе эксплуатации, компенсируя изменение нагрузки, учитывая систему постоянного натяжения, которая применяется сейчас, такой метод помогает выиграть в КПД 2-3, при этом облегчая техническое обслуживания. К минусу при этом стоит отнести усложнение конструкции.

Шестой метод — это оптимизаций геометрической составляющей шкивов. Плюс этого способа это то, что при применение узких клиновых ремнем КПД повышается на 1-2%, корректная геометрия канавок уменьшает напряжения и износ. Минус же в том, что требуется особо высокая точность расчета формы шкивов.

Седьмой метод — это качественная балансировка шкивов. Плюс этого метода в уменьшении несбалансированной силы вращения, снижения вибрации и уменьшения износа подшипников, повышающее надежность и срок службы всей передачи и повышает КПД до 1%. Минус в том, что необходимо применять балансировочные станки.

Восьмой метод — это регулярное ТО. Проверка состояния ремней, замена в случаи дефектов, проверка других частей станка-качалки, оказывающих влияние на энергетические потери клиноременной передами. Плюс этого способа заключается в продление срока эксплуатации. Недостаток в увеличении нагрузки на рабочий персонал.

Дополнительные меры же — это основные рекомендации, которые необходимо учесть при вводе в эксплуатацию.

Все методы, которые упоминаются выше взаимосвязаны и имеют одну общую цель – снижение энергетических потерь в клиноременной передаче. Ключевое звено, которое их объединяет – натяжения ремня.

Если углубляться в анализ всех методов, наибольшую пользу даст комбинирования способов, но при этом если необходимо отдавать предпочтения одному — это автоматический натяжитель, ведь он решает наиболее важную проблему – нестабильность в натяжение ремня, влияющее на проскальзывание и потерю энергию.

Для достижения лучшего эффекта лучше скомбинировать в автоматическом натяжителе современные материалы с контролем качества шкивов и их монтажа, поддерживая оптимальную скорость работы передачи, что, собственно, и является комбинирования способов, которые были перечислены выше.

Таким комбинированием мы достигнем наилучшего метода для уменьшения энергетических потерь в клиноременной передаче.

Список использованных источников:

1. Китабов А. Н., Абуталипов У. М., Горбунов Д. Д., Хакимьянов М. И. «Алгоритмическое и математическое обеспечение информационно-измерительной системы определения энергопотребления штанговых скважинных насосных установок» // «Электротехнические комплексы и системы» 2024. Т. 20, № 2.С. 89–102.

2. ГОСТ Р 50640-94. Шкивы приводные ременных передач. Общие технические требования (ИСО 254-90). – М.: Издательство стандартов, 1994. – 7 с.

3. Аверков К. В., Кисель А. Г., Титов Ю. В. «Повышение эксплуатационных показателей клиноременной передачи за счёт совершенствования профиля канавки шкива» // «Омский научный вестник» 2015 г, № 3, с. 57–60.

4. Куликова И. М. и Синявского И. М. «Повышение КПД ременных передач» // «Успехи современного естествознания» 2011, №7.

5. Уразаков К. Р., Шайжанов Н. С., Кашбуллин Ю. Р. «Автоматический натяжитель приводных ремней станка-качалки» // «Разработка нефтяных и газовых месторождений» 2018, Т. 16, № 5.

УДК 622.276.53

РАЗРАБОТКА ФИЛЬТРА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

М.Р. Гатиятуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-2-11)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Г. М. Астафьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Т.Н. Иванцова

(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается проблема выноса песка в скважинах с УЭЦН, приводящая к износу оборудования и снижению дебита. Предложен скважинный подвесной фильтр с разобщителем (ФСБЦ) с трехступенчатой очисткой (сетка, циклон, гравитационное осаждение), обеспечивающий эффективную защиту призабойной зоны и насоса, увеличение межремонтного периода и сокращение эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: вынос песка; призабойная зона; УЭЦН; скважинный подвесной фильтр; ФСБЦ; трехступенчатая очистка.

UDC 622.276.53

DEVELOPMENT OF THE BOTTOM-CUT FILTER OF WELLS EQUIPPED WITH ESP

M.R. Gatiyatullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)
R.I. Suleimanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
L.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article addresses the problem of sand production in wells equipped with ESPs, which leads to accelerated equipment wear and reduced production rates. A suspended downhole filter with isolator (FSBC) featuring three-stage treatment (screening, cyclonic separation, and gravitational settling) is proposed, providing effective protection of the near-wellbore zone and the pump, extending the run life between overhauls, and reducing operating costs.

Key words: sand production; near-wellbore zone; ESP; suspended downhole filter; FSBC; three-stage separation.

В нефтедобывающих скважинах, использующих установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), присутствие песчаных частиц из продуктивного пласта ведет к быстрому износу оборудования и снижению производительности. Обычные механические фильтры не способны обеспечить нормальную защиту призабойной зоны, поскольку они быстро засоряются и не предотвращают обрушение пласта. Физико-химические методы борьбы с проявлениями песка обычно отличаются сложностью применения из-за достаточно строгих требований к температурным, барометрическим условиям и составу пластовых флюидов.

Предлагаемое решение — скважинный подвесной фильтр с разобщителем (ФСБЦ), обладающий трехступенчатой системой очистки, эффективно решает данную проблему, минимизируя операционные расходы и время простоя.

В процессе эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (УЭЦН), абразивные частицы песка, поднимающиеся из продуктивного пласта, оказывают негативное воздействие на призабойную зону. Такое механическое воздействие вызывает ускоренный износ насосного оборудования, что, в свою очередь, ведет к снижению объемов добычи нефти и требует проведения дорогостоящих ремонтных работ, сопровождающихся значительными временными потерями. Использование стандартных фильтрующих устройств обычно оказывается недостаточно эффективным, поскольку мелкие частицы песка способны их засорять, а также не обеспечивают должную защиту пласта от обрушения. Кроме того, применение таких фильтров часто затрудняет оперативное проведение ремонтных операций на скважине. Химические методы, направленные на стабилизацию горного массива, часто демонстрируют низкую эффективность в определенных геологических условиях. Это связано с ограничениями, накладываемыми высокими температурами (больше 78–90°C), давлением и несовместимостью применяемых реагентов с флюидами, находящимися в пласте. Вследствие этих всех факторов, промежуток между ремонтными работами для УЭЦН сокращается в 3–4 раз, а суммарные годовые потери от простоя могут достигать нескольких миллионов рублей для каждой отдельной скважины.

ФСБЦ представляет собой подвесной фильтр с разобщителем, который устанавливается в призабойной зоне чуть выше УЭЦН. Пластовая жидкость проходит через 1 ступень — небольшую пружинную сетчатую конструкцию с регулируемым просветом (0,1–1 мм), задерживающую крупные частицы. Дальше поток разворачивается на 180°, создавая вихревой эффект: 2 ступень, используя циклоническую сепарацию, центробежные силы выделяют промежуточные компоненты. На третьем этапе, посредством гравитационного осаждения, донные отложения скапливаются в особом резервуаре, который сконструирован из насосно-компрессорных труб и оснащен винтовым конвейером для вывоза мусора.

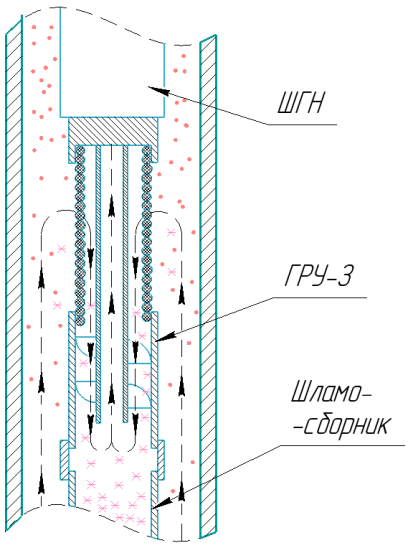


Рисунок 1 - Скважинный подвесной фильтр с разобщителем (ФСБЦ)

Очищенная жидкость поступает к насосу, обеспечивая его защиту от песчаных частиц, парафиновых отложений и свободного газа. Конструкция фильтра модульная и состоит из 3–5 секций длиной 1–2 метра каждая, что значительно упрощает его спуск и подъем на колонне НКТ без необходимости демонтажа УЭЦН. Процесс монтажа занимает от 2 до 4 часов, а периодическое обслуживание требуется раз в 6–12 месяцев.

Основными инновационными аспектами ФСБЦ являются: сочетание всех трех этапов очистки (механическая, вихревая и гравитационная) в едином компактном блоке длиной до

5-6 метров. Поворот потока предотвращает повторное взвешивание частиц. В фильтре предусмотрена возможность регулировки зазора пружинной сетки (гидравлическая или механическая) и антиадгезионное покрытие (тефлоновое или керамическое) для хорошей работы с парафиновыми отложениями. Сборник шлама изготовлен из стандартных труб НКТ и совместим с системами поддержания пластового давления (ППДМ) и внутрискважинных насосов (КВП). По сравнению с обычными фильтрами (например, ФС-80, пескоуловителями УБЖ-1), ФСБЦ сокращает время простоя в 2–4 раз, увеличивает межремонтный период УЭЦН до 20–22 месяцев и снижает затраты на ремонт на 45–55%. Эффективность очистки достигает 96% для частиц размером более 52 мкм, что подтверждено лабораторными испытаниями на специальном стенде с моделью пласта.

ФСБЦ представляет собой перспективное и экономически выгодное решение для защиты призабойной зоны скважин, оборудованных УЭЦН. Дальнейшие опытно-промышленные испытания позволят окончательно подтвердить его преимущества в условиях реальной эксплуатации на башкирских и сибирских месторождениях.

Список использованных источников

1. Анализ применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов / М. Д. Мурзакаев, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 239-245.

2. Вибродиагностика электроцентробежных погружных насосных установок / М. Р. Гатиятуллина, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 824-829.

3. Необходимость применения skin-frac на фонде скважин / А. С. Малинин, О. В. Давыдова, Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 282-287.

4. О теплоносителях, закачиваемых в пласт для повышения вязкости нефти / К. П. Потапова, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Сулейманов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 288-294.

5. Обоснование кислотной обработки призабойной зоны скважин на Петропавлоском месторождении / А. Р. Мухаметова, Л. З. Зайнагалина, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 245-250.

6. Оптимизация работы магистральных насосов НМ 1260-260 / А. Ю. Давыдов, Д. Н. Худойбердиев, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 347-352.

7. Особенности акустического метода дефектоскопии в нефтегазовой отрасли / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 836-841.

8. Период и порядок осуществления действий по консервации и ликвидации скважин, производственных площадок, а также рекультивация земельных участков / Р. И. Хакимов, А.

Ю. Давыдов, И. Ф. Галиуллина [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 348-355.

9. Перспектива использования цифровых двойников в нефтегазовой отрасли / И. Б. Якунин, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Сулейманов [и др.] // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 471-477.

10. Повышение безопасности и надежности эксплуатации оборудования нефтедобычи / Л. С. Галлямова, В. О. Никифоров, Р. И. Сулейманов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 559-564. –

11. Повышение надежности сварных соединений нефтяных трубопроводов / Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина, Р. Р. Степанова, И. Ф. Шафигуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018 : сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 99-102.

12. Применение трубного концевого делителя фаз / А. Ю. Давыдов, Д. А. Воробьев, М. Я. Хабибуллин [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 598-601.

13. Проблемы аппарата воздушного охлаждения в нефтегазовом деле / В. А. Петров, Л. З. Зайнагалина, Р. И. Сулейманов, Р. А. Попова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018 : сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 82-85.

14. Эксплуатация станка-качалки / А. Ю. Давыдов, С. А. Логинов, М. Я. Хабибуллин [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 601-607.

УДК 621.671

РАЗРАБОТКА КОЛЬЦЕВОГО НАГРЕВАТЕЛЯ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ В УЭЦН

Д.Р. Гиндуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
А.И. Зайлалов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БМП-25-11)
Л.З. Зайнагалина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Статья посвящена проблеме образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) при добыче высоковязкой нефти установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Рассмотрены негативные последствия АСПО, приводящие к снижению дебита и увеличению затрат на ремонт. В качестве решения предложена разработка кольцевого нагревателя, встраиваемого в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ). Проведен анализ существующих методов нагрева, обоснованы параметры новой конструкции и представлены результаты расчета прочности оборудования.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), насосно-компрессорные трубы (НКТ), кольцевой нагреватель, борьба с парафином, термометод.

UDS 622

DEVELOPMENT OF A RING HEATER FOR COMBATING PARAFFIN DEPOSITS IN ESP

D.R. Gindullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)
A.I. Zailalov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-25-11)
L.Z. Zainagalina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article is devoted to the problem of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) formation during the production of high-viscosity oil by electric submersible pump units (ESP). The negative consequences of ARPD, leading to a decrease in production rate and an increase in repair costs, are considered. As a solution, the development of a ring heater integrated into the tubing string is proposed. The analysis of existing heating methods is carried out, the parameters of the new design are substantiated, and the results of equipment strength calculation are presented.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), electric submersible pump unit (ESP), tubing, ring heater, paraffin control, thermal method.

При подъеме продукции от забоя к устью происходит естественное охлаждение флюида. При снижении температуры ниже температуры кристаллизации парафина его компоненты выпадают из раствора и осаждаются на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) и рабочих органах погружного оборудования [1]. Этот процесс, называемый асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), приводит к негативным последствиям: уменьшению сечения труб, росту гидравлических потерь, увеличению нагрузки на насос, снижению дебита скважины и преждевременным отказам оборудования (Рисунок 1).

Проблема усугубляется тем, что аварийные остановки, вызванные АСПО, требуют дорогостоящих ремонтов, что существенно увеличивает эксплуатационные затраты. В связи

с этим, поиск эффективных и экономически целесообразных методов предотвращения и удаления АСПО является приоритетной задачей для нефтегазодобывающих предприятий.

Целью данной работы является анализ современных подходов к борьбе с АСПО и обоснование перспективности применения кольцевых нагревателей в компоновке УЭЦН как метода непрерывной профилактики отложений.



Рисунок 1 - Парафиноотложения в УЭЦН.

На сегодняшний день в мировой и отечественной практике применяется широкий спектр методов борьбы с АСПО, которые условно можно разделить на несколько групп: механические, химические, физические и термические.

Среди электронагревателей наибольшее распространение получили скин-нагреватели (греющие кабели), спускаемые в скважину и монтируемые снаружи или внутри НКТ, а также трубчатые электронагреватели и индукционные нагреватели типа NESI [4]. Каждая из этих конструкций имеет свои достоинства и недостатки. Например, скин-системы отличаются гибкостью монтажа, но их эффективность может снижаться на больших глубинах. Трубчатые нагреватели ограничены по глубине применения из-за потерь энергии в подводящем кабеле.[5]

Анализ существующих решений показывает, что оптимальным способом реализации термического метода в скважине с УЭЦН является интеграция нагревателя непосредственно в колонну НКТ. Перспективна конструкция кольцевого нагревателя в виде патрубка с резьбовыми соединениями, монтируемого как стандартная труба. Его целесообразно устанавливать выше насоса, через 1-2 трубы от него. Это позволяет нагревать флюид сразу после выхода из насоса, предотвращая кристаллизацию парафина в нижней части колонны.

Ключевое преимущество — возможность запитывать нагреватель от фазы силового кабеля УЭЦН. Это упрощает электроснабжение, снижает стоимость монтажа и повышает надежность по сравнению с системами, требующими отдельного кабеля. Принцип действия: при прохождении через корпус нагревателя газожидкостная смесь нагревается выше температуры кристаллизации парафина, что предотвращает отложения на стенках НКТ.

Преимущества применения:

1. **Непрерывность действия:** постоянная профилактика отложений.
2. **Целевое воздействие:** нагрев непосредственно потока минимизирует теплопотери.
3. **Простота интеграции:** монтаж без изменения технологии спуска УЭЦН.
4. **Экономическая эффективность:** увеличение межремонтного периода снижает затраты.
5. **Универсальность:** применимость на скважинах с разными характеристикам.

Также важен экологический аспект — снижение рисков аварий и загрязнения среды.

Проблема АСПО при эксплуатации УЭЦН остается ключевой. Наибольший эффект дают превентивные меры, устраняющие первопричину — низкую температуру флюида. Применение кольцевого нагревателя, интегрируемого в колонну НКТ, — перспективное решение, обеспечивающее непрерывный и энергоэффективный нагрев с использованием существующей инфраструктуры. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию режимов работы и создание систем автоматического управления.

Список использованных источников:

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. — 2011. — № 1. — С. 268-284.

2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. Осложнения в нефтедобыче. — Уфа: Монография, 2003. — 302 с.

3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. — Владивосток: Дальнаука, 2011. — 288 с.

4. Худиев Э.Р. Технология индукционного нагрева для профилактики и ликвидации АСПО и гидратных отложений на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. — 2015. — №1. — С. 177-179.

5. ГОСТ 633-8

6. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

7. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

8. Думлер, Е. Б. К вопросу о повышении надежности соединений модулей электроцентробежных насосных установок / Е. Б. Думлер, Ф. З. Булюкова, Л. З. Зайнагалина // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 526-530.

9. Зайнагалина, Л. З. Повышение надежности гидрозащиты электродвигателя электроцентробежного насоса / Л. З. Зайнагалина, Р. Р. Степанова, И. А. Шарафидинов // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 28 апреля 2017 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 217-221.

10. Шайхуллин, Р. Р. Усовершенствование компенсатора шума вибрации в УЭЦН / Р. Р. Шайхуллин, Л. З. Зайнагалина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 792-795.

11. Зайнагалина, Л. З. Насос электроцентробежный погружной с повышенной абразивной и коррозионной стойкостью / Л. З. Зайнагалина, Л. Д. Хузиахметова // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 27 апреля 2018 года. Том 1. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 293-295.

УДК 622.276.53

ИСТОЧНИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН С УЭЦН И ИХ ВЛИЯНИЕ НА НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

М.Р. Гатиятуллина

(Институт нефти и газа УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)

М.Я. Хабибуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается проблема загрязнения призабойной зоны скважин механическими примесями при эксплуатации УЭЦН. Анализируются источники примесей (диспергирование пласта, солевые отложения, биопленки), пути их поступления в насос и последствия — абразивный износ, снижение КПД, сокращение ресурса, экономические потери. Понимание механизмов загрязнения создает основу для разработки защитных мер

Ключевые слова: загрязнение, механические частицы, скважины, электроцентробежные насосы (УЭЦН), диспергирование пород, призабойная зона, абразивный износ, фильтрация, надежность.

UDC 622.276.53

SOURCES OF MECHANICAL ADDITIVES IN THE BOTTOM ZONE OF WELLS WITH ESP AND THEIR IMPACT ON THE RELIABILITY OF EQUIPMENT

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, assistant professor)
M.R. Gatiyatullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)
M.Ya. Khabibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article discusses the problem of contamination of the bottom zone of wells with mechanical impurities during the operation of ESP pumps. The sources of impurities (dispersing of the reservoir, salt deposits, and biofilms) are analyzed, as well as the ways they enter the pump and the consequences, such as abrasive wear, reduced efficiency, reduced resource, and economic losses. Understanding the mechanisms of contamination provides a basis for developing protective measures.

Keywords: contamination, mechanical particles, wells, electric centrifugal pumps (ECPs), rock dispersion, bottom zone, abrasive wear, filtration, and reliability.

Загрязнение механическими частицами является серьезной проблемой для эксплуатации скважин, оснащенных электроцентробежными насосами (УЭЦН).

Примеси, попадающие в призабойную зону скважины, из самого пласта и продуктов износа оборудования, сокращают срок службы УЭЦН и увеличивают частоту внезапных остановок [1-4].

Источники и пути попадания загрязнений

Наибольший отрицательный эффект на призабойную зону продуктивных горизонтов оказывают твердые частицы менее размером менее 5–10 мкм, которые составляют в диспергированных глинистых растворах 70–80 % от общего объема твердой фазы, это приводит к ежесуточному выбросу 10–50 кг песка в призабойную зону.

Кроме ухудшения естественного состояния продуктивного пласта, за счет проникновения в него твердой фазы бурового раствора, содержание и состав последней влияет на скорость бурения [5-9].

При использовании растворов, содержащих частицы размером менее 1 мкм, механическая скорость бурения в 12 раз ниже, чем при промывке водой. Установлено, что в обычном бентонитовом буровом растворе содержится около 13 % частиц размером менее 1 мкм. При добавлении к этому раствору лигносульфонатного диспергатора содержание указанных частиц возрастает до 80 %, а при обработке полимерным флокулянтом – уменьшается до 6 %. При обводненности выше 40% высохшие соли (карбонаты, сульфаты) кристаллизуются, образуя плотные пробки [10-14]. Асфальто-смолистые компоненты тяжелой нефти способствуют агрегации частиц, образуя устойчивые эмульсии, доля примесей в которых может достигать 5–15%.

Примеси поступают в насосную установку через перфорацию обсадной колонны и затрубное пространство. Турбулентность на входе в приемное устройство УЭЦН создает зоны пониженного давления, активно затягивая песок из фильтруемого столба. В большинстве случаев (63%) крупные частицы попадают в насос через нижние отверстия, вызывая абразивный износ лопаток и направляющих аппаратов. Клапаны приемного модуля, потеряв герметичность при давлении выше 1 МПа, пропускают мелкие частицы. [15-19].

Влияние на надежность и эксплуатацию

Абразивный износ от песка твердостью 6–7 по Моосу приводит к истиранию защитных покрытий направляющих аппаратов на 0,1–0,5 мкм за тысячу часов работы. Данный процесс особенно проявляется в нижних секциях насоса, где радиальный зазор достигает 1,5 мкм. Кавитация, появившаяся из-за газа в жидкости, ускоряет износ и сокращает межремонтный период наполовину. Засорение каналов насоса снижает его КПД на 15–23% и увеличивает энергопотребление на одну треть. Далее происходит перегрев обмоток двигателя, что является причиной отказов в 23% случаев [20-24].

Экономические последствия - прямые убытки от простоев, которые могут составлять 15–23 млн. рублей в год на одну лишь скважину. Без хорошей фильтрации средний срок службы УЭЦН ограничен 6–8 месяцами, тогда как с применением современных систем защиты он увеличивается до 18–22 месяцев [25-28].

Заключение

Механические частицы, попадающие в систему из нефтеносных отложений, а также те, что образуются из-за изнашивания технического оснащения, очень сильно сказываются на функционировании электроцентробежных насосов (УЭЦН). Это приводит к сокращению срока их службы в 2-4 раза и большому росту затрат на эксплуатацию. Изучение путей проникновения указанных загрязнителей дает возможность создавать пути решения для улучшения стабильности работы скважин.

Список использованных источников:

1. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов

с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

2. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.

3. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

7. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

10. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

11. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.

12. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

13. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С.

Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

14. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

15. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

16. Давыдов А. Ю. Виртуальные учебные лаборатории в образовательном процессе технического вуза / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 187-191.

17. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

18. Давыдов А. Ю. Применение 3D-моделирования при проведении лабораторных работ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 118-123.

19. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

20. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

21. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

22. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

23. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

24. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

25. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего

образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

26. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

27. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

28. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

УДК 621.671

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА РАБОТУ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Д.П. Исаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
М.Я. Хабибуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается влияние механических примесей, содержащихся в перекачиваемой жидкости, на эксплуатацию секционных центробежных насосов. Проведен анализ основных источников загрязнений и их воздействия на конструктивные элементы насосного оборудования. Показано, что наличие твердых частиц приводит к абразивному износу деталей, снижению коэффициента полезного действия и уменьшению срока службы насоса.

Ключевые слова: секционный центробежный насос, жидкость, примеси, нефть, износ, частицы.

UDC 621.671

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF MECHANICAL IMPURITIES ON THE OPERATION OF CENTRIFUGAL PUMPS

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.P. Isaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr.BSN-22-11)
M.Ya. Khabibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article examines the impact of mechanical impurities contained in the pumped liquid on the operation of sectional centrifugal pumps. An analysis of the main sources of contamination and their impact on the pumping equipment's structural components is provided. It is shown that the presence of solid particles leads to abrasive wear of components, reduced efficiency, and a shorter pump lifespan.

Keywords: sectional centrifugal pump, liquid, impurities, oil, wear, particles.

Секционные центробежные насосы (ЦНС) занимают важную роль в нефтегазовой отрасли, они обеспечивают надежную, высокопроизводительную и относительно недорогую перекачку жидкости практически на всех этапах добычи, транспортировки и переработки нефти. ЦНС могут быть простроены в виде многоступенчатых установок, способных обеспечивать более высокое давление, необходимое в трубопроводах, для закачки жидкости и в некоторых процессах нефтепереработки [1-4]. Базовая конструкция насоса типа ЦНС-2 представлена на рисунке 1. При подготовке сырья насосы применяются для подъема и перекачки добываемой жидкости от устья скважин к сепараторам, накопительным емкостям и экспортным трубопроводам. Также ЦНС используют при закачке жидкости под высоким давлением для повышения нефтеотдачи в пластах. При транспортировке выполняют функции насосов-усилителей для поддержания давления и потока в трубопроводах для транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов на большие расстояния. В нефтепереработке передают сырую нефть и промежуточные продукты между технологическими установками (дистилляция, крекинг, гидроочистка, риформинг) при различных температурах и составах. Преимущества, обуславливающие широкое использование секционных центробежных насосов: высокая объемная производительность, энергоэффективность для низковязких жидкостей, снижение затрат благодаря упрощению конструкции, плавный поток с низкой пульсацией [5-9]. Центробежные насосы теряют эффективность при работе с очень вязкими жидкостями или в случаях, когда требуется постоянный поток, не зависящий от давления, поэтому в таких специфических случаях (например, при работе с тяжелым битумом, точном дозировании химических веществ) предпочтительнее использовать объемные насосы, а также они могут изнашиваться под воздействием сильно абразивных или коррозионных жидкостей, механических примесей.

Механические примеси попадают в перекачиваемые жидкости при добыче нефти и газа главным образом из пластов, процессов добычи и систем транспортировки. Песок, глина, ил и частицы горных пород из коллекторов уносятся в процессе добычи, особенно в скважинах, подверженных заносу песка, или при прорывах воды; их содержание может достигать 1-20% в сырой нефти [10-14].

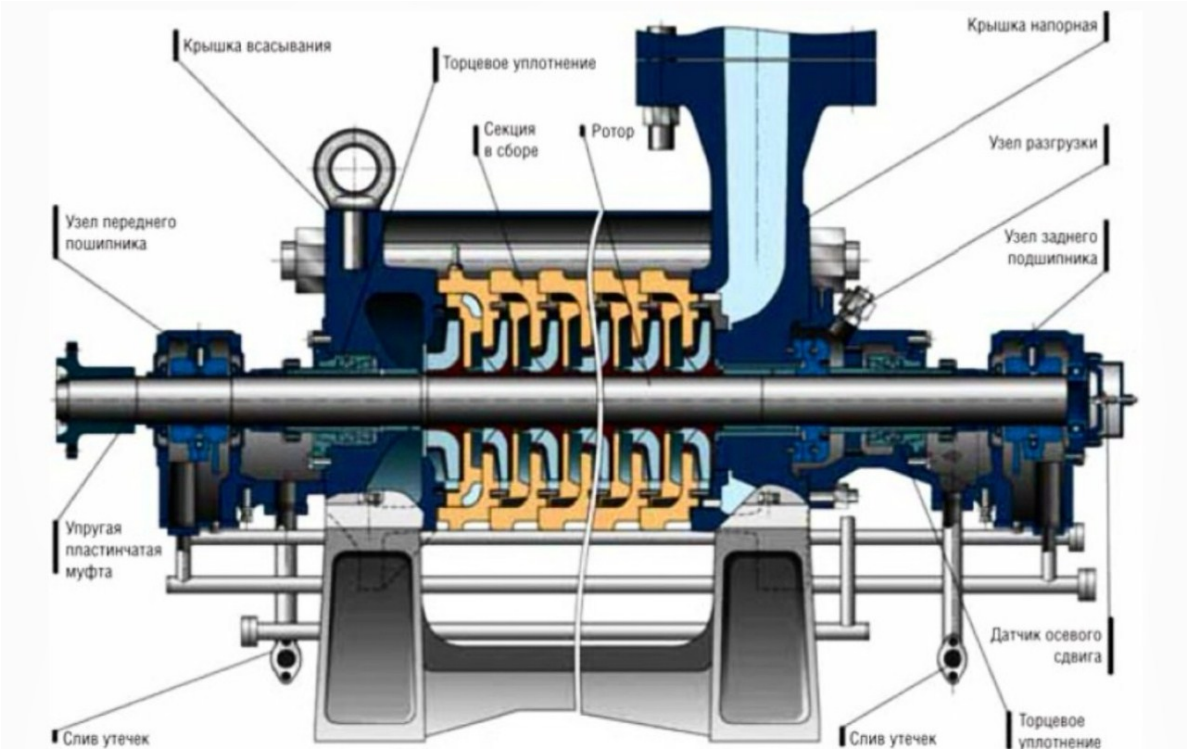


Рисунок 1 – Базовая конструкция насоса типа ЦНС-2

Механические примеси, такие как песок, ржавчина, пропант (используемый при ГРП) или твердые частицы пород в перекачиваемых жидкостях значительно ухудшают характеристики центробежных насосов, вызывая абразивный износ, забивают щелевые фильтры и приводят к заклиниванию движущихся элементов. При эрозии рабочего колеса: частицы истирают поверхности лопаток, снижая эффективность, напор и расход; часто встречается в жидкостях с содержанием песка свыше 50 г/л. Износ вала и подшипников происходит, когда абразивные материалы истирают контактирующие поверхности, что приводит к смещению, вибрации, коррозии и к образованию усталостных трещин или заклиниванию. Это приводит к шлифованию поверхности вала, что может значительно уменьшить диаметр вала в критических точках, вызывая несоосность и повышенную нагрузку на подшипники [15-19]. Вал насоса имеет несколько критических точек износа, включая точки контакта с уплотнениями, подшипниками и соединениями, а также зоны, где передается крутящий момент. Постоянное механическое воздействие в этих точках вызывает микротрещины, которые со временем могут перерасти в более серьезные повреждения. Твердые частицы внедряются в поверхности или вызывают образование царапин, что приводит к протечкам, работе всухую и быстрому выходу из строя; уплотнительные кольца часто разрушаются при дополнительной вибрации. Неравномерный износ приводит к дисбалансу ротора, усилению шума, скачкам мощности и вторичному повреждению муфт или фундамента [20-24].

Размер частиц, твердость, концентрация (например, >100 мг/л в скважинах) и скорость определяют скорость износа центробежного насоса. В агрессивных нефтегазовых жидкостях, таких как смеси углеводородов или эмульсии сырой нефти, комбинированный химический абразивный износ сокращает среднее время безотказной работы с нескольких лет до нескольких месяцев без мер по его устранению [25-28].

Для обеспечения длительной и бесперебойной работы центробежных насосов крайне важно регулярно проводить углубленный анализ и моделирование возможных отказов. Этот процесс включает в себя не только выявление наиболее частых причин отказов, но и прогнозирование потенциальных проблем, что позволяет принимать превентивные меры и

минимизировать риск аварий. Возможно внедрение таких профилактических мер: для ограничения содержания твердых частиц установите фильтры/сетчатые фильтры (10-100 микрон); для жидкостей с высоким содержанием твердых частиц используйте циклонные сепараторы; для более высокой прочности поверхности следует использовать следующие материалы: валы из дуплексной нержавеющей стали или керамические вставки для тяжелых условий эксплуатации; осуществление контроля с помощью датчиков вибрации, счетчиков частиц во всасывающих линиях и регулярного профилирования рабочего колеса для выявления раннего износа.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.
7. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.
9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.
10. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-

практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

11. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.

12. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

13. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

14. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

15. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

16. Давыдов А. Ю. Виртуальные учебные лаборатории в образовательном процессе технического вуза / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 187-191.

17. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

18. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

19. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

20. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

21. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

22. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

23. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

24. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

25. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

26. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

27. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

28. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

УДК 681.5

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ УСТАНОВКИ НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА БАЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
К.П. Козлова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Д.Р. Гиндуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
И.Ф. Галиуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Статья посвящена вопросам модернизации автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) группы слива-налива нефтепродуктов. Рассмотрена структура существующей системы на базе оборудования Siemens и обоснована необходимость её импортозамещения. Предложена замена программируемого логического

контроллера SIMATIC S7-400 на отечественный ПЛК210-4G производства ОВЕН с переходом на среду разработки CODESYS V3.5. Выполнена сравнительная оценка показателей надежности, подтверждающая эффективность предлагаемых решений.

Ключевые слова: автоматизированная система управления, налив нефтепродуктов, импортозамещение, программируемый логический контроллер, надежность, ПЛК210-4G, Siemens.

UDC 62681.5

MODERNIZATION OF THE AUTOMATION SYSTEM FOR OIL PRODUCTS LOADING RACK BASED ON DOMESTIC EQUIPMENT

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
K.P. Kozlova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)
D.R. Gindullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)
I.F. Galiyllina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum TechnologicalUniversity in the City of Oktyabrsky, assistant)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article is devoted to the modernization of the automated process control system (APCS) for an oil products loading/unloading rack. The structure of the existing system based on Siemens equipment is reviewed, and the necessity of its import substitution is justified. The authors propose replacing the SIMATIC S7-400 programmable logic controller with a domestic PLC210-4G (OWEN) and transitioning to the CODESYS V3.5 development environment. A comparative assessment of reliability indicators is carried out, confirming the effectiveness of the proposed solutions.

Keywords: automated control system, oil products loading, import substitution, programmable logic controller, reliability, PLC210-4G, Siemens.

Автоматизированные установки тактового налива (АУТН) обеспечивают отгрузку готовой продукции на нефтеперерабатывающих заводах. Большинство таких установок оснащено оборудованием Siemens, что в современных условиях создает риски из-за ограничений поставок и технической поддержки [1-4].

Технологический процесс включает подачу и позиционирование цистерн, заземление, налив продукта с контролем параметров и закрытие люков. Существующая АСУТП построена на базе контроллера SIMATIC S7-400 с удаленными модулями ET-200 по сети Profibus, визуализация – на SCADA WinCC [5-9].

Для импортозамещения предлагается замена контроллера на отечественный ПЛК210-4G производства ОВЕН (рисунок 1), поддерживающий среду программирования CODESYS V3.5. Блоки питания заменяются на БП240К, модули ввода-вывода – на серии МВ210 и МУ210 [10-14].



Рисунок 1 – Контроллер ПЛК210-4G (ОВЕН)

Разработаны алгоритмы управления ключевыми операциями (налив, маневровая установка, защитные блокировки ПАЗ), адаптированные для реализации в CODESYS V3.5. Особое внимание уделено алгоритмам противоаварийной защиты, которые обеспечивают безопасность процесса при возникновении нештатных ситуаций [15-19].

Предлагаемое решение позволяет не только заместить импортное оборудование, но и создать основу для дальнейшего развития системы автоматизации. Использование открытой среды CODESYS обеспечивает независимость от конкретного производителя и возможность привлечения широкого круга отечественных специалистов к обслуживанию и модернизации системы [20-24].

Практическая реализация предложенных решений на действующем производстве подтвердила их эффективность. Система сохранила полную функциональность, а персонал предприятия получил возможность самостоятельно выполнять настройку и доработку программного обеспечения без обращения к зарубежным поставщикам [25-28].

Таким образом, предлагаемая модернизация обеспечивает импортозамещение контроллерного оборудования Siemens на отечественные аналоги с сохранением функциональности и безопасности технологического процесса, а также создает предпосылки для дальнейшего развития системы автоматизации силами собственных специалистов предприятия.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.

2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов

международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

7. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

10. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

11. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.

12. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

13. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

14. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

15. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

16. Давыдов А. Ю. Виртуальные учебные лаборатории в образовательном процессе технического вуза / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 187-191.

17. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

18. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

19. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

20. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

21. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

22. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

23. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

24. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

25. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

26. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

27. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

28. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

УДК 622.276.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ШГН ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И АНАЛИЗА ИХ НАДЕЖНОСТИ

А. Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Д.Э. Мухаметгареев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,ст. группы СГР-23-11)
Р.И. Сулейманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной статье рассматривается оптимизация работы штанговых глубинных насосов. Анализ проводится с учетом ключевых эксплуатационных показателей, включая нагрузки на наземные и подземные компоненты, статистику наработки на отказ и риски возникновения неисправностей. Предложены и оценены методы, направленные на достижение оптимального баланса между производительностью и надежностью оборудования, с детальным описанием их преимуществ.

Ключевые слова: штанговые глубинные насосы, нагрузка, надежность, клапанные механизмы.

UDC 622.276.4

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE SRT OPERATION BY ADJUSTING THE OPERATING PARAMETERS AND ANALYZING THEIR RELIABILITY

A. Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.E. Mukhametgareev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr SGR-23–11)
R.I. Suleimanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)

L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article discusses the optimization of the operation of rod depth pumps. The analysis is carried out considering key operational indicators, including loads on ground and underground components, time-to-failure statistics and risks of malfunctions. Methods aimed at achieving an optimal balance between equipment performance and reliability are proposed and evaluated, with a detailed description of their advantages and disadvantages.

Keywords: rod depth pumps, load, reliability, valve mechanisms.

Штанговые глубинные насосы (ШГН) широко применяются и считаются надёжными, однако их эксплуатация несёт в себе высокий риск выхода из строя жизненно важных узлов. Такие отказы оборачиваются серьёзными финансовыми потерями: простоями оборудования, расходами на ремонт и прямым сокращением объёмов добычи. Основной виновник – усталостный износ, напрямую связанный с циклическими нагрузками при работе насоса. Чем выше нагрузка, тем быстрее изнашиваются штанги, трубы и другие компоненты.

Чтобы решить эту проблему, нужно сместить фокус с максимальной производительности на управление надёжностью путём настройки рабочих параметров. Изучив, как частота качаний и длина хода влияют на нагрузку и время до отказа, можно определить оптимальные режимы работы. Это позволит увеличить интервалы между ремонтами, сократить расходы на обслуживание и, в итоге, снизить себестоимость добычи нефти [1-4].

Целью данной работы анализ оптимизации режимных параметров эксплуатации штангового глубинного насоса (ШГН) на основе анализа взаимосвязи нагрузки, наработки на отказ и вероятности отказа для увеличения межремонтного периода и снижения эксплуатационных затрат [5-9].

Штанговая глубинная насосная установка (ШГН) представляет собой комплекс наземного и скважинного оборудования. Наземное оборудование включает станок-качалку, кривошипно-шатунный механизм, балансир, головку балансира и подвеску штанг. Приводом данного оборудования может служить электрический двигатель. Современные установки данного типа могут быть оснащены системами автоматического управления [10-14].

Скважинное оборудование состоит из колонны насосных штанг, защитной муфты, насосно-компрессорных труб (НКТ) и глубинного насоса, включающего цилиндр, плунжер, всасывающий и нагнетательный клапаны. Передача энергии в ШГН осуществляется механическим способом через колонну насосных штанг [15-19].

Для обеспечения надежной работы штанговых глубинных насосов (ШГН) критически важно комплексно изучить взаимосвязь трех основных факторов:

1) Нагрузки: это переменная величина, зависящая от:

А) Гидродинамических сил: вес столба жидкости, инерционные силы и сопротивление движению.

Б) Механических воздействий: несбалансированность станка-качалки, деформации штанг, наличие посторонних воздействий (парафин, песок).

В) Режимных факторов: увеличение частоты и амплитуды качаний повышает ускорения, создавая пиковые нагрузки на шток и штанги.

2) Среднее время до отказа: этот показатель характеризует срок службы оборудования и среднее время его бесперебойной работы. Он обратно связан с силой и частотой нагрузок. Анализ данных показывает, что небольшое увеличение нагрузки (10-15%) может сократить срок службы на 20-30%.

3) Вероятность отказа — это интегральный показатель, который оценивает риск потери работоспособности системы за заданный интервал времени. На него влияют количество выполненных циклов, прогрессирующий износ и коррозия, текущий уровень эксплуатационных нагрузок.

Накопление усталостных повреждений закономерно повышает эту вероятность. Кроме того, критическую роль играет человеческий фактор — ошибки при управлении, обслуживании или ремонте. Снизить общие риски позволяет регулярная профессиональная настройка и адаптация системы под реальные условия работы [20-24].

Так, в ООО «Башнефть-Добыча» основной проблемой является частые отказы насосов из-за негерметичности клапанных пар (более 20% отказов), вызванные осложняющими факторами: высоким газосодержанием, механическими примесями, асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), отложениями солей, высокой кривизной ствола скважин и вязкостью жидкостей [25-28].

Отдельную роль хочется уделить клапанному механизму. Работа клапанного механизма основана на создании и использовании перепадов давления для управления потоком жидкости. В процессе подъема плунжера в цилиндре образуется зона низкого давления. Это приводит к тому, что разница давлений между скважиной и цилиндром открывает всасывающий клапан, позволяя пластовой жидкости поступать внутрь. Одновременно, давление столба жидкости в подъемных колоннах удерживает нагнетательный клапан в закрытом состоянии. При обратном движении плунжера (вниз) давление в нижней плунжерной области увеличивается. Это вызывает закрытие всасывающего клапана. Как только давление в цилиндре превышает давление в подъемных колоннах, открывается нагнетательный клапан, и жидкость выталкивается в напорный трубопровод (рисунок 1).

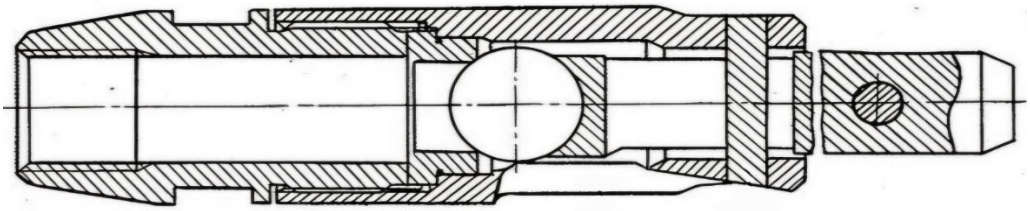


Рис. 1. Принцип работы клапанного механизма.

Конструкция клапанов преимущественно базируется на схеме «шар-седло». Эта конфигурация гарантирует высокую герметичность благодаря точечному контакту и центровке шара. Инновационные решения применяются для улучшения эксплуатационных показателей и повышения надежности.

Для устранения проблемы разработаны самоустанавливающиеся магнитные клапаны. Их ключевая особенность – магнитное кольцо под седлом, которое фиксирует шарик, гарантируя герметичность даже при значительных отклонениях скважины (свыше 40°). Это способствует минимизации осложнений и повышению надежности оборудования [4].

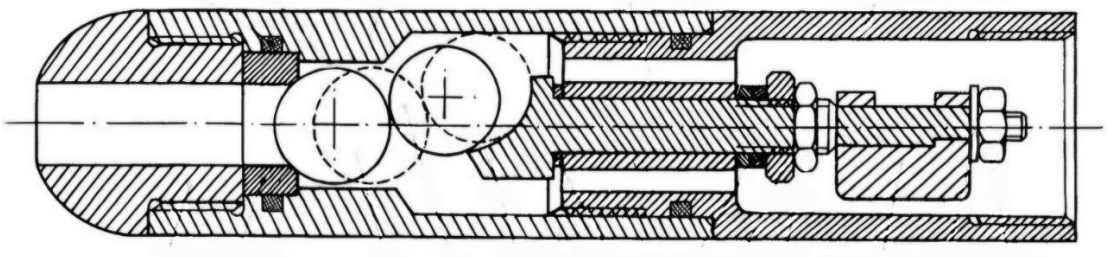


Рис. 2. Схема работы магнитного клапана.

В ходе опытно-промысловых испытаний на скважине № 1 N-го месторождения, осложнённой АСПО, после внедрения систем магнитных клапанов работа насоса стабилизировалась: прекратились срывы подачи, увеличились коэффициенты наполнения ($К_{нап}$) и подачи ($К_{под}$), количество ремонтов сократилось до нуля (таблица 1) [5].

Таблица 1. Анализ работы скважины № 1 N-го месторождения до и после внедрения технологии самоустанавливающихся магнитных клапанов ШГН.

Наименование параметра	До внедрения	После внедрения
Наработка, сут	108	35
Количество подходов ПРС, шт	3	0
Количество срывов подачи, шт	8	0
Количество промывок горячей нефтью, шт.	5	0
$К_{нап}$	0,6	0,82
$К_{под}$	0,42	0,8
Осложненный фонд	АСПО, эмульсия	АСПО, эмульсия

Таким образом на основании данных анализа магнитные клапаны повышают герметичность клапанных пар и устойчивость насоса к осложняющим факторам.

Также была составлена сравнительная таблица, иллюстрирующая различия в функционировании традиционных клапанных механизмов и самоустанавливающихся систем (таблица 2) [6].

Таблица 2. Сравнение клапанных механизмов и самоустанавливающихся систем.

Параметр	Обычные клапанные механизмы	Самоустанавливающиеся магнитные клапаны
Герметичность	Часто возникают сбои из-за загрязнений, накипи (АСПО и соли) и скопления газов	Благодаря магниту шарик плотно прилегает к седлу, поэтому клапан герметичен при загрязнениях
Работа в наклонных скважинах	Неэффективны при отклонении ствола от вертикали более 40°, шарик смещается, герметичность нарушается	Работают стабильно даже при углах наклона более 40°, магнитное поле обеспечивает точную посадку шарика
Влияние газа	Высокое газосодержание приводит к срыву подачи, особенно при наличии "вредного пространства"	Магнитное удержание снижает вероятность срыва подачи из-за газовых пробок
Надёжность	Частые отказы из-за износа, загрязнений, неплотной посадки шарика	Повышена за счёт отсутствия промежуточных узлов и стабильного магнитного контакта
Устойчивость к осложняющим факторам	Чувствительны к АСПО, механическим примесям, эмульсиям, отложениям солей	Устойчивы к загрязнениям, так как магнитное поле обеспечивает притяжение даже при наличии отложений
Эксплуатационные показатели	Частые срывы подачи, низкая наработка на отказ, необходимость частых промывок и ремонтов	Стабильная работа, увеличенная наработка на отказ, сокращение количества ремонтов и промывок

В статье представлен анализ оптимизации функционирования штанговых глубинных насосов, а также предложен метод достижения поставленной цели. В результате исследования преимуществ самоустанавливающихся магнитных клапанов было установлено,

что они демонстрируют высокую эффективность при эксплуатации в осложненных условиях, что позволяет оптимизировать работу скважин. Очевидно, что данная технология найдет широкое применение в штанговых глубинных насосах. Тем не менее, можно с уверенностью утверждать, что данная тема сохраняет свою актуальность в современных условиях.

Список использованных источников:

1. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
4. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
5. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.
6. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
7. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.
8. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.
9. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.
10. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.
11. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования –

2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

12. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

13. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

14. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

15. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

16. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

17. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

18. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

19. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

20. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

21. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

22. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

23. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

24. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

25. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

26. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

27. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

28. Активное использование информационных технологий в учебном процессе в техническом вузе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, М. Л. Галимуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибулина, А. М. Табишев // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 198-202.

УДК 622.276.53

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (ГНКТ) ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ РЕМОНТОВ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)
Г.Н. Ахметьянов
(Институт нефти и газа УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
М.Я. Хабибуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы эффективности проведения подземных ремонтов на нефтяных и газовых скважинах с применением традиционных технологий и оборудования. В качестве альтернативы предлагается использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), позволяющее существенно сократить время ремонтных работ и исключить глушение скважины. Приводится анализ преимуществ колтюбинговой технологии.

Ключевые слова: колтюбинг, подземный ремонт, инжектор, гибкая труба, противовыбросовое оборудование.

UDC 622.276.53

USING FLEXIBLE PUMPING AND COMPRESSOR TUBING (FPCT) IN UNDERGROUND REPAIRS

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G.N. Ahmetyanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)
M.Ya. Khabibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

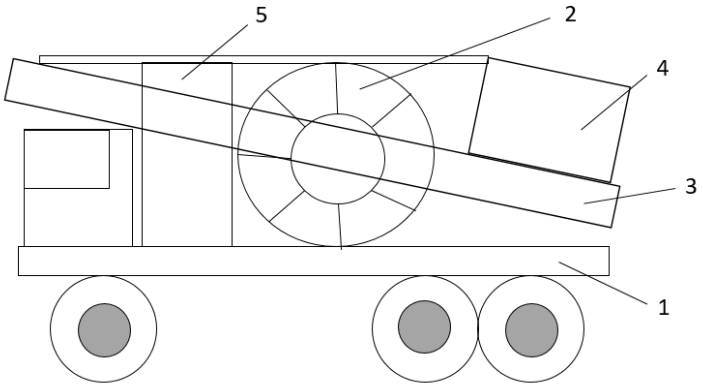
Abstract. This article examines the effectiveness of underground repairs on oil and gas wells using traditional technologies and equipment. The use of flexible tubing (FPCT) is proposed as an alternative, allowing for a significant reduction in repair time and eliminating the need to kill the well. An analysis of the advantages of coiled tubing technology is also provided.

Key words: Coiled tubing, underground repair, injector, flexible pipe, blowout preventer equipment.

Любая добыча углеводородов рано или поздно сталкивается с необходимостью ремонтировать скважины. Чаще всего приходится очищать забой от песчаных пробок, убирать асфальтосмолопарафиновые отложения, обрабатывать призабойную зону реагентами или менять вышедшее из строя оборудование [1-4]. Классические методы с использованием сборно-разборных труб требуют глушения скважины, а это риск: жидкость глушения может ухудшить коллекторские свойства пласта. К тому же спуск-подъём таких труб занимает уйму времени, особенно на больших глубинах. Технология гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), она же колтюбинг, позволяет вести ремонт без глушения, с непрерывной циркуляцией технологических жидкостей и куда быстрее [5-9]. Поэтому разобраться, как и где ГНКТ может пригодиться при подземных ремонтах — задача более чем актуальная. Её решение напрямую повышает эффективность эксплуатации скважин.

В основе технологии — длинная непрерывная труба, намотанная на барабан. Её подают в скважину через специальное устьевое оборудование. Обычная колтюбинговая установка состоит из нескольких узлов: барабан с гибкой трубой, инжектор (он захватывает и подаёт трубу), П-образная мачта и пульт управления оператора. На рисунке 1 показана типовая схема.

Сердце установки — инжектор. Он двигает трубу в скважину и удерживает её вес. В инжекторе стоят две бесконечные цепи с гидроприводом, которые прижимаются к трубе через специальные башмаки или ролики. Ключевая деталь: усилие прижатия можно регулировать, чтобы не повредить трубу [10-15].



1 – автомобильное шасси; 2 – барабан с гибкой трубой;
3 – мачта; 4 – инжектор; 5 – пульт управления оператора
Рисунок 1. – Схема типовой колтюбинговой установки

Противовыбросовое оборудование для ГНКТ устроено сложнее, чем обычное ПВО для сборных труб. Оно состоит из нескольких секций: трубные плашки (герметизируют вокруг трубы), срезные (на аварийный случай — перерезают трубу), глухие (полностью перекрывают устье) и клиновые (удерживают вес колонны, если откажет инжектор).

Как это работает: труба непрерывно подаётся через герметизатор (лубрикатор) прямо в скважину, которая находится под давлением [16-20]. Глушить её не нужно — призабойная зона сохраняет естественную проницаемость. Оператор с пульта управления в реальном времени следит за глубиной спуска, нагрузкой на крюке, давлением в трубе и затрубье, скоростью подачи.

У колтюбинга хватает сильных сторон, которые во многих случаях делают его выбором номер один:

- **Работа на скважине под давлением.** Глушение не требуется — нет риска навредить пласту, и время на освоение скважины после ремонта сокращается.
- **Циркуляция без остановок.** Из-за отсутствия муфтовых соединений жидкость может циркулировать непрерывно, даже когда труба движется вверх или вниз. Это особенно ценно при промывке пробок и кислотных обработках.
- **Высокая скорость спуска-подъёма.** Труба ходит заметно быстрее сборных колонн, а значит, общее время ремонта и затраты снижаются.
- **Мобильность.** Установки монтируются на вездеходных шасси — их быстро доставляют на объект и разворачивают даже на тесных площадках.
- **Широкий спектр задач.** ГНКТ годится не только для обычных ремонтов, но и для многостадийного гидроразрыва пласта, зарезки боковых стволов, бурения тонких горизонтальных участков [21-24].

Практика использования колтюбинга, при всех его плюсах, сталкивается с рядом технических и эксплуатационных проблем. Главная: гибкая труба при сматывании с барабана и наматывании обратно испытывает многократные знакопеременные нагрузки. Это ведёт к усталостным повреждениям и ограничивает ресурс трубы. На деле ресурс часто оказывается ниже паспортного из-за абразивного действия песка и других твёрдых частиц в циркулирующей жидкости. Чтобы отслеживать состояние трубы, используют счётчики циклов и периодический неразрушающий контроль (дефектоскопию).

Нужны высококлассные специалисты. Управлять колтюбинговой установкой в сложных геологических условиях — дело тонкое, требующее и глубоких знаний, и солидного опыта. Ошибка в расчёте допустимых нагрузок или режимов циркуляции может привести к прихвату трубы, её обрыву или поломке внутрискважинного оборудования.

Организационные сложности: конструкцию скважин часто приходится адаптировать под ГНКТ. Внутренний диаметр лифтовой колонны должен свободно пропускать инструмент, а противовыбросовое оборудование — иметь подходящие проходные сечения и

выдерживать нужное давление [25-28]. Так что о применении колтюбинга лучше думать ещё на стадии проектирования скважин.

Гибкие насосно-компрессорные трубы — это действительно эффективный инструмент для подземных ремонтов. Они сильно экономят время, не вредят продуктивному пласту и расширяют список операций, которые можно выполнять в скважинах. Да, есть технические ограничения — ресурс трубы, не любой диаметр, — но колтюбинговые технологии не стоят на месте. Сегодня основные усилия направлены на создание более долговечных материалов, систем автоматического контроля усталостных повреждений и расширение линейки внутрискважинного оборудования для ГНКТ (компоновки для бурения, пакеры, клапаны-отсекатели). Дальнейшее развитие метода позволит эксплуатировать скважины с большей отдачей и снизить затраты на их обслуживание.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.
7. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.
9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

10. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

11. Давыдов А. Ю. Повышение надежности турбогенератора телесистемы ЗТС-42ЭМ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 433-437.

12. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.

13. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

14. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

15. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

16. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

17. Давыдов А. Ю. Виртуальные учебные лаборатории в образовательном процессе технического вуза / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 187-191.

18. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

19. Давыдов А. Ю. Применение 3D-моделирования при проведении лабораторных работ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 118-123.

20. Использование программы Zoom для проведения лекционных занятий / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 186-189.

21. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

22. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

23. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

24. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

25. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

26. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

27. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

28. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

УДК 622.276.054

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА 2УЭЦНМ 5-125-1200

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)
И.И. Валиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БМП-22-11)
М.Я. Хабибуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассмотрены направления совершенствования конструкции гидрозащиты электроцентробежного насоса 2УЭЦНМ 5-125-1200. Проанализированы эксплуатационные проблемы, возникающие при работе установки в условиях повышенной обводненности и газосодержания пластовой жидкости. Предложены конструктивные решения, направленные на повышение герметичности, компенсации температурных деформаций и увеличения межремонтного периода. Представлены сравнительные данные по надежности модернизированной конструкции.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, гидрозащита, 2УЭЦНМ 5-125-1200, надежность, герметизация, межремонтный период, температурная компенсация, модернизация.

UDC 622.276.054

IMROVEMENT OF THE HYDROPROTECTION DESIGN OF THE ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP 2UETSNM 5-125-1200

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
I.I. Valiev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)
M.Ya. Khabibullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article considers approaches to improving the hydroprotection design of the electric submersible pump 2UETSNM 5-125-1200. Operational issues related to high water cut and gas content are analyzed. Design solutions aimed at increasing tightness, thermal compensation efficiency and service life are proposed. Comparative reliability indicators are presented.

Keywords: electric submersible pump, hydroprotection, 2UETSNM 5-125-1200, reliability, sealing, overhaul period, modernization.

Электроцентробежные насосы серии 2УЭЦНМ широко применяются при добыче нефти из средне- и малодебитных скважин. Одним из наиболее ответственных узлов установки является гидрозащита, предназначенная для предотвращения проникновения пластовой жидкости в электродвигатель и компенсации изменения объема масла при нагреве [1-4].

В процессе эксплуатации насоса 2УЭЦНМ 5-125-1200 выявляются следующие характерные проблемы:

– износ уплотнительных элементов;
– снижение эффективности компенсации давления;
– попадание газа в полость гидрозащиты;
– термические деформации корпуса при работе на глубинах свыше 1000 м.

Анализ статистики отказов показывает, что до 30–35 % преждевременных выходов из строя УЭЦН связано именно с нарушением работы гидрозащитного узла [5-9].

Основные направления совершенствования конструкции:

1. **Модернизация уплотнительного узла.** Предлагается применение комбинированной схемы уплотнений: торцевое уплотнение в сочетании с эластомерной манжетой из фторкаучука, устойчивого к воздействию агрессивных сред и температур до 150 °C. Это позволяет снизить риск разгерметизации при колебаниях давления.
2. **Оптимизация системы компенсации объема.** В модернизированной конструкции используется двухкамерная система компенсации с эластичной диафрагмой увеличенного ресурса. Такое решение обеспечивает более плавную адаптацию к изменению температуры масла в электродвигателе.
3. **Применение антикоррозионных покрытий.** Внутренние поверхности корпуса гидрозащиты целесообразно защищать композиционным покрытием на основе эпоксидных смол, что уменьшает вероятность коррозионного разрушения.
4. **Повышение стойкости к газовым воздействиям.** В конструкции предусмотрен дополнительный газоотводящий канал, препятствующий накоплению свободного газа в зоне уплотнений [10-14].

Исходя из рисунка 1 видно, что при модернизированной конструкции межремонтный период увеличивается на ~27 %. Снижение вероятности отказа составляет порядка 8–10 % в годовом выражении (рисунок 2) [15-19].

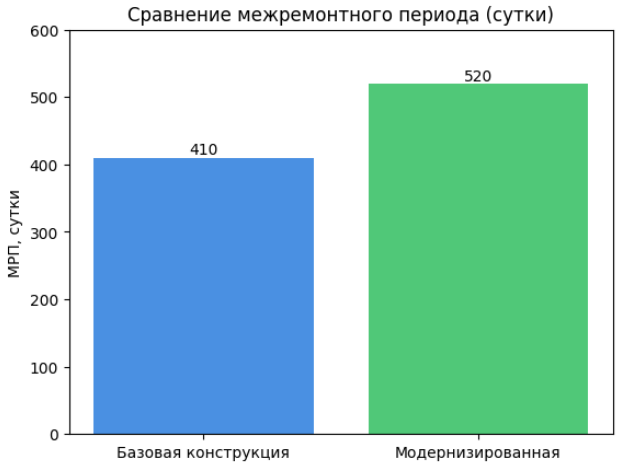


Рисунок 1 – Сравнение межремонтного периода (МРП)

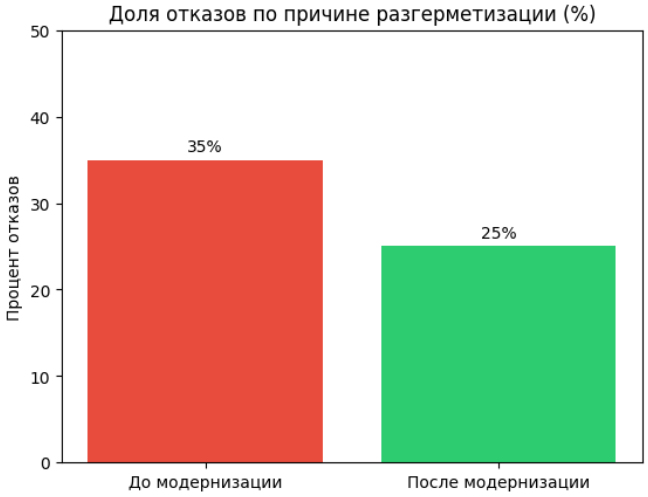


Рисунок 2 – Доля отказов по причине разгерметизации

Технический эффект модернизации:

1. Повышение герметичности узла.
2. Увеличение межремонтного периода более чем на 20 %.
3. Снижение эксплуатационных затрат на подъем и замену УЭЦН.
4. Повышение устойчивости работы в условиях повышенной температуры и обводненности.
5. Улучшение общей надежности установки при работе на глубинах до 1200 м.

Экономический расчет показывает, что при эксплуатации фонда из 50 скважин снижение числа внеплановых подъемов даже на 10 % позволяет существенно сократить затраты на капитальный ремонт и простой оборудования [20-24].

Таким образом, совершенствование конструкции гидрозащиты электроцентробежного насоса 2УЭЦНМ 5-125-1200 является эффективным направлением повышения надежности насосных установок. Предложенные конструктивные решения позволяют адаптировать оборудование к современным условиям добычи, характеризующимся ростом глубин, температур и осложняющих факторов [25-28]. В перспективе дальнейшее развитие может быть связано с внедрением интеллектуальных датчиков давления и температуры для мониторинга состояния гидрозащиты в режиме реального времени.

Список использованных источников:

1. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
2. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.
3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.
5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.
7. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле

– 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

10. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

11. Давыдов А. Ю. Повышение надежности турбогенератора телесистемы ЗТС-42ЭМ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 433-437.

12. Самостоятельная работа студента в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. С. Каримова, С. Ю. Ярошенко // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 134-137.

13. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

14. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

15. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

16. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

17. Давыдов А. Ю. Виртуальные учебные лаборатории в образовательном процессе технического вуза / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 187-191.

18. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

19. Давыдов А. Ю. Применение 3D-моделирования при проведении лабораторных работ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 118-123.

20. Использование программы Zoom для проведения лекционных занятий / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, И. А. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 186-189.

21. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

22. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

23. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

24. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

25. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

26. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

27. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

28. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

УДК 622.276

ЭТАПЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)
Д.З. Минивалиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БМП-22-11)
Л.З. Зайнагалина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассмотрены основные этапы автоматизированного проектирования нефтегазового оборудования с использованием современных систем автоматизированного проектирования. Показана роль цифровых технологий на стадии разработки конструкции машин и узлов, применяемых в нефтегазовой отрасли. Проанализированы особенности создания трехмерных моделей, проведения расчетов прочности и оптимизации параметров оборудования. Отмечено, что внедрение автоматизированных систем проектирования позволяет повысить точность инженерных расчетов, сократить сроки разработки и улучшить эксплуатационные характеристики оборудования.

Ключевые слова: автоматизированное проектирование, САПР, нефтегазовое оборудование, цифровая модель, инженерный анализ, оптимизация конструкции, трехмерное моделирование.

UDC 622.276

STAGES OF COMPUTER-AIDED DESIGN OF OIL AND GAS EQUIPMENT

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.Z. Minivaliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)
L.Z. Zaynagalina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article discusses the main stages of computer-aided design of oil and gas equipment using modern CAD systems. The role of digital technologies at the stage of developing the design of machines and assemblies used in the oil and gas industry is shown. The features of creating three-dimensional models, performing strength calculations and optimizing equipment parameters are analyzed. It is noted that the introduction of computer-aided design systems makes it possible to improve the accuracy of engineering calculations, reduce development time and improve the operational characteristics of equipment.

Keyword: scomputer-aided design, CAD, oil and gas equipment, digital model, engineering analysis, design optimization, 3D modeling.

Современное оборудование для нефтегазовой отрасли характеризуется высокой сложностью конструкции и строгими требованиями к надежности и безопасности в процессе эксплуатации. Даже если вы никогда не были на реальной буровой установке, несложно

представить: это гигантские машины, в которых каждая деталь должна работать как часы — иначе история может закончиться дорого и небезопасно. Такой высокий уровень ответственности с одной стороны подстёгивает инженеров к совершенству, а с другой — требует инструментов посерьёзнее, чем лист бумаги и карандаш [1-4].

Вот здесь-то и выходят на первый план системы автоматизированного проектирования, или попросту CAD (от английского Computer-Aided Design). Если лет двадцать назад проектирование сложной насосной станции запросто могло занять месяцы (и порой выглядело как бесконечная правка чертежей), сегодня многие маршруты мысли и расчетов уже переведены в цифровую плоскость. Системы CAD теперь заменяют собой целые этажи инженеров-расчётчиков: моделируют геометрию изделий, считают нагрузки или предупреждают о слабых местах ещё задолго до появления первой железки.

Как вообще строится процесс автоматизированного проектирования оборудования для нефтегаза? Тут есть своя логика и последовательность.

Сначала формируется техническое задание: здесь всё зависит от задач — какие параметры нужны, что пропускать будет оборудование, под каким давлением и температурой, какие материалы допустимы по условиям эксплуатации. Думаете это простая «бумажка»? На самом деле ТЗ — нерв всего процесса; если промахнуться тут, ошибки потом могут стоить миллионы [5-9].

Следующая станция — концептуальная модель. Обычно это принципиальная схема – какой конструкции будет насос или арматура, как пойдут потоки, где что располагается. В современных CAD-системах можно сразу выстроить базовую 3D-модель — получают что-то вроде «скелета», на который дальше будут наращивать детали.

Потом идёт детальная 3D-модель. Вот здесь инженер уже буквально видит устройство со всех сторон — вращает его на экране, смотрит изнутри в разрезе. Ювелирная точность нужна не только для красоты: обнаружить пересечения или конструктивные конфликты удобнее сейчас, чем выяснить их после прихода первой партии деталей с завода [10-14].

Затем вступает в игру инженерный анализ: начинается увлекательный этап «а выдержит ли». Используются методы численного моделирования (например, конечно-элементный анализ) чтобы проверить – а если рванёт давление в трубопроводе, выдержат ли крепёжные элементы? Или если усадит морозом — где материал поведёт себя хуже всего?

После анализа — оптимизация: задача проста: сделать легче, дешевле и надёжнее одновременно. Бывает, что приходится выкрутиться ради пары лишних месяцев безремонтной работы или снять из конструкции лишние килограммы (это потом оборачивается экономией на материалах и транспортировке) [15-19].

Финальный аккорд — оформление документации. Тут CAD-системы берут всю рутинную работу на себя: чертежи комплектов деталей появляются автоматически по утвержденной 3D-модели. Весь комплект соответствует стандартам (например ГОСТу) — значит у производственников меньше вопросов по ходу сборки.

Но весь смысл не только в скорости. Когда появляется цифровая модель изделия — её можно прогнать через виртуальные тесты прежде, чем тратить деньги на изготовление «железа». Например: инженеры меняют форму лопаток насоса прямо в компьютере и тут же видят — стали ли потоковые характеристики лучше или хуже. Экономия времени и денег такая существенная, что однажды попробовав без CAD работать уже никто не хочет вернуться к старым методам [20-24].

Причём мир не стоит на месте. Сейчас активно внедряется идея цифровых двойников — когда созданная 3D-модель сопровождает изделие все годы его работы: считается ресурсы компонентов по фактическим режимам эксплуатации (что добавляет прозрачности владельцам оборудования). А искусственный интеллект учится прогнозировать износ и рекомендовать оптимальное время замены деталей [25-28].

Практические примеры можно перечислять долго. Вот совсем живой случай: инженеры одной из компаний проектировали новую серию задвижек для магистральных трубопроводов. Старый способ предполагал недели согласований между отделами;

благодаря корректно настроенной среде автоматизированного проектирования все ключевые специалисты увидели одну цифровую модель с комментариями друг друга в реальном времени — итог: запуск производства ускорился почти в два раза .

Особенно хороши CAD при работе с современной трубопроводной арматурой; тут масса нюансов взаимной посадки деталей (поищите пересечения вручную – занятие грустное). Теперь же трёхмерная сборка ясно показывает проблемы до начала производства. Количество гарантийных случаев снизилось заметно.

Не забудем про калькуляцию нагрузок: современные программные комплексы умеют подсчитать всю динамику вибраций, температуры или давления на каждый миллиметр детали еще до того, как кто-то закажет первую заготовку на заводе.

Есть один бонус функции автоматизации: команды из разных отделов начинают общаться эффективней – цифровой прототип доступен всем участникам проекта онлайн; исчезают споры вроде «я думал вы это так поймёте». Все говорят о конкретике одной общей модели.

Резюмируя всё вышесказанное... Сегодня невозможно всерьёз создавать современное нефтегазовое оборудование без интеграции комплексных цифровых решений на базе CAD-систем. Это уже давно не роскошь и не замена «бумажной волоките», а прямой путь к более надёжным конструкциям за разумные сроки и деньги. Следующий виток эволюции – глубокая интеграция искусственного интеллекта и полное сопровождение изделий цифровыми двойниками сколько хватит эксплуатационного срока техники. И кажется мне, те компании которые научатся первыми доверять машинам рутинную механику проектирования – быстро окажутся впереди рынка.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

2. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

6. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

7. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

8. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

9. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

10. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

11. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

12. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

13. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

14. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

15. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

16. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

17. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

18. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего

образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

19. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

20. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

21. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

22. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

23. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

24. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

25. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

26. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

27. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

28. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

УДК 622.276

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)

Д.З. Минивалиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БМП-22-11)
Л.З. Зайнагалина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассмотрены особенности применения автоматизированных систем управления технологическими процессами в нефтегазовой отрасли. Проанализированы основные функции систем автоматизации при добыче, подготовке и транспортировке углеводородного сырья. Рассмотрены структура и ключевые элементы автоматизированных систем управления, включая датчики, контроллеры и программные комплексы. Отмечено, что внедрение современных систем управления способствует повышению эффективности работы оборудования, снижению эксплуатационных затрат и увеличению надежности технологических процессов.

Ключевые слова: автоматизация, АСУ ТП, нефтегазовая отрасль, технологический процесс, датчики, программируемые контроллеры, диспетчеризация, промышленная автоматизация.

UDC 622.276

AUTOMATED PROCESS CONTROL SYSTEMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.Z. Minivaliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)
L.Z. Zaynagalina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article discusses the application of automated process control systems in the oil and gas industry. The main functions of automation systems in production, preparation and transportation of hydrocarbons are analyzed. The structure and key components of automated control systems, including sensors, controllers and software systems, are considered. It is noted that

the introduction of modern control systems improves equipment efficiency, reduces operating costs and increases the reliability of technological processes.

Keywords: automation, APCS, oil and gas industry, technological process, sensors, programmable controllers, dispatching, industrial automation.

Современные предприятия нефтегазовой отрасли описываются высокой сложностью технологических процессов и значительными объемами добычи и переработки нефти. Для обеспечения стабильной и безопасной работы оборудования требуется постоянный мониторинг датчиков и оперативный контроль режимов работы [1-4].

Эти задачи решаются с помощью автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), которые собирают, обрабатывают и анализируют информацию о состоянии оборудования и параметрах окружающей среды. Использование таких систем позволяет повысить эффективность производства, снизить влияние человеческого фактора и обеспечить стабильность технологических операций.

Про автоматизированные системы управления в нефтегазовой отрасли не формально, а по-человечески — как если бы вы заглянули ко мне на смену и спросили: «А зачем вообще вся эта автоматика и как это устроено?»

Вот представьте: современный нефтеперерабатывающий завод — это огромный организм, где одновременно работают сотни технологических установок. Тут все гонится, греется, делится, смешивается и уходит по трубопроводам дальше. Теперь добавьте к этому специфику масштаба: любое малейшее отклонение в параметрах — давление, температура или расход — может обойтись дорого (и не только в рублях). Контролировать такие процессы вручную просто нереально. Если опустить мелкие детали, то человеческий глаз и рука тут попросту не поспевают: слишком быстро всё меняется и слишком многое может пойти не так.

Вот тут на сцену выходят автоматизированные системы управления технологическими процессами — или проще, АСУ ТП. По сути они становятся нервной системой завода: без сбоев собирают данные с датчиков, анализируют происходящее и моментально реагируют на изменения. Например, небольшой скачок давления? Система сама решит, как выровнять параметры — оператор только получит уведомление [5-9].

Как это работает изнутри? Представьте трёхэтажную структуру. На первом этаже живут самые простые игроки — датчики. Они как фоторецепторы у нас с вами: ничего больше не умеют, кроме как «видеть» свой маленький участок мира — температуру в трубе или уровень жидкости в баке. Им наверх поступает сигнал.

Второй этаж занимают контроллеры (условно — мозжечок завода). Эти ребята сразу решают — что делать с тем, что сообщают датчики. Где нужно подрегулировать вентиль или подключить резервный насос? Всё происходит без вмешательства оператора.

А вот верхний этаж похож на башневую комнату с панорамными окнами. Операторы видят перед собой схему установки с обновляемыми в реальном времени параметрами. Их задача — следить за «большой картиной», оперативно реагировать на нестандартные ситуации и иногда корректировать настройки по мере необходимости [10-14].

Функций у этих систем хватает на целый список: начиная с непрерывного слежения за всеми ключевыми точками процесса до диагностики оборудования (это уже набор инструментов врача для нашей производственной машины), хранения истории данных (без этого ни одна серьезная эксплуатация невозможна), и заканчивая предотвращением аварий. Сколько раз автоматическая защита спасла завод от серьёзных последствий при внезапном скачке давления или утечке газа!

Сферы применения у этой автоматики тоже очень широкие: от скважин (где приходилось бы держать круглосуточную смену обслуживающего персонала где-нибудь в тундре) до финальной стадии транспортировки нефти или газа. Особенно выручают системы удалённого мониторинга: сидишь ты себе на центральном диспетчерском пункте в цивилизации, а данные по всем удалённым объектам уже у тебя перед глазами [15-19].

Когда компании внедряют такие системы — эффект виден очень быстро. Резко снижается количество поломок и внештатных ситуаций (простои из-за человеческой ошибки постепенно уходят в прошлое). Выходы из строя оборудования стали редкостью, персонал работает безопаснее. И банально правды ради — энергоресурсов удаётся экономить больше, потому что автоматика отлично поддерживает оптимальные режимы работы.

Понятно, что всё это не появляется «по щелчку». Любая работающая система создаётся совместно инженерными командами: тут вместе думают специалисты по автоматике, программисты (без надёжного софта далеко не уедешь) и опытные технологи производства. Только учитывая реальные рабочие условия, можно сделать систему удобной для жизни – здесь компромиссы неизбежны [20-24].

Автоматизация имеет особое значение именно там, где не хочется рисковать жизнью людей — например, на насосных станциях или компрессорных блоках вдали от городских огней. Один неконтролируемый скачок давления или температурный перегрев оборудования может закончиться аварией федерального масштаба; тут системы защиты мгновенно отключают нужные сегменты оборудования или подают сигнал «тревоги», чтобы минимизировать последствия еще до вмешательства человека [25-28].

Что касается будущего этого направления... Уже сейчас многие процессы становятся частью промышленного интернета вещей (IoT): тысячи устройств связаны друг с другом единой сетью передачи данных с «умными» алгоритмами предиктивной диагностики. В реальности это означает меньше неожиданных остановок оборудования и более предсказуемую эксплуатацию всей большой инфраструктуры.

Всё это превращает АСУ ТП в обязательную часть ДНК современной нефтегазовой отрасли: она нужна не просто ради сокращения расходов и повышения КПД (хотя кто будет спорить против экономии?). Она реально защищает людей от ошибок и опасностей труда на сложных промышленных объектах.

И чем дальше – тем заметнее роль «умных» систем в реальной работе предприятий: больше прозрачности для принятия решений руководителями и больше спокойствия для рядовых сотрудников, стоящих у пульта мониторинга – даже если этот пульт теперь можно держать буквально у себя в смартфоне из любой точки страны.

Список использованных источников:

1. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.

2. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса / М. С. Габдрахимов, К. Р. Фахриева, Л. М. Зарипова, Т. Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.

3. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

5. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов

с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

6. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

9. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

10. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

11. Бобоев А. А. Потенциал буровых башмаков используемых при строительстве скважин / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 84-87.

12. Применение цифровых технологий при подготовке лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Б. Б. Бобожонов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 131-134.

13. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

14. Давыдов А. Ю. Научно-исследовательская работа студентов / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. Г. Хабибуллина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 192-196.

15. Паспортизация компетенций направления подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Д. И. Сидоркин, В. А. Петров // Актуальные вопросы инженерного образования – 2016: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 63-67.

16. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

17. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

18. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

19. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

20. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

21. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

22. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

23. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

24. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

25. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

26. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

27. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

28. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

УДК 622.276.054.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
А.А. Новикова
(Институт нефти и газа УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Л.М. Зарипова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной работе рассматриваются проблемы эксплуатации центробежных насосов в условиях добычи высоковязкой нефти. Анализируются основные факторы, снижающие коэффициент полезного действия (КПД) установки: рост гидравлических потерь и ухудшение теплоотвода. Предложен метод модернизации проточной части рабочего колеса путем изменения геометрии лопаток. Приведены результаты моделирования в программном комплексе ANSYS CFX, показывающие снижение гидравлического сопротивления и повышение напора на 5-7%. Обоснована экономическая целесообразность применения модернизированных насосов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова: центробежный насос, высоковязкая нефть, УЭЦН, гидравлические потери, модернизация, ANSYS CFX, добыча нефти.

UDC 622.276.054.2

IMPROVING THE EFFICIENCY OF CENTRIFUGAL PUMPS IN HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
A.A. Novikova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,student BSN-22-11)
L.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This paper deals with the operational problems of centrifugal pumps in high-viscosity oil production. The main factors reducing the efficiency of the unit, such as increased hydraulic losses and impaired heat dissipation, are analyzed. A method for modernizing the impeller flow path by modifying the blade geometry is proposed. The results of simulation in the ANSYS CFX software package are presented, showing a reduction in hydraulic resistance and a head increase of 5-7%. The economic feasibility of using modernized pumps in fields with hard-to-recover reserves is substantiated.

Keywords: centrifugal pump, high-viscosity oil, ESP, hydraulic losses, modernization, ANSYS CFX, oil production.

Добыча нефти в современных условиях характеризуется истощением легкодоступных запасов и переходом к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, высоковязкой нефти (ВВН). Доля ВВН в структуре остаточных запасов России неуклонно растет. Основным механизированным способом добычи является использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Однако, работа стандартных центробежных насосов на вязкой жидкости сопровождается резким падением напорно-расходных характеристик и КПД [1-4].

При увеличении вязкости перекачиваемой среды возрастают силы трения в проточной части насоса. Это приводит к перераспределению поля скоростей и давления в межлопаточных каналах рабочего колеса. Основные потери энергии классифицируются на гидравлические (трение жидкости о стенки и вихреобразование), объемные (перетоки через уплотнения) и механические [5-9]. Целью данной работы является поиск конструктивных решений для минимизации гидравлических потерь.

В ходе исследования была проанализирована стандартная модель рабочего колеса ЭЦН-5-125. С использованием CAD-системы была создана 3D-модель проточной части [10-14]. Модернизация заключалась в изменении угла установки лопатки на входе (β1) с 25° до 30° и увеличении толщины выходной кромки лопатки для обеспечения большей жесткости при работе в высоковязкой среде. Моделирование турбулентных течений проводилось в программном пакете ANSYS CFX с использованием SST-модели турбулентности. В качестве рабочей жидкости задавалась нефть плотностью 920 кг/м³ и вязкостью 150 мПа·с [15-19].

Результаты численного эксперимента показали следующее. В базовой модели наблюдались зоны интенсивного вихреобразования на тыльной стороне лопатки, что создавало дополнительные гидравлические сопротивления. В модернизированной модели поток стал более равномерным. Распределение скоростей на выходе из рабочего колеса выровнялось.

Таблица 1 – Сравнение характеристик насосов

Параметр	Базовая модель	Модернизированная модель	Изменение, %
Напор (при Q = 100 м³/сут), м	4,2	4,48	+6,7
Гидравлический КПД, о.е.	0,51	0,55	+7,8
Мощность (потребляемая), кВт	2,4	2,35	-2,1

Полученные данные свидетельствуют о том, что оптимизация геометрии лопатки позволяет снизить гидравлическое сопротивление проточной части. Увеличение напора даже на 5-7% в одной ступени при общей длине насоса в 100-200 ступеней дает существенный прирост энергии, подводимой к пластовой жидкости. Это позволяет либо увеличить дебит скважины, либо снизить необходимое количество ступеней, что экономит металл и упрощает конструкцию [20-24].

Таким образом, применение методов вычислительной гидродинамики (CFD) на этапе проектирования позволяет создавать насосы, адаптированные под конкретные условия вязкости. Предложенная модернизация профиля лопатки рабочего колеса является

экономически эффективным способом повышения надежности и производительности УЭЦН в скважинах с высоковязкой нефтью [25-28]. Внедрение таких насосов позволит продлить межремонтный период работы скважинного оборудования и снизить удельные затраты на электроэнергию.

Список использованных источников:

1. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

2. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

3. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

7. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

8. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

9. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

10. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

12. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

13. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

14. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

15. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

16. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

17. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

18. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

19. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

20. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

21. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

22. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

23. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-

методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

24. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

25. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

26. Давыдов А. Ю. Применение системы APM FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

27. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, М. Л. Галимуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. З. Зайнагалина, Г. А. Стройкин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 331-334.

28. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

УДК 622.276.53:621.822.6

РАЗРАБОТКА РОЛИКОВОГО ПОДШИПНИКА С КОМБИНИРОВАННЫМ СЕПАРАТОРОМ ДЛЯ РЕДУКТОРА ПРИВОДА ШТАНГОВОГО НАСОСА

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
А.А. Новикова
(Институт нефти и газа УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Р.И. Сулейманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается проблема низкой надежности опорных подшипников редукторов приводов штанговых глубинных насосов (ШГН), работающих в условиях циклических ударных нагрузок и затрудненного смазывания. Предложено техническое решение, основанное на модернизации сепаратора роликового подшипника путем создания комбинированной конструкции «металлическая основа + полимер-композитное покрытие». Описана конструкция, обоснован выбор материалов, предложена

технология изготовления. Разработана бизнес-модель стартапа по производству ремонтных комплектов для нефтесервисных предприятий. Приведены результаты оценки экономической эффективности предлагаемого решения.

Ключевые слова: штанговый глубинный насос, редуктор РЦД-400, роликовый подшипник, комбинированный сепаратор, полимер-композитное покрытие, стартап, нефтегазовое оборудование.

UDC 622.276.53:621.822.6

DEVELOPMENT OF A ROLLER BEARING WITH A COMBINED SEPARATOR FOR A ROD PUMP DRIVE GEARBOX

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
A.A. Novikova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)
R.I. Suleimanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article addresses the problem of low reliability of support bearings in gearboxes of sucker rod pump drives operating under cyclic impact loads and difficult lubrication conditions. A technical solution is proposed based on the modernization of the roller bearing cage by creating a combined "metal base + polymer-composite coating" design. The design is described, the choice of materials is justified, and a manufacturing technology is proposed. A business model for a startup producing repair kits for oilfield service companies has been developed. The results of an economic efficiency assessment of the proposed solution are presented.

Keywords: sucker rod pump, RCD-400 gearbox, roller bearing, combined cage, polymer-composite coating, startup, oil and gas equipment.

Штанговые глубинные насосы (ШГН) остаются основным средством механизированной добычи нефти в Российской Федерации, обеспечивая эксплуатацию более 60% фонда добывающих скважин [1-4]. Ключевым элементом привода ШГН является цилиндрический двухступенчатый редуктор (типа РЦД), преобразующий вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение балансира станка-качалки.

Анализ эксплуатационной надежности приводов ШГН, проведенный ведущими нефтесервисными компаниями, показывает, что до 40% отказов редукторов происходит по причине разрушения опорных подшипников качения, преимущественно на промежуточном и тихоходном валах [5-9]. Основными факторами, лимитирующими ресурс стандартных подшипников (ГОСТ 333-79), являются:

- знакопеременные и ударные нагрузки, обусловленные кинематикой станка-качалки;

- высокая вибрационная нагруженность;
- затрудненные условия смазывания, особенно в пусковых режимах и при низких температурах;
- абразивное воздействие загрязнений, проникающих через уплотнения валов.

В сложившихся условиях задача повышения ресурса подшипниковых узлов редукторов ШГН приобретает высокую актуальность как с технической, так и с экономической точек зрения. Целью настоящей работы является разработка конструктивно-технологического решения, направленного на увеличение наработки на отказ опорных подшипников редуктора привода ШГН, и обоснование коммерческого потенциала предлагаемой разработки.

Объект исследования и анализ проблемы

В качестве базового объекта исследования выбран цилиндрический двухступенчатый редуктор РЦД-400 в составе привода станка-качалки СКД8-3,0-4000. Данный тип редуктора широко распространен на нефтепромыслах Волго-Уральского и Западно-Сибирского регионов.

Конструкция редуктора включает три вала (быстроходный, промежуточный, тихоходный), установленных на роликовых конических подшипниках. Наибольшие нагрузки испытывает подшипник №7318 тихоходного вала, воспринимающий усилия от кривошипно-шатунного механизма [10-14].

Анализ разрушений подшипников, вышедших из строя при эксплуатации, показывает, что в 65% случаев первичным очагом отказа является разрушение сепаратора – детали, разделяющей и ориентирующей тела качения. Стандартные штампованные стальные сепараторы не обладают достаточной демпфирующей способностью для гашения ударных нагрузок и не обеспечивают удержания пластичной смазки в контактной зоне при вибрациях.

Предлагаемое техническое решение

В качестве прототипа для разработки усовершенствованной конструкции использован патент RU 2744196C1 «Сепаратор подшипника качения, подшипник качения и способ изготовления сепаратора» [15-19]. В данном патенте предложена идея создания сепаратора с комбинированной структурой, сочетающей прочность металлического каркаса и трибологические свойства полимерного покрытия.

Развивая данную концепцию применительно к условиям эксплуатации редуктора ШГН, предлагается следующая конструкция комбинированного сепаратора:

1. Несущая основа – изготавливается из низкоуглеродистой стали (например, 08кп) методом штамповки или из спеченного порошкового материала на железной основе. Основа обеспечивает механическую прочность, жесткость и точность геометрии сепаратора [20-24].

2. Рабочее полимер-композитное покрытие – наносится на внутренние поверхности карманов сепаратора, контактирующие с телами качения. В качестве материала покрытия предлагается использовать композицию на основе полиамида ПА-66, армированного дисульфидом молибдена (MoS_2) или графитом.

Выбор данного композита обусловлен следующими преимуществами:

- высокие антифрикционные свойства (коэффициент трения по стали снижается на 30-40%);
- способность к удержанию смазочного материала в микропорах;
- демпфирование ударных нагрузок за счет упругости полимерной матрицы;
- совместимость с пластичными смазками, применяемыми в редукторах.

Технология изготовления

Предлагаемая технология изготовления комбинированного сепаратора включает следующие этапы:

1. Изготовление металлической основы (штамповка или порошковая металлургия).
2. Обезжиривание и активация поверхности.
3. Нанесение полимер-композитного покрытия в зоны карманов методом литья под давлением или спекания в специальной оснастке.

4. Механическая обработка (калибровка) посадочных мест.

Возможен также альтернативный вариант – прямое аддитивное изготовление сепаратора методом селективного лазерного спекания (SLS) металлополимерных порошковых композиций, что позволяет создавать градиентные структуры с переменными свойствами по объему детали [25-28].

Ожидаемые технические эффекты

Внедрение разработанного подшипника с комбинированным сепаратором в конструкцию редуктора РЦД-400 позволит:

- увеличить ресурс подшипникового узла на 30-50% за счет снижения интенсивности изнашивания и повышения усталостной долговечности;
- повысить устойчивость к работе в условиях временного "масляного голодания" (пусковые режимы, низкие температуры);
- снизить виброактивность редуктора за счет демпфирующих свойств полимерного слоя;
- уменьшить вероятность заклинивания подшипника при разрушении сепаратора.

Список использованных источников:

1. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

2. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

3. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

4. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

5. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

6. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

7. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

8. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

9. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

10. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

12. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

13. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

14. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

15. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

16. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

17. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

18. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

19. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

20. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

21. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-

методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

22. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

23. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

24. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

25. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

26. Активное использование информационных технологий в учебном процессе в техническом вузе / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, М. Л. Галимуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Р. Г. Хабибулина, А. М. Табишев // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 198-202.

27. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

28. Двигатель забойный винтовой 7LZ172 с повышенной надёжностью трансмиссионного вала / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, В. А. Петров, М. Л. Галимуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. З. Зайнагалина, Г. А. Стройкин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 331-334.

УДК 622.276

УСТАНОВКА СКВАЖИННАЯ ШТАНГОВАЯ НАСОСНАЯ. ИЗМЕНЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОТТЯГИВАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА НА ПОВОРОТНЫЙ МЕХАНИЗМ ВИНТОВОГО ТИПА

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)

В.Р. Фазлиев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БМП-22-11)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Г. М. Астафьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается один из вариантов усовершенствования традиционного оттягивающего устройства на винтовой поворотный механизм установки скважинной штанговой насосной. Конструктивные особенности, принцип работы, преимущества и экономический эффект.

Ключевые слова: насос, поворотный механизм, оттягивающее устройство, винтовой привод, оптимизация, надежность.

UDC 622.276

WELL PUMP ROD INSTALLATION. CHANGE OF THE DESIGN OF THE PULLING DEVICE TO A ROTARY SCREW MECHANISM

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
V.R. Fazliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)
L.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article discusses one of the options for improving the traditional pulling device on the screw rotary mechanism of the well rod pumping unit. Design features, operating principle, advantages, and economic effect.

Keywords: pump, rotary mechanism, pulling device, screw drive, optimization, reliability.

Установка скважинного штангового насоса (УСШН) остается основным средством механизированной добычи нефти на малодебитных и сложных скважинах. Ключевым узлом, обеспечивающим преобразование вращательного движения редуктора в возвратно-поступательное движение балансира, является поворотный механизм [1-4]. Его надежность и эффективность напрямую влияют на бесперебойность работы всей установки, нагрузку на редуктор и штанговую колонну. Традиционная конструкция с тросовым (цепным) оттягивающим устройством и противовесом имеет ряд эксплуатационных недостатков. Внедрение винтового поворотного механизма представляет собой прогрессивное решение для оптимизации работы УШН.

1. Недостатки традиционной конструкции поворотного механизма с оттягивающим устройством.

Классический поворотный механизм включает шатун, траверсу, оттяжные тросы (цепи) и противовес. Его основная функция — обеспечение возврата головки балансира в исходное положение при ходе вверх и выравнивание неравномерности нагрузки. Основные недостатки данной конструкции:

Высокий износ динамических элементов: Тросы (цепи) и их крепления подвержены постоянным знакопеременным нагрузкам, усталостным напряжениям, коррозии, что приводит к обрывам. Обрыв троса — аварийная ситуация, ведущая к простою и риску повреждения оборудования [5-9].

Необходимость частого обслуживания: требуется регулярная проверка натяжения, смазка, замена тросов, регулировка положения противовеса. Работы проводятся вручную, часто в неблагоприятных погодных условиях, что увеличивает трудоемкость и риск травматизма.

Ограниченная регулировка: Точная настройка хода в рамках данной конструкции затруднена. Смещение противовеса — грубая и трудоемкая операция.

Повышенная металлоемкость и габариты: Система противовесов и оттяжек требует дополнительного пространства вокруг установки [10-14].

2. Конструкция и принцип работы винтового поворотного механизма Предлагаемое решение заключается в полной замене узла трос-траверса-противовес на механизм с винтовой парой.

Основные компоненты:

1. Приводной электродвигатель (или гидромотор) с частотным преобразователем.

2. Винтовая передача Высокоточный механизм, преобразующий вращение двигателя в линейное перемещение.

3. Тяговый шток: жестко соединен с гайкой винтовой пары и через шарнирное соединение с балансиром.

4. Направляющая конструкция: обеспечивает строго линейное движение штока без перекосов.

5. Система управления: Контроллер, синхронизированный с работой станка-качалки, управляет реверсивным двигателем.

Принцип работы**:** Вместо пассивного возврата балансира силой тяжести противовеса, новый механизм активно управляет его движением в обоих направлениях. При ходе полированного штока вниз двигатель через винтовую пару обеспечивает контролируемое опускание головки балансира. При ходе вверх — приводит его в исходное положение. Система управления позволяет точно программировать закон движения, скорость и крайние положения [15-19].

3. Сравнительные преимущества винтового механизма

Повышенная надежность**:** Отсутствие изнашиваемых тросов, цепей и массивных противовесов. Шарико-винтовая пара имеет сравнительно больший ресурс работы при соблюдении условия герметичности корпуса.

Снижение эксплуатационных затрат: Практически исключаются регламентные работы по замене и подтяжке тросов. Требуется лишь периодический мониторинг состояния винтовой пары и смазки [20-24].

Повышение безопасности: Устранение риска обрыва троса. Все движущиеся части закрыты кожухом. Обслуживание сводится к минимуму.

Точное управление и адаптивность**:** Частотное регулирование позволяет:

Плавно запускать и останавливать установку.

Адаптировать закон движения под конкретные условия пласта (например, для скважин с песком или газом).

Точнее регулировать длину хода балансира.

- Улучшенная кинематика: Жесткая кинематическая связь исключает колебания и удары, характерные для тросовых систем, что снижает вибрацию и положительно сказывается на ресурсе всего оборудования.
- Компактность: Механизм имеет меньшие габариты, что упрощает монтаж и обслуживание компоновки на кусте скважин.

4. Ожидаемый технико-экономический эффект от внедрения

1. Сокращение простоев: Исключение аварийных остановок, наиболее часто связанных с обрывом оттяжки.
2. Снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт**:** Экономия на материалах и фонде оплаты труда ремонтных бригад.
3. Повышение ресурса вспомогательного оборудования: Снижение динамических нагрузок положительно сказывается на ресурсе редуктора, штанг, подшипников балансира.

Замена устаревшего тросового оттягивающего устройства на активный винтовой поворотный механизм является весьма оправданным этапом модернизации парка УСШН. Это решение переводит узел из категории не ресурсного и ненадежного, требующего постоянного внимания, в категорию высоконадежного, управляемого и прогнозируемого по ресурсу агрегата [25-28]. Несмотря на более высокие первоначальные капитальные вложения, их окупаемость обеспечивается за счет значительного снижения операционных расходов, увеличения наработки на отказ и повышения общей технологической эффективности процесса добычи. Внедрение рекомендуется начинать с пилотных проектов на скважинах с высокой частотой отказов традиционной системы для объективной оценки фактического экономического эффекта.

Список использованных источников:

1. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.
2. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.
3. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.
4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.
5. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.
6. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

10. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

12. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

13. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

14. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

15. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

16. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

17. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

18. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

19. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы

научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

20. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

21. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

22. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

23. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

24. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

25. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

26. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

27. Внедрение технологий для увеличения периода работы нефтегазового оборудования / А. Ю. Давыдов, А. В. Шайдуллин, И. Ф. Галиуллина [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 596-602.

28. Давыдов А.Ю. Анализ методов очистки насосно-компрессорных труб от парафиновых отложений в скважинах / А.Ю. Давыдов, А.В. Шайдуллин, М.Л. Галимуллин, М.Я. Хабибуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 189-196.

УДК 622.276

СЕПАРАТОР ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ ОГ-200 С ОПТИМИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ РАЗЛОЖЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)
В.Р. Фазлиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-22-11)
Р.И. Сулейманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается решение по модернизации стандартного горизонтального сепаратора ОГ-200, направленное на повышение эффективности процесса разделения нефтегазовой эмульсии, главным элементом оптимизации является внедрение насоса-дозатора НД 100/250 в систему подачи реагента-деэмульгатора.

Ключевые слова: сепаратор, нефть, подготовка, месторождение, эмульсия, деэмульгатор, оптимизация.

UDC 622.276

HORIZONTAL SEPARATOR OG-200 WITH AN OPTIMIZED SYSTEM FOR DECOMPOSING WELL PRODUCT

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
V.R. Fazliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP -22-11)
R.I. Suleimanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The article discusses a solution for upgrading the standard horizontal separator OG-200 to improve the efficiency of oil and gas emulsion separation. The main element of optimization is the introduction of the ND 100/250 dosing pump into the reagent de-emulsifier supply system.

Keywords: separator, oil, preparation, field, emulsion, demulsifier, optimization.

Горизонтальный сепаратор типа ОГ-200 является широко применяемым на установках подготовки и перекачки нефти (УППН) для первичного разделения скважинной продукции на готовую нефть, пластовую воду и попутный нефтяной газ(ПНГ). Эффективность его работы оказывает непосредственное влияние на качество готовой продукции, определяет нагрузку на последующие технологические этапы и экономические показатели предприятия. Одним из важнейших факторов, определяющих качество сепарации, является процесс разрушения стойкой водонефтяной эмульсии, что в свою очередь требует точной дозировки реагента-деэмульгатора [1-4].

1.Проблематика традиционной эксплуатации ОГ-200

При традиционной схеме организации подачи деэмульгатора в поток на входе в сепаратор часто осуществляется по принципу «каплеобразования» или с помощью простых дозирующих устройств с ручной регулировкой. Эти методы имеют определенные технологические недостатки:

- Неравномерность дозирования: Скачки расхода, зависимость от давления в линии.
- Неточное дозирование: Перерасход или недостаточное количество, что не обеспечивает полного разрушения эмульсии.
- Отсутствие автоматизации**:** Невозможность оперативно корректировать дозу в зависимости от изменения состава и дебита скважинной продукции (обводненность, соленость, температура).
- Снижение эффективности сепаратора: неоптимальные условия для полноценного разрушения эмульсии, что приводит к повышенному содержанию воды в скважинной продукции и капельной жидкости в газе на выходе из ОГ-200, увеличивая нагрузку на отстойники и газовые сепараторы следующих ступеней [5-9].

Для устранения указанных недостатков предлагается внедрить в линию подачи деэмульгатора одноплунжерным насосом НД 100/250. Данный тип насоса обладает рядом характеристик, идеально подходит для покрытия задач точного дозирования реагента.

Принцип работы и преимущества насоса НД 100/250

Насос-дозатор НД 100/250 – это поршневой (плунжерный) агрегат с электромагнитным или моторным приводом, обеспечивающий строго дозированную подачу жидкости [10-14].

Высокая точность (±1%): Гарантирует подачу строго заданного объема реагента независимо от противодавления в нагнетательной линии.

Широкий диапазон регулировки производительности (от 0 до 100 л/ч): Позволяет гибко настраивать дозу реагента в зависимости от текущих технологических параметров.

Возможность интеграции в АСУ ТП**:** Насос может управляться аналоговым сигналом (4-20 мА) от контроллера, получающего данные от датчиков расхода многофазной смеси, плотномера или солевомера. Это позволяет реализовать схему пропорционального дозирования (например, литр реагента на тонну жидкости).

Надежность и стойкость**:** Контактные части насоса (клапаны, мембрана/плунжер) изготавливаются из химически стойких материалов (PTFE, Hastelloy, керамика), что обеспечивает долгий срок службы при работе с агрессивными реагентами.

Давление нагнетания до 250 бар**:** Позволяет впрыскивать реагент непосредственно в напорный трубопровод перед сепаратором [15-19].

Ожидаемый технологический и экономический эффект.

Внедрение системы дозирования на базе НД 100/250 в схему работы сепаратора ОГ-200 позволяет достичь следующих результатов:

- Повышение качества сепарации: Создание оптимальных и стабильных условий для коалесценции капель воды в нефти внутри сепаратора. Снижение содержания воды в нефти на выходе из сепаратора на 15-25%.

- Снижение расхода реагента**:** Точное дозирование исключает перерасход. Снижение расхода деэмульгатора может составлять от 10% до 30% в зависимости от исходной организации процесса.

- Стабилизация технологического режима**:** Уменьшение колебаний качества продукции, облегчение работы операторского персонала.

- Снижение эксплуатационных затрат**:** Уменьшение нагрузки и числа промывок для последующих ступеней очистки (отстойники, электродегидраторы), экономия на затратах на реагенты.

- Автоматизация и сбор данных**:** Возможность документирования и анализа режимов дозирования, что важно для оптимизации [20-24].

Модернизация горизонтального сепаратора ОГ-200 путем установки насоса-дозатора НД 100/250 представляет собой экономически обоснованное и технически эффективное решение [25-28]. Внедрение данной системы позволяет максимально реализовать конструктивный потенциал сепаратора ОГ-200, повысить общую эффективность работы установки подготовки и обеспечить стабильное соответствие качества продукции требуемым стандартам.

Список использованных источников:

1. Зарипова Л.М Вертикальный нефтегазовый сепаратор / Кутлуев М.И., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов М.С // В сборнике: Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. в 2-х томах. ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин - 2019. С. 339-342.

2. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

3. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

4. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

5. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

6. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле

– 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

10. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

11. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

12. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

13. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

14. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

15. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

16. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

17. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

18. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

19. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

20. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

21. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

22. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

23. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

24. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

25. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

26. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

27. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

28. Давыдов А. Ю. Применение управляющих экспертных систем для мониторинга работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом / А. Ю. Давыдов, Э. Ф. Велиев, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 6(138). – С. 5-9. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-6(138)-5-9.

УДК 622.276.53

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.Ю. Давыдов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Д.И. Фаткуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
И.Ф. Галиуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова

(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматриваются современные методы интенсификации добычи углеводородов, а именно технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах. Анализируются ключевые факторы, влияющие на успешность операции: геомеханические свойства пород, выбор агента разрыва и проппанта, конструкция заканчивания. Приводятся данные о методах оптимизации количества стадий и интервалов разрыва для максимизации притока.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), горизонтальная скважина, трещина, проппант, заканчивание скважин.

UDC 622.276.53

IMPROVING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.I. Fatkullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)
I.F. Galiyllina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum TechnologicalUniversity in the City of Oktyabrsky, assistant)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article discusses modern methods of hydrocarbon production intensification, namely, multi-stage hydraulic fracturing (MSF) technologies in horizontal wells. The key factors influencing the success of the operation are analyzed: geomechanical properties of rocks, selection of fracturing fluid and proppant, and completion design. Data on methods for optimizing the number of stages and fracturing intervals to maximize inflow are presented.

Keywords: hydraulic fracturing, horizontal well, fracture, proppant, well completion.

В условиях истощения традиционных месторождений с высокопроницаемыми коллекторами, нефтегазовая отрасль вынуждена вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы (ТрИЗ). К таким запасам относятся сланцевые толщи, низкопроницаемые терригенные и карбонатные коллекторы. Эффективная разработка данных объектов стала возможной благодаря синергии двух технологий: бурения горизонтальных скважин и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [1-4].

Гидроразрыв пласта заключается в создании высокопроводящих каналов (трещин) в призабойной зоне путем закачки жидкости под высоким давлением с последующим

расклиниванием их проппантом (расклинивающим агентом). Если в вертикальных скважинах создается, как правило, одна-две трещины, то в горизонтальном стволе длиной 1000–2000 метров можно создать десятки трещин, значительно увеличивая площадь дренирования. Однако проектирование МГРП остается сложной инженерной задачей. Неверный выбор интервалов или параметров закачки приводит к прорыву воды или газа из нецелевых горизонтов либо к низкой продуктивности скважины [5-9]. Целью данной работы является анализ современных подходов к повышению эффективности ГРП в горизонтальных скважинах.

Процесс проектирования ГРП можно разделить на три основных этапа: геомеханическое моделирование, выбор технологии заканчивания и дизайн самой закачки.

Ключевую роль играет построение геомеханической модели разреза. Для этого используются данные геофизических исследований скважин (ГИС), керновый материал и результаты испытаний. Важно определить профиль минимальных горизонтальных напряжений (стресс-профиль) по стволу скважины. Трещина ГРП всегда развивается перпендикулярно направлению минимального напряжения. Зная этот параметр, инженер может предсказать геометрию трещины (полудлина, высота, раскрытость) [10-14].

Современные методы заканчивания горизонтальных скважин для МГРП включают два основных подхода:

1. Технология «plug-and-perf» (Пробка и перфорация). В скважину спускается хвостовик, который затем цементируется. После этого в зону первой стадии на кабеле спускаются перфораторы для создания каналов связи с пластом, проводится закачка, после чего устанавливается разбуриваемая или гидравлическая пробка для изоляции отработанной стадии, и процесс повторяется для следующей зоны.

2. Заканчивание с муфтами ГРП. В состав хвостовика заранее включаются специальные муфты (скважинные клапаны), которые изначально закрыты. Для инициации первой стадии в скважину сбрасывается шар определенного диаметра, который садится в муфту, открывая порты для закачки. Шары и седла имеют разные диаметры для активации муфт снизу-вверх [15-19].

Ключевым моментом является выбор жидкости разрыва и проппанта. В низкопроницаемых коллекторах часто применяют «сшитые» гели (на основе гуара) для лучшего транспорта проппанта, либо более экологичные жидкости на основе полимеров. Проппант (керамический или кварцевый песок) подбирается по фракции и прочности, чтобы выдержать давление смыкания трещины.

Основные преимущества применения МГРП в горизонтальных скважинах очевидны:

- Увеличение охвата пласта. Дренируется огромный объем породы, который недоступен для вертикальной скважины.
- Экономическая эффективность. Затраты на бурение одного горизонтального ствола и проведение МГРП часто ниже, чем бурение нескольких вертикальных скважин для разработки того же участка.
- Возможность вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов (т.н. «сланцевая революция»).

Инновации в этой области направлены на повышение точности и снижение экологической нагрузки. Например, активно внедряется технология «зарезки» трещин в реальном времени с использованием оптоволоконных кабелей (DAS/DTS — распределенное акустическое и температурное sensing), спускаемых в скважину. Это позволяет видеть, какие именно интервалы работают, а какие нет [20-24]. Также развивается технология использования «сухого» проппанта (проппанта, несущего химические реагенты для борьбы с отложениями) и проппанта с пониженной плотностью.

Технология МГРП сталкивается с серьезными вызовами, ограничивающими ее применение и эффективность.

Во-первых, это экологические риски. Существует потенциальная опасность загрязнения грунтовых вод при некачественной изоляции пластов и возможности миграции

жидкости разрыва. Однако, современные исследования показывают, что основным источником загрязнения являются неглубокие утечки из наземных резервуаров, а не сам процесс разрыва на глубине [25-28].

Во-вторых, это значительное водопотребление. Для одного ГРП требуются десятки тысяч кубометров воды, что проблематично в засушливых регионах. В связи с этим развиваются технологии обратной закачки пластовых вод и использования «сухого» ГРП (нагнетание газожидкостных смесей), но они пока не получили массового распространения.

В-третьих, это сложность контроля геометрии трещины. Если трещина выйдет за пределы целевого пласта в водоносный горизонт или газовую шапку, добывающая скважина начнет давать воду или газ, что резко снижает рентабельность.

Таким образом, гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах является доминирующей технологией разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Успех операции напрямую зависит от качества геомеханического моделирования и правильного выбора технологии заканчивания. Основными трендами развития являются цифровизация процессов управления разрывом в реальном времени и совершенствование экологической безопасности метода. Дальнейшее развитие технологий, таких как бурение «рыбьих костей» (multilateral wells) в сочетании с микро-ГРП, позволит еще более эффективно извлекать углеводороды из низкопроницаемых коллекторов, минимизируя воздействие на окружающую среду.

Список использованных источников:

1. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

2. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

3. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

4. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

5. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

6. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

10. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

12. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

13. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

14. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

15. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

16. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

17. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

18. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

19. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

20. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы

научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

21. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

22. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

23. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

24. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

25. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

26. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

27. Внедрение технологий для увеличения периода работы нефтегазового оборудования / А. Ю. Давыдов, А. В. Шайдуллин, И. Ф. Галиуллина [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 596-602.

28. Давыдов А.Ю. Анализ эффективности работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов / А.Ю. Давыдов, А.А. Ситников, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 181-189.

УДК 620.197

ПОВЫШЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЁМ УВЕЛИЧЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ

А.Ю. Давыдов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.А. Хамидуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

И.Ф. Галиуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной статье рассматривается анализ влияния коррозионных процессов на работоспособность и ресурс металлического оборудования. Рассматриваются основные виды и механизмы коррозионного разрушения, а также методы борьбы с ними. Построена модель расчёта для оценки влияния коррозии, эксплуатируемые в агрессивной среде, на потери.

Ключевые слова: коррозия, виды механизмов коррозии, методы борьбы.

UDC 620.197

INCREASING THE OPERATING LIFE OF EQUIPMENT BY INCRESING ITS CORROSION RESISTANCE

A.Yu. Davydov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.A. Khamidullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23–11)
I.F. Galiyllina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum TechnologicalUniversity in the City of Oktyabrsky, assistant)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article discusses the analysis of the influence of corrosion processes on the performance and resource of metal equipment. It examines the main types and mechanisms of corrosion damage, as well as methods of controlling them. A calculation model has been development to assess of impact of corrosion on losses in aggressive environment.

Keywords: corrosion, types of corrosion mechanisms, methods of control.

Наряду с развивающимися технологиями и новыми материалами для строительства, золотым стандартом по-прежнему является металл. Однако основной проблемой металлов и их сплавов является склонность к медленному разрушению под воздействием окружающей среды. Этот процесс называется коррозией (от латинского «corrodere» - «разъедать») [1-4].

Основные проблемы изучения коррозионного процесса определяется следующими задачами:

• Повышение надёжности и безопасности работы оборудования. Разрушение критического оборудования может привести к авариям с катастрофическими последствиями.

• Экономическая целесообразность. Уменьшение материальных потерь, связанных с ремонтом вышедших из строя из-за ржавчины узлов и конструкций.

• Сохранение металлического фонда. Метал – это исчерпаемый ресурс. Его потери в следствии коррозии ведут не только к прямым финансовым потерям, но и дополнительным затратам на сырьё [5-9].

По мере освоение новых земель Арктики и Сибири проблема коррозии не теряет своей актуальности. Металл продолжает разрушаться при контакте с агрессивной окружающей средой, что ведёт к снижению надёжности конструкций и необходимости замены оборудования. Потери коррозионных процессов принято делить на две основные категории: прямые и косвенные.

• Под прямыми потерями понимаются стоимость замены оборудования, подвергшихся коррозии, затраты на перекраску конструкций, эксплуатационные затраты, связанные с катодной защитой трубопроводов. Также прямые потери включают в себя расходы, связанные с использованием коррозионностойких материалов и сплавов вместо углеродистой стали. По совокупной оценке различных источников, ежегодные потери от коррозии составляют 4% валового национального продукта [10-14].

• В свою очередь, косвенные потери от коррозии часто не имеют чёткой денежной оценки, но при этом могут многократно превышать стоимость самого ремонта. Например, при замене прокорродивавшего участка трубопровода затраты на замену – это прямые расходы. Однако к ним неизбежно добавляются убытки и простой скважины, затраты на логистику и транспортировку и так далее.

Косвенные потери составляют значительную долю в общей структуре коррозионного ущерба, однако их оценка является сложной проблемой. В ряде случаев потери вообще не могут исчисляться денежными единицами. К ним относятся аварии, связанные с взрывами, разрушением нефтехимического оборудования, происшествиями на производстве в ходе эксплуатации объекта. Таким образом, процесс коррозионного разрушения оказывает непосредственное и мощное влияние на надёжность и, как следствие, ведёт к значительным экономическим затратам на устранение её последствий [15-19].

В условиях Крайнего Севера – агрессивной среды, низких температур и высокой влажности – коррозия материалов протекает катастрофически быстро. Яркий пример: стальная бурильная труба (СБТ), ключевой элемент при бурении и строительстве скважин, имеет толщину стенки 7-11мм. При ненадлежащем уходе (длительное нахождение агрессивной среде, отсутствие ингибиторной защиты, хранение под открытым небом без укрытия от осадков и др.) скорость локальной коррозии может достигать 0,8-1мм в год. Соответственно, такая труба может полностью выйти из строя и потребовать замены уже через год или два. В случае же развития питтинговой (точечной) коррозии этот срок может оказаться ещё меньше. Только за один год неправильного хранения одна такая труба (при толщине стенок 9мм) безвозвратно теряет примерно 5,4кг стали из-за коррозии на 1 метр трубы. Хотя этот расчёт приведён для единичного случая, в реальности буровые предприятия оперируют сотнями и тысячами труб. Суммарные годовые потери металла для всего парка оборудования будут исчисляться десятками тонн, что наносит катастрофический ущерб экономике и экологии.

Толщина стенки трубы после корродирования, где δ_0, $\delta_{\text{пк}}$ – толщина стенок до и после коррозии:

$$\delta_{\text{пк}} = \delta_0 - 2 \cdot V_0 = 9 - 2 \cdot 0{,}9 = 7{,}2 \text{ мм}; \qquad (1)$$

Масса металлической трубы после корродирования, где m_0, m_1 -масса трубы до и после коррозии:

$$m_1 = m_0 \cdot \frac{\delta_{\text{пк}}}{\delta_0} = 26 \cdot \frac{7{,}2}{9} = 20{,}8 \text{ кг}; \qquad (2)$$

Потери массы после протекания коррозионного процесса, где М – потери на коррозию:

$$М = m_0 - m_1 = 26 - 20{,}8 = 5{,}2 \text{ кг;} \quad (3)$$

По механизму протекания коррозионные процессы классифицируют на три основных вида:

- Химическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой (газами, жидкостями), не сопровождающееся возникновением электрического тока.
- Электрохимическая коррозия – взаимодействие металла с электролитом, при котором происходит образование гальванического элемента и поток электронов.
- Биохимическая коррозия – разрушения металла вследствие жизнедеятельности микроорганизмов, выделяющих агрессивные метаболиты.

В условиях нефтегазового комплекса можно наблюдать все три механизма коррозии, причём зачастую они действуют совместно. Соответственно, система защиты также не может быть универсальна для какого-либо вида коррозии. Для каждого из них разрабатывают и комбинируют специфические методы, адаптированные к конкретной среде и типу оборудования [20-24].

Одним из основных наиболее эффективных методов защиты трубопроводных систем нефтегазового оборудования от химической коррозии является: использование ингибиторов для защиты, покрывающих металл тонкой «плёнкой». Защита от электрохимической коррозии основана на управлении токами, всегда возникающими при контакте металлического объекта с электролитом. С помощью методов анодная, то есть разрушающая, зона переносится с защищаемого сооружения на специальное анодное заземление либо на отдельные изделия-протекторы, изготовленные из более активного металла. Главное усилие – необходимо поддерживать надёжный электрический контакт между защищаемым объектом и этим внешним анодом Основными же методами борьбы с биохимической коррозии – это преждевременное обеззараживание, регулярная очистка и сушка [25-28].

Для повышения коррозионной стойкости металлических изделий и объектов необходим комплекс мер как на этапе подготовки материала, так и перед их эксплуатацией и хранением. Материал должен обладать соответствующим химическим составом: для сталей это означает легирование такими элементами, как хром, цинк, никель и другое, не должен содержать в больших количествах серу и фосфор. Лабораторные испытания и анализ практического опыта эксплуатации позволяют сформулировать следующие требования к химическому составу стали для повышения коррозионных стойкости труб НКТ: содержание углерода 0,35%, марганца 1%, хрома 1%, содержание серы и фосфора не более 0,032%.

Ключевыми методами борьбы с коррозионными процессами остаются комплексные меры, образующие единый цикл защиты: соблюдение эксплуатации и сохранения норм хранения, что является базовой профилактикой. Преждевременное выявление и устранение очагов коррозии является ключом к обеспечению максимальной надёжности оборудования и минимизации совокупных затрат на его техническое обслуживание в течение жизненного цикла.

Список использованных источников:

1. Хайруллин С. М. Оптимизированная конструкция клинового захвата ротора буровой установки / С. М. Хайруллин, А. Ю. Давыдов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов 2-ой международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 240-245.

2. Анализ показателей, влияющих на снижение энергоэффективности установки электроцентробежного насоса / А. Ю. Давыдов, Ш. Х. Насулложанов, И. А. Давыдов, Л. З. Зайнагалина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 77-80.

3. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334.

4. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431.

5. Ремонт плунжерной пары штангового трубного насоса / А. Ю. Давыдов, М. Л. Галимуллин, Л. З. Зайнагалина, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 423-426.

6. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

7. Давыдов А. Ю. Насос буровой НБТ-600 с виброзащитой корпуса насоса / А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 419-423.

8. Насос ЭЦНМ5-50-1400 для добычи абразивной жидкости / А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, О. В. Давыдова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 431-434.

9. Цифровая трансформация образования в техническом вузе / А. Ю. Давыдов, А. С. Луцко, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 14-19.

10. Improving the efficiency of putting oil deposits with hard-to-recover reserves of Western Siberia into development / E. R. Agishev, V. E. Andreev, V. Sh. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 2. – P. 080-090. – DOI 10.5510/ogp20230200849.

11. Using the method of analogies to increase the further development efficiency of the Devonian productive facilities of the Tuymazy and Bavly oil fields / A. R. Safiullina, I. N. Khakimzyanov, V. V. Mukhametshin [et al.] // SOCAR Proceedings. – 2023. – No. 3. – P. 131-143. – DOI 10.5510/ogp20230300895.

12. Особенности формирования цифровых компетенций в условиях освоения специальных дисциплин / А. Ю. Давыдов, Р. А. Гилязетдинов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 9-14.

13. Самостоятельная работа студента в учебном процессе по дисциплине «Основы нефтегазового дела» / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, И. Ю. Пронин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 189-191.

14. Новые технологии в дистанционном обучении / А. Ю. Давыдов, Р. И. Фазуллин, М. С. Токарев, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 170-175.

15. Дистанционное обучение: его преимущества и недостатки / А. Ю. Давыдов, Т. Г. Ишмухаметов, Р. И. Сулейманов, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего

образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 160-165.

16. Современные технологии электронно-дистанционного обучения / А. Ю. Давыдов, Э. М. Миннибаев, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 165-170.

17. Методы дистанционного образования / А. Ю. Давыдов, Р. Ф. Идиятуллин, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 156-160.

18. Плюсы и минусы использования платформы Zoom в образовательных целях / А. Ю. Давыдов, Д. В. Барсуков, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 148-152.

19. Электронные образовательные курсы / А. Ю. Давыдов, Р. Э. Ибрагимов, Л. З. Зайнагалина, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 152-156.

20. Преимущества и недостатки онлайн курсов / А. Ю. Давыдов, А. С. Малинин, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 295-299.

21. Модели дистанционного обучения и тенденции эффективности их применения в образовательном процессе / А. Ю. Давыдов, М. С. Токарев, Р. И. Фазуллин, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 299-304.

22. Влияние COVID-19 на преподавание технических наук / А. Ю. Давыдов, И. А. Фахрутдинов, М. Л. Галимуллин, О. В. Давыдова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 19-23.

23. Применение цифровых инструментов при преподавании дисциплин направления 21.03.01 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2022: материалы научно-методической конференции с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 219-223.

24. Повышение информативности лекционных занятий направления 15.03.02 презентационными материалами / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 176-180.

25. Применение современных методов обучения при преподавании дисциплин профиля «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» / Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 40-43.

26. Внедрение технологий для увеличения периода работы нефтегазового оборудования / А. Ю. Давыдов, А. В. Шайдуллин, И. Ф. Галиуллина [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с

Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 596-602.

27. Давыдов А.Ю. Инновационные материалы, используемые в электросистемах нефтегазовой промышленности / А.Ю. Давыдов, А.Ф. Латифуллин, Р.И. Сулейманов, О.В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 149-155.

28. Давыдов А.Ю. Применение технологии зарезки боковых стволов на Приразломном месторождении / А.Ю. Давыдов, Р.Э. Ибрагимов, Л.М. Зарипова, Р.И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023. Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 144-149.

УДК 622.276.054

ДИАГНОСТИКА ИЗНОСА ПОДШИПНИКОВ ЦЕНТРОБЕЖНГЫХ НАСОСОВ

Л.З.Зайнагалина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)
И. И. Валиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БМП-22-11)
М.Т.Сайфуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БМП-22-11)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В данной работе рассмотрены методы диагностики износа подшипников центробежных насосов, широко применяемых на объектах нефтегазовой отрасли. Проанализированы основные причины деградации подшипниковых узлов, включая механические, тепловые и гидродинамические факторы. Особое внимание уделено вибрационному анализу, температурному контролю и методам мониторинга смазочных материалов. Выделены характерные диагностические признаки дефектов и предложены направления повышения надежности насосного оборудования за счёт внедрения систем предиктивного обслуживания**.**

Ключевые слова: центробежный насос, подшипник, диагностика, вибрация, износ, надежность, мониторинг, предиктивное обслуживание.

UDC 622.276.054

DIAGNOSTICS OF WEAR OF CENTRIFUGICAL PUMP BEARINGS

L.Z.Zaynagalina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, docent)
I .I. Valiev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-22-11)
M.T.Saifullin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-22-11)

G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The paper considers methods for diagnosing bearing wear in centrifugal pumps widely used in the oil and gas industry. The main causes of bearing degradation, including mechanical, thermal and hydrodynamic factors, are analyzed. Particular attention is paid to vibration analysis, temperature monitoring and lubricant condition assessment. Typical diagnostic features of defects are identified and approaches to improving the reliability of pumping equipment through predictive maintenance are proposed.

Keywords: centrifugal pump, bearing, diagnostics, vibration, wear, reliability, monitoring, predictive maintenance.

Центробежные насосы являются одним из наиболее распространённых видов оборудования, при добыче нефти. Их надёжная работа во многом определяется состоянием подшипниковых узлов, воспринимающих радиальные и осевые нагрузки. Отказ подшипника может привести к аварийной остановке агрегата, повреждению ротора и увеличению затрат на ремонт. Подшипники качения, используемые в насосах, работают в условиях переменных нагрузок, повышенных температур и воздействия загрязнённой среды. В процессе эксплуатации происходит постепенное накопление дефектов, приводящих к ухудшению рабочих характеристик. К основным причинам износа относятся усталостное разрушение дорожек качения, попадание абразивных частиц.

На начальных стадиях дефекты особо не видны и не влияют сильно на работу агрегата. Но по мере развития повреждений возрастает уровень вибрации, увеличивается температура подшипника и снижается общий ресурс оборудования. Поэтому своевременная диагностика является основным фактором обеспечения надёжности насосных установок.

На практике применяется несколько основных методов контроля состояния подшипников:

- Вибрационный анализ, основанный на регистрации колебаний корпуса насоса и последующем спектральном разложении сигнала.
- Температурный контроль, позволяющий выявлять перегрев узлов трения.
- Анализ состояния смазочных материалов, включающий оценку содержания механических примесей и продуктов износа.
- Акустическая диагностика, фиксирующая высокочастотные сигналы, возникающие при развитии дефектов.

Наиболее лучшим считается вибрационный метод, потому что каждый тип дефекта имеет характерную частоту проявления. Например, повреждение наружного кольца подшипника сопровождается появлением устойчивых импульсов в спектре, а дефекты тел качения вызывают рост высокочастотной составляющей сигнала. Повышение температуры подшипникового узла часто говорит о недостатке смазки или увеличении трения. При этом даже незначительное превышение допустимых значений ускоряет процессы деградации материала. Анализ смазки позволяет выявить наличие металлических частиц, что указывает на активное разрушение рабочих поверхностей.

Среди эксплуатационных факторов, ускоряющих износ подшипников, можно выделить:

- Нарушение режимов работы насоса (перегрузка, кавитация);
- Ошибки монтажа;
- Загрязнение рабочей среды механическими примесями;
- Недостаточное качество технического обслуживания.

Для повышения ресурса подшипниковых узлов нужно применять комплексный подход:

- Внедрение систем непрерывного мониторинга параметров (вибрации, температуры);
- Использование современных смазочных материалов с улучшенными характеристиками;
- Повышение точности монтажа и балансировки ротора;
- Применение автоматизированных систем диагностики с элементами прогнозирования отказов.

Практика эксплуатации показывает, что внедрение систем диагностики позволяет снизить количество аварийных отказов насосов на 10–15 %. При этом увеличивается межремонтный период и снижаются затраты на техническое обслуживание.

Таким образом, диагностика износа подшипников центробежных насосов является важной задачей обеспечения надёжности нефтегазового оборудования. Своевременное выявление дефектов позволяет предотвратить развитие аварийных ситуаций и повысить эффективность эксплуатации насосных агрегатов.

Список использованных источников:

1. Давыдов А. Ю. Диагностика насосного оборудования на нефтепромыслах. — Уфа: УГНТУ, 2021. — 214 с.

2. Хисамутдинов И. Н., Абдрахманов Р. М. Эксплуатация и надежность насосных агрегатов. — Уфа: УГНТУ, 2020. — 256 с.

3. Степанов Е. П. Диагностика и ремонт насосного оборудования. — СПб.: Профессия, 2019. — 300 с.

4. Кудряшов С. В. Вибрационная диагностика машин и механизмов // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 6. — С. 72–76.

5. Станция блочная кустовая насосная с системой виброизоляции / Л. З. Зайнагалина, Г. М. Астафьева, А. В. Ковальцов, Т. Н. Иванцова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 360-367.

6. Зайнагалина, Л. З. Центровка насоса ЦНС 180-1900 / Л. З. Зайнагалина, Л. Н. Мамаева, Я. Р. Мусина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 367-372.

7. Мурсалимов, А. А. Насос НКВ 360/200 с усовершенствованным подшипниковым уплотнительным блоком / А. А. Мурсалимов, Л. З. Зайнагалина // Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 2-х томах, Октябрьский, 25 апреля 2014 года / Министерство образования и науки РФ; ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в Октябрьском. Том 1. – Октябрьский: ООО "Издательский центр "АРКАИМ", 2014. – С. 220-223.

8. Шайхуллин, Р. Р. Усовершенствование компенсатора шума вибрации в УЭЦН / Р. Р. Шайхуллин, Л. З. Зайнагалина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием,

Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 792-795.

9. Автоматизация промысловых объектов / Л. З. Зайнагалина, А. З. Сираев, И. И. Гарипова, А. А. Ханнанова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018 : сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 43-46.

10. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

11. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.

УДК 621.671

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАМАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ВИБРОИЗОЛЯЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ТИПА ЦНС-180

Л.З. Зайнаглина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)
К.П. Козлова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Т.Р. Степанов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-23)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,преподаватель)

Аннотация. Статья посвящена теоретическим аспектам применения метаматериалов для повышения эффективности виброизоляции центробежных насосных агрегатов типа ЦНС-180. Перечислены негативные последствия вибрации при работе центробежных насосов. Проанализированы типы метаматериалов, их свойства и особенности внедрения в конструкцию насосного оборудования.

Ключевые слова: метаматериалы, виброизоляция, насосные агрегаты, демпфирование, повышение надежности.

UDS 621.671

APPLICATION OF METAMATERIALS FOR VIBRATION INSULATION OF PUMPING UNITS

L.Z. Zainagalina
((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)
K.P. Kozlova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-22-11)
T.R. Stepanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student of BMP-23)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)
Annotation. This article examines the theoretical aspects of using metamaterials to improve vibration isolation for centrifugal pump units. The negative effects of vibration during the operation of centrifugal pumps are listed. The types of metamaterials, their properties, and the specifics of their implementation in pumping equipment design are analyzed.
Keywords: metamaterials, vibration isolation, pumping units, damping, reliability improvement.

ЦНС-180 (Рисунок 1) – центробежный секционный насос, который предназначен для закачки в нефтяной пласт пресных и сточных вод с целью поддержания пластового давления и утилизации [1]. Одной из ключевых проблем при его эксплуатации является высокая виброактивность.



Рисунок 1 – ЦНС-180

Вибрация насосных агрегатов – нежелательные механические колебания, возникающие в процессе работы оборудования и распространяющиеся на его узлы, опоры, фундаменты и подключенные трубопроводы. Как следствие, возникает ускоренный износ узлов и деталей, усталостные разрушения металла, нарушение герметичности соединений и утечки, аварийные остановки оборудования, простои производства и экономические потери. Применение метаматериалов способствует уменьшению воздействия вибраций за счет создания искусственных зон запрещенных частот, где распространение упругих волн становится невозможным.

Метаматериалы (Рисунок 2) представляют собой искусственно созданные композитные структуры с уникальными механическими свойствами [2]. В отличие от традиционных демпфирующих материалов, которые работают за счет вязкоупругих потерь, метаматериалы могут направленно подавлять колебания в заданных диапазонах частот, сохраняя при этом низкий вес и высокую механическую прочность.

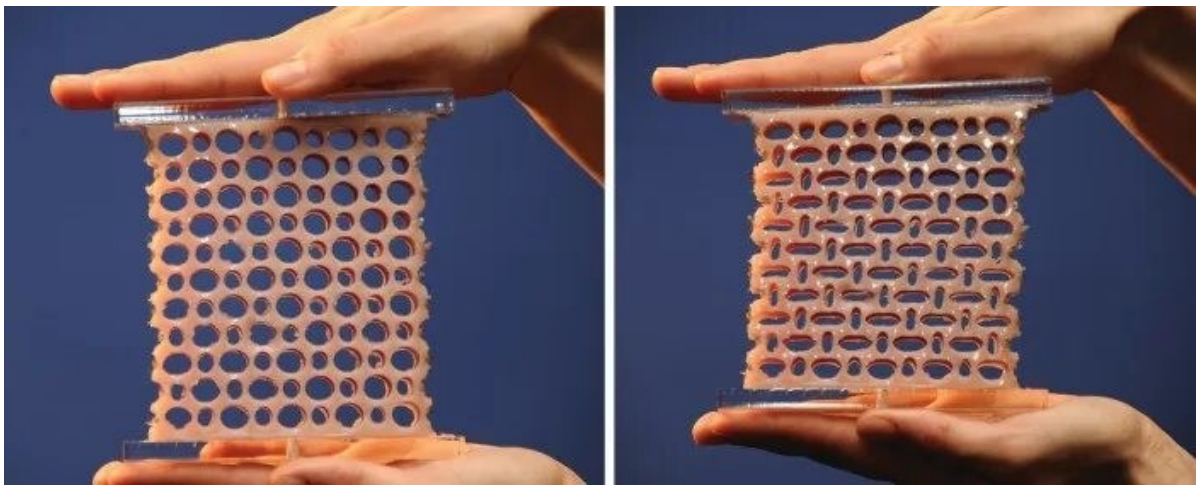


Рисунок 2 – Метаматериалы

Для виброизоляции ЦНС-180 могут применяться:

1. Метаматериалы с отрицательной жесткостью.
2. Метаматериалы с квазинулевой жесткостью.
3. Метаматериалы на основе периодических структур.
4. Гибридные полимер-металлические композиты.
5. Многослойные композитные системы.

При реализации системы виброизоляции насосных агрегатов следует учитывать частотный спектр вибраций оборудования, конструктивные особенности монтажа, условия эксплуатации, температурный режим работы, статические и динамические нагрузки [3].

Применение материалов позволяет достичь:

— снижения уровня вибраций на 40-50%;
— увеличения срока службы оборудования;
— защиты конструкций от разрушения;
— стабильной работы в широком диапазоне частот;
— сохранения несущей способности.

Использование метаматериалов для виброизоляции насосных агрегатов типа ЦНС-180 демонстрирует высокую эффективность. Перспективность данного направления обусловлена возможностью дальнейшего совершенствования метаматериалов и оптимизации их применения в конструкции насосных агрегатов. Современные разработки в области создания метаматериалов с улучшенными характеристиками открывают новые возможности для повышения эффективности виброизоляции [4].

Список использованных источников:

1. Насос центробежный секционный ЦНС-180-1900: паспорт/ООО Научно-производственная фирма «Союз». – Москва, 2015.
2. ГОСТ 11679.1-2018. Вибрация. Требования к балансировке роторов крупных электрических машин и турбогенераторов. Общие положения. – Москва: Стандартинформ, 2018
3. ГОСТ 32106-2013. Вибрация. Контроль состояния машине по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 2. Стационарные насосные агрегаты. – М.: Стандартинформ, 2014.
4. Коммерческое предложение по насосам типа ЦНС/ ООО Научно-производственная фирма «Союз». – М., 2015.
5. Давыдов А. Ю. Исследования динамики работы скважинного оборудования винтовых насосных установок с поверхностным приводом: монография / А. Ю. Давыдов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 106 с. – ISBN 978-5-93105-336-3.

6. Бобоев А. А. Причины возникновения колебаний в системе ВЗД-КБТ и пути регулирования / А. А. Бобоев, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 90-летию Башкирской нефти / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 199-203.

7. Расчет параметров амортизатора крутильных колебаний штанговой колонны винтовой насосной установки / А. Ю. Давыдов, Р. В. Вафин, Э. М. Альмухаметова, И. А. Давыдов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 24-28. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-24-28.

8. Станция блочная кустовая насосная с системой виброизоляции / Л. З. Зайнагалина, Г. М. Астафьева, А. В. Ковальцов, Т. Н. Иванцова // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 360-367.

9. Зайнагалина, Л. З. Центровка насоса ЦНС 180-1900 / Л. З. Зайнагалина, Л. Н. Мамаева, Я. Р. Мусина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 367-372.

УДК 622.24

ПРИМЕНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЮЩИХСЯ БАЛАНСИРОВОЧНЫХ ШАЙБ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВИБРАЦИЙ РОТОРОВ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ

Л.М.Зарипова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г.Н.Ахметьянов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается проблема вибраций роторов турбодетандерных агрегатов, возникающих вследствие эксплуатационного дисбаланса. Предлагается внедрение конструктивного решения в виде саморегулирующейся балансировочной шайбы, размещаемой на валу ротора. Анализируются преимущества данного подхода.

Ключевые слова: турбодетандер, ротор, балансировка, вибрация, саморегулирующаяся шайба

UDC 622.24

USING SELF-ADJUSTING BALANCE SHIMMERS TO REDUCE ROTOR VIBRATIONS IN TURBO-EXPANDER UNITS

L.M.Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G.N.Ahmetyanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)

G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

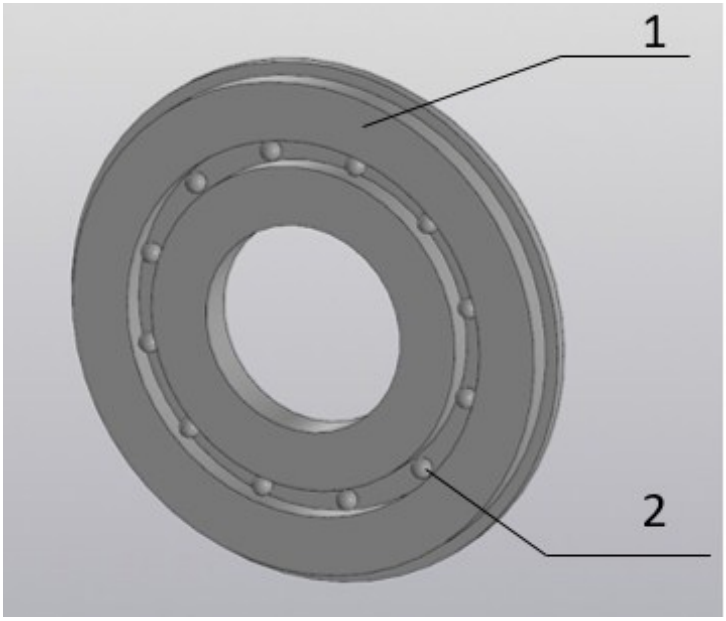
Abstract. This article examines the problem of turboexpander rotor vibrations caused by operational imbalances. A design solution is proposed, consisting of a self-adjusting balancing washer mounted on the rotor shaft. The advantages of this approach are analyzed.

Key words: turboexpander, rotor, balancing, vibration, self-adjusting washer

Турбодетандерные агрегаты широко применяются в нефтегазовой отрасли для утилизации энергии сжатого природного газа, в процессах низкотемпературной сепарации и в составе газоперекачивающих станций. Высокоскоростные роторы такого оборудования особенно чувствительны к дисбалансу, который приводит к возникновению вибраций, ускоренному износу подшипников и уплотнений, а в ряде случаев – к усталостным разрушениям ответственных деталей Традиционные методы балансировки, реализуемые на специализированных стендах, требуют остановки и демонтажа агрегата, что сопряжено с длительными простоями [2]. Активные системы балансировки отличаются сложностью и недостаточной надежностью в промысловых условиях [3]. В связи с этим актуальной задачей является разработка пассивных устройств, способных автоматически компенсировать дисбаланс в процессе эксплуатации.

В основе предлагаемого решения лежит использование саморегулирующейся балансировочной шайбы, устанавливаемой на валу ротора. Конструктивно устройство представляет собой герметичный корпус кольцевой формы, выполненный из высокопрочной легированной стали. Внутри корпуса выполнена замкнутая кольцевая полость прямоугольного сечения, частично заполненная подвижным рабочим телом. В качестве рабочего тела используются калиброванные шарики из подшипниковой стали ШХ15, обладающие высокой твердостью, износостойкостью и стабильными массогабаритными характеристиками. Для наглядного представления на рисунке 1 приведена конструкция балансировочной шайбы. Степень заполнения полости составляет 50-70 процентов от общего объема, что обеспечивает свободное перераспределение шариков при возникновении дисбаланса.

Принцип действия основан на физическом явлении: при вращении ротора центробежные силы прижимают шарики к наружной стенке кольцевой полости, однако они сохраняют способность свободно перекатываться по окружности. В случае возникновения дисбаланса шарики самопроизвольно группируются в секторе, противоположном тяжелой точке, смещая тем самым общий центр масс системы и компенсируя возмущающую силу. Процесс происходит непрерывно и не требует внешнего управления.



1 – корпус балансировочной найбы; 2 – рабочее тело

Рисунок 1 – Конструкция балансировочной шайбы

Преимущества такого подхода многогранны и подтверждены практикой использования аналогичных устройств в других областях машиностроения:

- пассивность и автономность. Устройство не требует подвода энергии, наличия датчиков или систем управления. Оно функционирует исключительно за счет центробежных сил, возникающих при вращении ротора, что обеспечивает его полную независимость от внешних источников питания и систем автоматики;

- непрерывность балансировки. В отличие от периодической балансировки на стендах, предлагаемая шайба работает постоянно, реагируя на любое изменение дисбаланса в реальном времени. Это особенно важно при переменных режимах эксплуатации, когда термические деформации и эрозионный износ могут вызывать смещение центра масс;

- простота интеграции. Устройство монтируется на штатные посадочные места вала без необходимости доработки существующих узлов. Это позволяет устанавливать его как на новые, так и на уже эксплуатируемые агрегаты в ходе плановых ремонтов;

- высокая надежность. Отсутствие подвижных частей, подверженных износу (кроме самого рабочего тела), и герметичность корпуса обеспечивают длительный срок службы устройства в условиях воздействия агрессивных сред и высоких нагрузок;

-экономическая эффективность. Стоимость изготовления и установки саморегулирующихся шайб несоизмеримо ниже затрат, связанных с простоями оборудования при традиционной балансировке, а также ниже стоимости сложных активных систем.

Практическое применение саморегулирующихся балансировочных шайб требует решения ряда задач, связанных с их внедрением в реальные конструкции. Прежде всего, необходимо проведение дополнительных экспериментальных исследований для подтверждения эффективности работы устройства на реальных турбодетандерных агрегатах в различных режимах эксплуатации. Особое внимание следует уделить поведению шайбы при пусках и остановах, когда частота вращения изменяется в широком диапазоне, а центробежные силы недостаточны для надежного прижатия шариков к наружной стенке. В этих режимах возможно хаотическое перемещение рабочего тела, что может вызвать временное увеличение дисбаланса и потребует учета при проектировании систем автоматического управления агрегатом.

Существенным вызовом является разработка методики контроля состояния шайб и рабочего тела в процессе длительной эксплуатации. Поскольку устройство является пассивным и не имеет обратной связи, необходимо создание косвенных методов диагностики, например, на основе анализа вибрационных характеристик агрегата или с применением методов неразрушающего контроля при плановых остановках. Это позволит своевременно выявлять возможные дефекты, такие как износ шариков, нарушение герметичности корпуса или изменение свойств материалов.

Таким образом, саморегулирующиеся балансировочные шайбы представляют собой эффективный инструмент для снижения вибраций роторов турбодетандерных агрегатов. Они позволяют существенно сократить негативное влияние эксплуатационного дисбаланса на подшипниковые узлы и уплотнения, обеспечивая непрерывную компенсацию возмущающих сил непосредственно в процессе работы оборудования. Хотя внедрение таких устройств связано с преодолением ряда сложностей, их потенциал для повышения надежности и увеличения межремонтных сроков эксплуатации турбодетандеров является неоспоримым. Дальнейшее развитие этого направления видится в проведении экспериментальных исследований, оптимизации геометрических параметров под различные типоразмеры агрегатов, а также в интеграции методов диагностики состояния рабочего тела в системы мониторинга оборудования

Список использованных источников:

1. Петров, А.К. Вибрации и балансировка роторов турбомашин/ А.К. Петров // Нефтяное хозяйство, 2022. – С. 110–115.

2. Семенова, И.В. Активные системы балансировки: анализ и перспективы применения в нефтегазовом оборудовании / И.В. Семенова // Высшее образование в России, 2021. – Т. 30. – С. 153–160.

3. Козлов, Д.В. Автобалансиры для роторных систем: теория и практика/ Д.В. Козлов, Л.М. Федорова // Открытое образование, 2020. – С. 44–52.

4. Абрамов, С.М. Прочностные расчеты элементов роторных машин / С.М. Абрамов // Бурение и нефть, 2023. – С. 68–71.

5. Николаева, Е.Л. Применение саморегулирующихся балансировочных устройств в центробежных компрессорах // Компрессорная техника и пневматика, 2019. – С. 85–95.

6. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов, Ф. С. Габдрахимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.

7. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19.

8. Зарипова Л. М. Влияние демпфера на показатели электробура / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 389-392. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

9. Зарипова Л. М. Стендовые исследования устьевого вибратора / Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 392-396. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА НАГРЕВАТЕЛЯ ДЛЯ ПОГРУЖНОГО АГРЕГАТА НАСОСА ЭЦН5-80-1200

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент, к.т.н)

Д.З. Минивалиев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БМП-22-11)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы разработки нагревательного устройства для погружного агрегата электроцентробежного насоса ЭЦН5-80-1200, эксплуатируемого в условиях пониженных температур и повышенной вязкости добываемой продукции. Проанализированы причины снижения эффективности работы насосного оборудования при охлаждении пластовой жидкости. Предложена конструкция нагревателя, обеспечивающая стабилизацию температурного режима на входе в насос. Оценено влияние внедрения устройства на эксплуатационные характеристики установки, включая снижение пусковых нагрузок и увеличение межремонтного периода.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, нагреватель, вязкость нефти, температурный режим, погружное оборудование, надежность, модернизация, ЭЦН5-80-1200.

UDS 622.276

DEVELOPMENT OF A HEATING DEVICE FOR THE SUBMERSIBLE UNIT OF ESP PUMP ETsN5-80-1200

L.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.Z.Minivaliev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr.BMP-22-11)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Annotation. The article deals with the development of a heating device for the submersible unit of an electric submersible pump ETsN5-80-1200 operating under low temperature and high viscosity conditions. The reasons for efficiency loss due to fluid cooling are analyzed. A heater design ensuring temperature stabilization at the pump intake is proposed. The effect of implementation on operational parameters, including reduction of start-up loads and increase of service life, is evaluated.

Keywords: electric submersible pump, heater, oil viscosity, temperature control, submersible equipment, reliability, modernization.

Проблема простая и знакомая каждому, кто хоть раз сталкивался с добычей нефти в суровых климатах: чем холоднее становится жидкость в скважине, тем больше она

сопротивляется нашей попытке ее выкачать. Нефть густеет, вязкость растет — а значит, насосы вынуждены работать на пределе возможностей или вообще беспомощно гудеть впустую. Мы сами не раз замечали: стоит после остановки вновь запустить установку — и вот уже мотор греется из всех сил, колеса буксуют, а результат… ну, мягко говоря, не впечатляет.

Особенно неприятно это проявляется во время перезапуска — когда за время простоя температура жидкости возле забоя падает значительно ниже рабочей. На практике ситуация выглядит так: включаешь ЭЦН5-80-1200 (это стандартный электрический центробежный насос для средней глубины с дебитом около 80 кубов в сутки), и сразу натыкаешься на букет проблем. Жидкость слишком вязкая, сопротивление выше нормы, двигатель перегружается уже на старте, а если так тянуть не один раз — рабочие детали изнашиваются куда быстрее обычного.

Наблюдения однозначны: если температура продукта падает ниже 20–25 °C, эффективность всей системы проседает заметно — будто кто-то подкрутил рукоятку вниз. Тут и возникает логичный вопрос: почему бы просто не подогреть эту упрямую нефть до вменяемого состояния еще до того, как она попадёт в насос?

По-хорошему нужен нагреватель — компактный, особо прочный (мы ведь имеем дело с агрессивной средой) и встроенный прямо перед входом в насос. Со своей стороны мы предлагаем конструкцию довольно классическую по идее, но продуманную по мелочам:

- Герметичный трубчатый электронагреватель (такой себе «чайник» под землей).
- Теплооболочка для равномерного прогрева потока.
- Качественная теплоизоляция — чтобы тепло работало на нефтяное дело, а не рассеивалось куда попало.
- Управляющий блок, который держит всё под контролем; он сам регулирует мощность подогрева в зависимости от текущей температуры жидкости.

Чтобы обойтись без сложных изменений агрегата – размещаем его аккуратно внизу перед насосным колесом: как только установка заработала — электронагреватель начинает постепенно отдавать тепло проходящей жидкости. Вязкость тут же идет на спад (можете сами подсчитать: даже разница в 10–15 градусов уменьшает вязкость процентов на 20–30), и насос работает ощутимо легче.

Интересный момент — управление процессом полностью автоматизировано. Если риск перегрева либо избытка мощности – система сама сбавит обороты. Кроме энергосбережения это банально спасает оборудование от чрезмерного износа – ведь ни один движок не любит длительно крутиться противуположь ветра.

С точки зрения расчетов получается следующее: для традиционного дебита порядка 80 тонн/сутки даже с учетом тепловых потерь реально уложиться в 20–25 кВт мощности нагревателя. Главное – не допускать сильного падения давления и не создавать «бутылочного горлышка» при входе в насос. Поэтому конструкция выполнена как проточный модуль с кольцевым зазором для свободного прохождения жидкости.

Вот где простая логика инженерии встречается с реальной выгодой: снижаем вязкость – уменьшаем нагрузки при запуске – повышаем КПД работы всей колонии скважин – сокращаем аварии и снижая расходы на каждое внеплановое вмешательство или простой.

Для фонда из тридцати-сорока скважин сработает даже небольшой процент улучшения статистики отказов. Уменьшим число перегрузок хотя бы на десять процентов? Поверьте – ваша служба эксплуатации махнет вам шапкой издалека!

Еще одна интересная деталь: эффект от такого нагрева особенно заметен там, где нефть насыщена парафинами или смолами. Обычно именно такие тяжелые фракции вызывают основную головную боль зимой или во время длительных простоев.

Если смотреть вперед, следующий шаг развития таких нагревателей кроется в «умных» системах управления – когда регулировка настроек идёт автоматически исходя из реальных данных по температуре и потоку (вдобавок можно подключать их к базовой системе мониторинга). Но даже без этих наворотов наша схема впишется практически

безболезненно — внедрить всё это можно без кардинальной перестройки существующего оборудования.

В итоге финальный вывод получается простой и человеческий: когда технология решает старую проблему практично и незаметно для операторов — это настоящая находка для любого промысловика.

Схема установки нагревателя в составе УЭЦН приведена на рис. 1

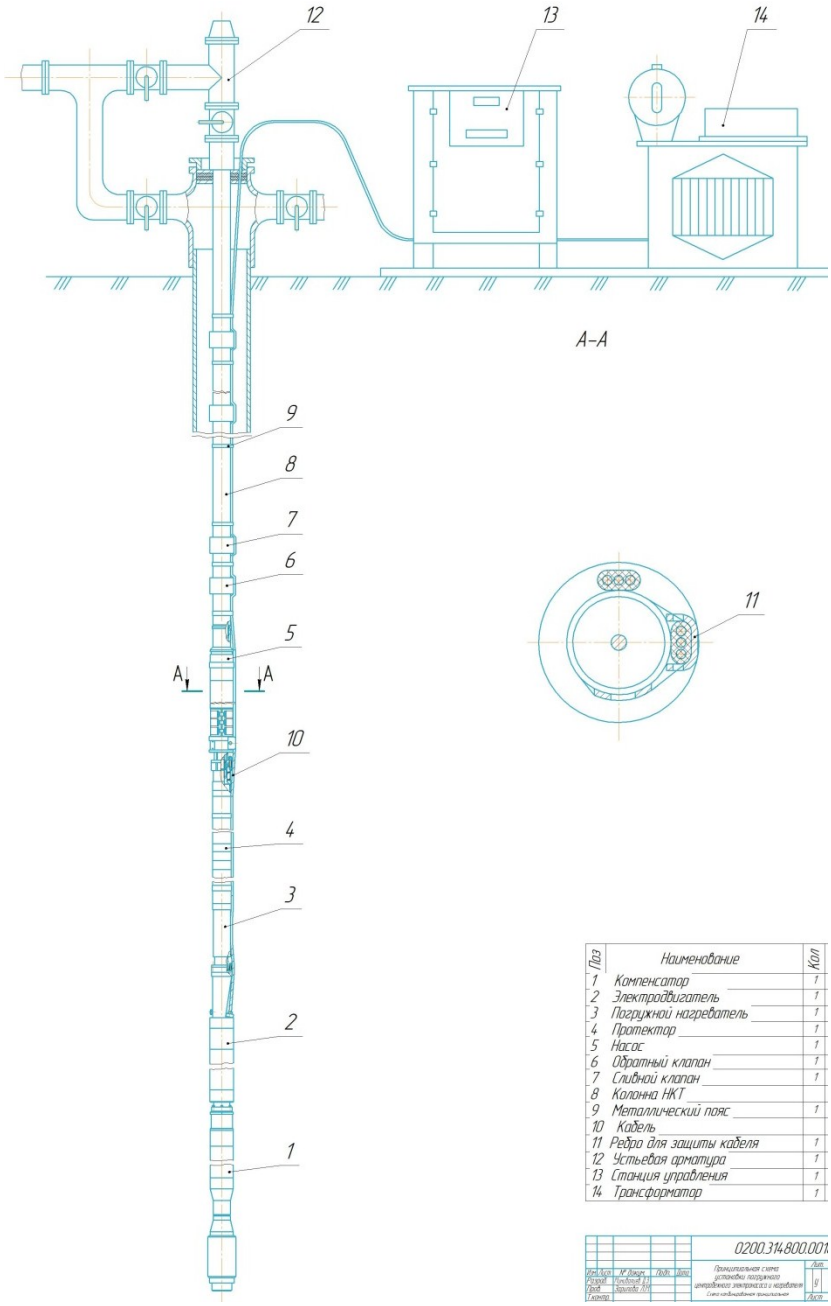


Рисунок 1 – Схема размещения нагревателя в погружном агрегате ЭЦН

Проблема простая и знакомая каждому, кто хоть раз сталкивался с добычей нефти в суровых климатах: чем холоднее становится жидкость в скважине, тем больше она сопротивляется нашей попытке ее выкачать. Нефть густеет, вязкость растет — а значит, насосы вынуждены работать на пределе возможностей или вообще беспомощно гудеть впустую. Мы сами не раз замечали: стоит после остановки вновь запустить установку — и

вот уже мотор греется из всех сил, колеса буксуют, а результат… ну, мягко говоря, не впечатляет.

Особенно неприятно это проявляется во время перезапуска — когда за время простоя температура жидкости возле забоя падает значительно ниже рабочей. На практике ситуация выглядит так: включаешь ЭЦН5-80-1200 (это стандартный электрический центробежный насос для средней глубины с дебитом около 80 кубов в сутки), и сразу натыкаешься на букет проблем. Жидкость слишком вязкая, сопротивление выше нормы, двигатель перегружается уже на старте, а если так тянуть не один раз — рабочие детали изнашиваются куда быстрее обычного.

Наблюдения однозначны: если температура продукта падает ниже 20–25 °C, эффективность всей системы проседает заметно — будто кто-то подкрутил рукоятку вниз. Тут и возникает логичный вопрос: почему бы просто не подогреть эту упрямую нефть до вменяемого состояния еще до того, как она попадёт в насос?

По-хорошему нужен нагреватель — компактный, особо прочный (мы ведь имеем дело с агрессивной средой) и встроенный прямо перед входом в насос. Со своей стороны мы предлагаем конструкцию довольно классическую по идее, но продуманную по мелочам:

- Герметичный трубчатый электронагреватель (такой себе «чайник» под землей).
- Теплооболочка для равномерного прогрева потока.
- Качественная теплоизоляция — чтобы тепло работало на нефтяное дело, а не рассеивалось куда попало.
- Управляющий блок, который держит всё под контролем; он сам регулирует мощность подогрева в зависимости от текущей температуры жидкости.

Чтобы обойтись без сложных изменений агрегата – размещаем его аккуратно внизу перед насосным колесом: как только установка заработала — электронагреватель начинает постепенно отдавать тепло проходящей жидкости. Вязкость тут же идет на спад (можете сами подсчитать: даже разница в 10–15 градусов уменьшает вязкость процентов на 20–30), и насос работает ощутимо легче.

Интересный момент — управление процессом полностью автоматизировано. Если риск перегрева либо избытка мощности – система сама сбавит обороты. Кроме энергосбережения это банально спасает оборудование от чрезмерного износа – ведь ни один движок не любит длительно крутиться противуположь ветра.

С точки зрения расчетов получается следующее: для традиционного дебита порядка 80 тонн/сутки даже с учетом тепловых потерь реально уложиться в 20–25 кВт мощности нагревателя. Главное – не допускать сильного падения давления и не создавать «бутылочного горлышка» при входе в насос. Поэтому конструкция выполнена как проточный модуль с кольцевым зазором для свободного прохождения жидкости.

Вот где простая логика инженерии встречается с реальной выгодой: снижаем вязкость – уменьшаем нагрузки при запуске – повышаем КПД работы всей колонии скважин – сокращаем аварии и снижая расходы на каждое внеплановое вмешательство или простой.

Для фонда из тридцати-сорока скважин сработает даже небольшой процент улучшения статистики отказов. Уменьшим число перегрузок хотя бы на десять процентов? Поверьте – ваша служба эксплуатации махнет вам шапкой издалека!

Еще одна интересная деталь: эффект от такого нагрева особенно заметен там, где нефть насыщена парафинами или смолами. Обычно именно такие тяжелые фракции вызывают основную головную боль зимой или во время длительных простоев.

Если смотреть вперед, следующий шаг развития таких нагревателей кроется в «умных» системах управления – когда регулировка настроек идёт автоматически исходя из реальных данных по температуре и потоку (вдобавок можно подключать их к базовой системе мониторинга). Но даже без этих наворотов наша схема впишется практически безболезненно — внедрить всё это можно без кардинальной перестройки существующего оборудования.

В итоге финальный вывод получается простой и человеческий: когда технология решает старую проблему практично и незаметно для операторов — это настоящая находка для любого промысловика.

Список использованных источников:

1. Лысенко В. Д. Электроцентробежные насосы для добычи нефти. — М.: Недра, 2018. — 356 с.
2. Абдрахманов Р. М., Хисамутдинов И. Н. Эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях. — Уфа: УГНТУ, 2021. — 248 с.
3. Кудряшов С. В. Тепловые методы повышения эффективности добычи нефти // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 7. — С. 68–72.
4. Гильмутдинов А. Ф. Повышение ресурса погружного оборудования. — Казань: Фэн, 2019. — 214 с.
5. Степанов Е. П. Эксплуатация насосных установок. — СПб.: Профессия, 2020. — 304 с.
6. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.
7. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса / М. С. Габдрахимов, К. Р. Фахриева, Л. М. Зарипова, Т. Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.
8. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гилаев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.
9. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, В. А. Петров, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летнему юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р. Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.
10. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.

УДК 622.276.53

РАЗРАБОТКА ЗАЩИТНОЙ ВТУЛКИ ИЗ ФТОРОПЛАСТА Ф-4К20 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Д.И. Фаткуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)

Г. М. Астафьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Т.Н. Иванцова

(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)

Л. Н. Мамаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В статье рассматривается проблема низкой надежности центробежных насосов, используемых для перекачки нефтепродуктов, вызванная абразивным износом рабочих органов. Предложено конструктивное решение — разработка защитной втулки из композиционного материала на основе фторопласта Ф-4К20. Приводится анализ физико-механических свойств материала, обосновывается его эффективность для работы в условиях сухого трения и в присутствии абразивных частиц. Рассмотрены результаты опытно-промышленных испытаний предлагаемой втулки.

Ключевые слова: центробежный насос, фторопласт Ф-4К20, защитная втулка, износ, уплотнение вала, нефтеперекачка, надежность.

UDC 622.276.53

DEVELOPMENT OF A PROTECTIVE BUSHING MADE OF FLUOROPLASTIC F-4K20 TO IMPROVE THE RELIABILITY OF A CENTRIFUGAL PUMP FOR PUMPING PETROLEUM PRODUCTS

L.M.Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor)
D.I.Fatkullin
((Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky,student BSN-22-11)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. This article examines the problem of low reliability of centrifugal pumps used for pumping petroleum products, caused by abrasive wear of working elements. A design solution is proposed—the development of a protective bushing made of composite material based on fluoroplastic F-4K20. An analysis of the physical and mechanical properties of the material is provided, and its efficiency under dry friction conditions and in the presence of abrasive particles is substantiated. The results of pilot tests of the proposed bushing are considered.

Key words: Centrifugal pump, fluoroplastic F-4K20, protective bushing, wear, shaft seal, oil pumping, reliability.

Центробежные насосы являются основным типом динамического оборудования, применяемого для транспортировки нефти и нефтепродуктов на всех этапах технологической цепочки — от добычи до магистрального транспорта и налива. Надежность их работы напрямую определяет бесперебойность производственных процессов и экономическую эффективность предприятий [1]. Одним из наиболее уязвимых узлов центробежного насоса является зона уплотнения вала, в частности, защитные втулки, работающие в контакте с сальниковыми набивками или торцевыми уплотнениями.

В процессе эксплуатации втулки подвергаются интенсивному механическому износу, коррозионному воздействию перекачиваемой среды и абразивному истиранию твердыми частицами (механическими примесями, продуктами коррозии трубопроводов). Традиционно

применяемые для изготовления втулок стали (в том числе нержавеющие) не всегда обеспечивают достаточный ресурс, что приводит к частым остановам насосов для ремонта, увеличению затрат на замену деталей и потерям нефтепродукта через неплотности [2].

Перспективным направлением повышения долговечности является применение полимерных композиционных материалов, обладающих высокой химической стойкостью, низким коэффициентом трения и способностью работать в среде без смазки. В связи с этим, разработка защитной втулки из фторопласта марки Ф-4К20, армированного коксом, является актуальной задачей, направленной на повышение межремонтного периода насосного оборудования.

В качестве базового материала для разработки защитной втулки был выбран композит Ф-4К20. Данный материал представляет собой фторопласт-4 (политетрафторэтилен), наполненный дисперсным коксом (20%). Такая композиция позволяет сохранить основные преимущества фторопласта — исключительную химическую стойкость к любым нефтепродуктам и агрессивным средам, широкий диапазон рабочих температур (от -60 до +260°C) и самый низкий среди полимеров коэффициент трения [3]. Введение коксового наполнителя решает главный недостаток чистого фторопласта — его низкую износостойкость и склонность к ползучести («холодное течение»).

Физико-механические свойства Ф-4К20 представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнительные свойства фторопласта Ф-4 и Ф-4К20

Параметр	Ф-4 (чистый)	Ф-4К20
Плотность, г/см³	2,18	2,22
Предел прочности при растяжении, МПа	17-20	14-17
Относительное удлинение при разрыве, %	250-300	80-100
Износостойкость (отн. ед.)	**1**	**3-4**
Твердость по Бринеллю, МПа	30-35	45-55
Коэффициент трения по стали (без смазки)	0,04-0,08	0,12-0,15

Как видно из таблицы, наполнение коксом снижает пластичность, но значительно повышает твердость и износостойкость материала, что критически важно для работы в паре трения с контртелом (вал насоса или сальниковая набивка).

Разрабатываемая конструкция защитной втулки представляет собой цельную цилиндрическую гильзу, армированную с внутренней стороны стальной тонкостенной обечайкой (для исключения проворота на валу) либо изготавливаемую методом горячего прессования с образованием внутреннего компрессионного кольца, обеспечивающего плотную посадку. Посадочные размеры (внутренний и наружный диаметры, длина) соответствуют типоразмерам насосов типа НМ (нефтяной магистральный) и НД (нефтяной двустороннего входа). Точность изготовления соответствует 7-8 квалитету для обеспечения герметичности узла уплотнения.

Принцип действия основан на эффекте «безызносного» трения для сопряженной детали (вала или защитной гильзы вала). При контакте с более мягким, но износостойким фторопластом, твердые абразивные частицы внедряются в полимерную матрицу, а не царапают стальной вал. Таким образом, изнашивается только сама втулка (легкозаменяемый элемент), ресурс же вала насоса практически неограниченно возрастает.

Разработанная конструкция защитной втулки из материала Ф-4К20 была подвергнута опытно-промышленным испытаниям на центробежном насосе типа НМ 250-480, перекачивающем товарную нефть с содержанием механических примесей до 0,05%. Втулка устанавливалась в узле сальникового уплотнения. В качестве контрольной группы использовались штатные втулки из стали 40Х с хромированием.

Результаты испытаний показали следующее:

1. Ресурс работы: Втулки из Ф-4К20 проработали без замены в течение 12 месяцев, в то время как ресурс стальных втулок в тех же условиях составлял не более 4-5 месяцев из-за выработки посадочного места под сальник.

2. Состояние вала: Износ вана насоса в зоне контакта с новой втулкой отсутствовал полностью (геометрические размеры сохранились). При использовании стальной втулки фиксировалась выработка поверхности вала до 0,3 мм, что требовало его шлифовки или замены.

3. Технологичность: Замена втулки производилась в плановом порядке, без внеплановых остановок насоса из-за потери герметичности сальника.

4. Трение и нагрев: Температура в узле уплотнения со втулкой Ф-4К20 была на 10-15°С ниже, чем с металлической, благодаря низкому коэффициенту трения, что снижает энергопотребление насоса.

Проведенные исследования подтверждают высокую эффективность применения композита Ф-4К20 для изготовления защитных втулок центробежных насосов. Основным преимуществом является не просто увеличение срока службы самой втулки (в 2-3 раза), а принципиальное изменение характера износа узла в целом: износ переносится с дорогостоящего и трудоемкого в замене вала на быстро сменяемую полимерную деталь.

Дополнительным положительным фактором является возможность работы узла трения в режиме "сухого" трения в моменты пуска насоса или кратковременных перерывах подачи жидкости, что исключает риск задира. Недостатком можно считать необходимость более точного соблюдения соосности при монтаже, чтобы избежать концентрации напряжений в хрупком (по сравнению со сталью) материале.

Дальнейшее развитие данного направления видится в разработке защитных втулок для насосов с торцевыми уплотнениями (типа «сухих» газодинамических уплотнений), а также в оптимизации геометрии для снижения материалоемкости и улучшения отвода тепла из зоны трения.

Таким образом, разработанная защитная втулка из фторопласта Ф-4К20 позволяет существенно повысить надежность и межремонтный период центробежных насосов для перекачки нефтепродуктов, снизить эксплуатационные затраты и предотвратить аварийные разливы.

Список использованных источников:

1. Богданов, А.А., Кузнецов, В.С. Насосы и насосные станции для транспорта нефти и нефтепродуктов. — М.: Недра, 2021. — 520 с.

2. Михайлов, В.Г., Романов, Д.И. Эксплуатация и ремонт нефтепромыслового оборудования. — М.: Инфра-Инженерия, 2022. — 384 с.

3. Справочник по полимерным материалам в машиностроении / Под ред. В.И. Семенова. — СПб.: Профессия, 2020. — 672 с.

4. ГОСТ 10007-80. Фторопласт-4. Технические условия. — М.: Издательство стандартов, 1980.

5. Петров, С.Н., Сидоров, И.К. Применение композиционных фторопластов в узлах трения нефтегазового оборудования // Трение и смазка в машинах и механизмах. — 2023. — № 3. — С. 22–28.

6. Абдуллин, Ф.С. Повышение надежности центробежных насосов магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. — 2022. — № 5. — С. 14–19.

7. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов, Ф. С. Габдрахимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.

8. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19.

9. Зарипова Л. М. Влияние демпфера на показатели электробура / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 389-392. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

10. Зарипова Л. М. Стендовые исследования устьевого вибратора / Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 392-396. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

11. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.

УДК 621.671

КЛАССИФИКАЦИЯ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ НАЗЕМНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Д.П. Исаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)
Р.И. Сулейманов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация: В статье рассмотрены основные типы фильтров, применяемых для очистки рабочих жидкостей в системах с центробежными насосами. Проведён анализ механических фильтров и центробежных фильтров. Представлен обзор механизмов и особенностей конструкции.

Ключевые слова: фильтры, центробежный насос, механические примеси, рабочая жидкость, барьер.

UDC 621.671

CLASSIFICATION OF FILTERS FOR THE PROTECTION OF GROUND-BASED CENTRIFUGAL PUMPS

D.P. Isaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Universityin the City of Oktyabrsky, student BSN-22-11)
R.I. Suleimanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract: This article examines the main types of filters used to purify working fluids in systems with centrifugal pumps. Mechanical filters and centrifugal filters are analyzed. An overview of their mechanisms and design features is provided.

Keywords: filters, centrifugal pump, mechanical impurities, working fluid, barrier.

Одной из причин выхода из строя наземных центробежных насосов выступает попадание механических примесей в перекачиваемую жидкость. Их наличие приходит к износу деталей, коррозии, снижении производительности и проблемам с надежностью оборудования. Абразивные частицы (песок, ржавчина, окалина) вызывают эрозию рабочих колес, корпусов, колец и кромок спиральных корпусов, особенно в местах, где высокоскоростной поток выходит из рабочего колеса и ударяется о спиральный корпус. Эрозия увеличивает зазоры в изнашиваемых кольцах, между рабочим колесом и корпусом, что повышает внутреннюю рециркуляцию, снижает напор и эффективность, а также может усугубить гидравлические силы и вибрацию. Твердые и жидкие загрязнения попадают на механические уплотнения и вызывают образование царапин на поверхности, протечки и перегрев, это сокращает срок службы деталей и приводит к незапланированным остановкам производства.

Фильтры устанавливаются для поддержания достаточной чистоты перекачиваемой жидкости для того, чтобы насос и последующее оборудование эффективно и надежно работали в течении длительного периода. Они предотвращают попадание крупных частиц и мусора в конструкцию, предотвращая повреждения рабочего колеса, заклинивания и преждевременного износа внутренних деталей.

Фильтры классифицируются по принципу действия в зависимости от механизма отделения частиц от рабочей жидкости.

Механические фильтры являются наиболее распространенными и работают по принципу барьерного удержания частиц. К ним относятся: сетчатые, многослойные фильтры, фильтры-грязеуловители. Принцип действия основан на прохождении жидкости через фильтрующий барьер с заданным размером улавливаемых частиц. Сетчатые фильтры: сетка в проточном корпусе используется для предварительной фильтрации на всасывающих или перекачивающих линиях, подающих жидкость к центробежным насосам. Сетчатый дренажный фильтр компании «Газовик» представлен на рисунке 1. Многослойные фильтры: многослойные сетки предназначены для улавливания песка определенного размера при сохранении низкого перепада давления. Принцип действия фильтра-грязеуловителя (рисунок 2) основан на направлении потока жидкости внутрь фильтрующего элемента. При подаче перекачиваемой жидкости во внутреннюю полость, его нижняя сплошная часть, не имеющая отверстий, выполняет функцию накопителя загрязнений (лотка-грязеуловителя). Для очистки нефтепродуктов от механических примесей чаще всего применяются сетчатые фильтры, обеспечивающие как грубую, так и тонкую степень фильтрации. Данные устройства отличаются простотой конструкции при достаточно высокой эффективности процесса очистки.

Центробежные фильтры — это устройства, которые используют центробежную силу вместо фильтрующих перегородок для отделения загрязнений от жидкостей. Жидкость вращается с высокой скоростью в чаше или роторе и создает сильное радиальное ускорение, которое выталкивает более плотные частицы (твердые вещества или более тяжелую жидкую фазу) наружу, в то время как более чистая и легкая жидкость остается ближе к центру и выходит через отдельное выходное отверстие. Разделение в основном определяется разницей в плотности, размером частиц, скоростью вращения; очень мелкие частицы могут быть

удалены без использования одноразового фильтрующего элемента. Центробежные фильтры бывают седиментационного типа и фильтры с сеткой. Фильтры седиментационного типа (рисунок 3): твердые частицы отбрасываются к стенкам чаши и накапливаются в виде слоя осадка, который периодически удаляется. Фильтры с сеткой: центробежная сила проталкивает жидкость через перфорированную сетку; твердые частицы собираются на сетке и механически удаляются в периодическом режиме работы.

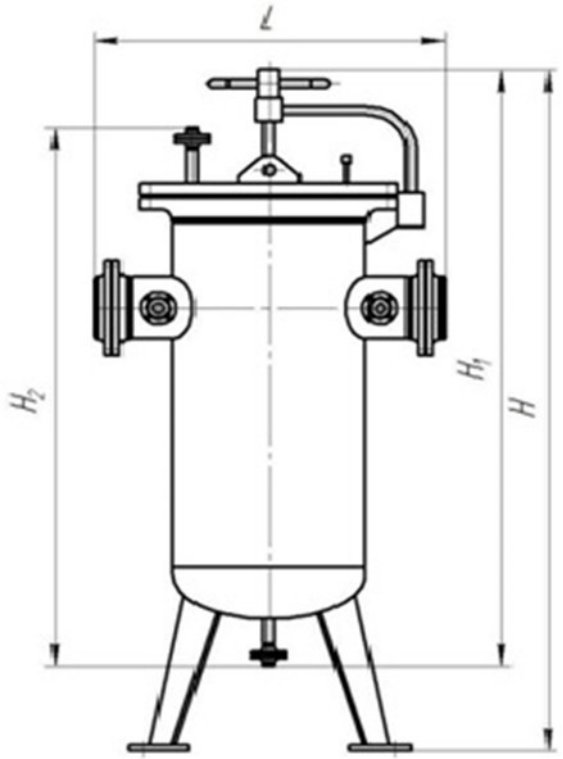


Рисунок 1 – Фильтр сетчатый дренажный жидкостный компании «Газовик»

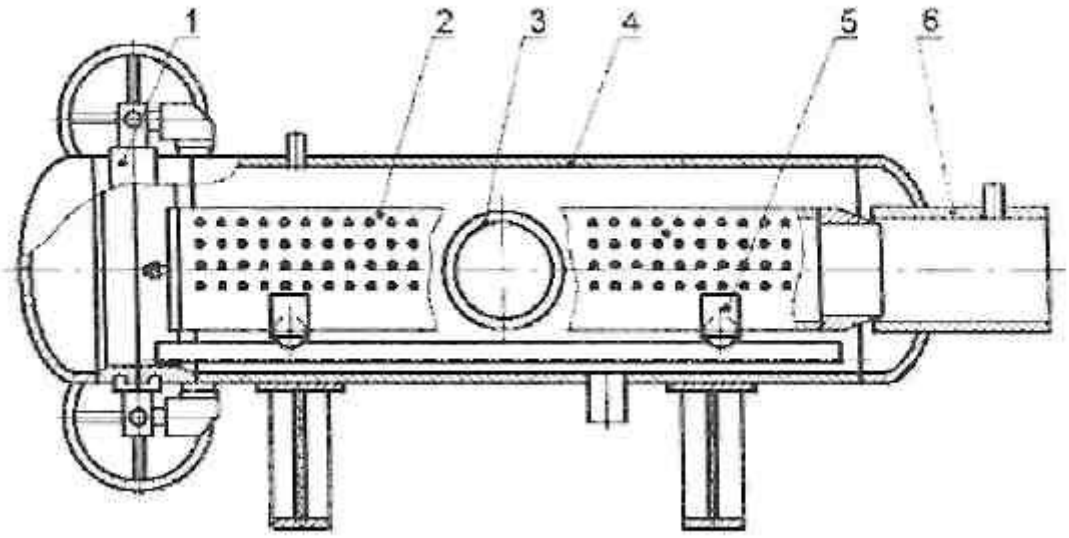


Рисунок 2 — Схема горизонтального фильтра-грязеуловителя
1 – концевой затвор; 2 – фильтрующий элемент; 3 – выходной патрубок; 4 – камера; 5 – роликовые опоры; 6 – входной патрубок.

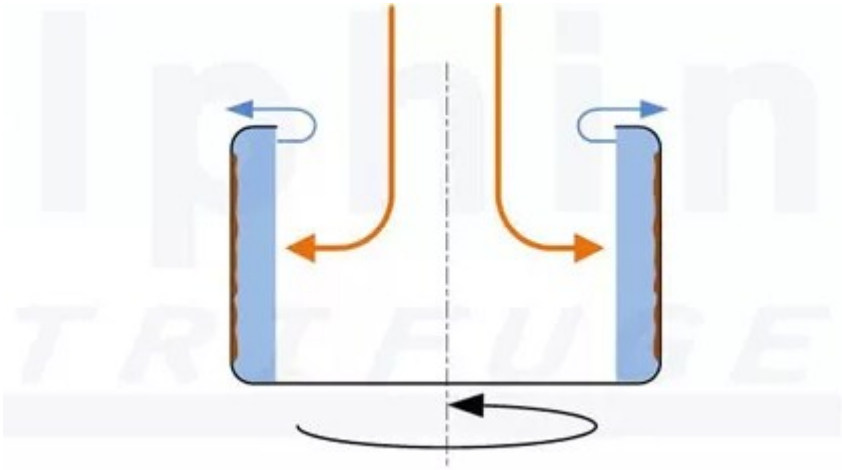


Рисунок 3 — Принцип действия центробежный фильтр седиментационного типа

Механические фильтры обеспечивают высокую эффективность удаления твердых примесей за счёт барьерной фильтрации. В свою очередь, центробежные фильтры отличаются надежностью и меньшей степенью засорения, но имеют ограничения по степени очистки мелкодисперсных частиц. Выбор типа фильтра должен осуществляться с учетом условий эксплуатации ЦНС, характеристик загрязнений и требований к степени очистки.

Список использованных источников

1. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов, Ф. С. Габдрахимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.

2. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19.

3. Зарипова Л. М. Влияние демпфера на показатели электробура / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 389-392. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

4. Зарипова Л. М. Стендовые исследования устьевого вибратора / Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 392-396. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

5. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.

6. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса / М. С. Габдрахимов, К. Р. Фахриева, Л. М. Зарипова, Т. Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.

7. Зарипова Л. М. Реверсивный вибратор / Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов, М. С. Габдрахимов // Современные проблемы нефтегазового оборудования-2021: материалы Международной научно-технической конференции / отв. ред. А. И. Могучев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 176-181.

8. Советы при подготовке материала мультимедийной лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, Р. А. Ахметьянова, А. Г. Шарафутдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 144-147. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=41500809 (дата обращения: 23.03.2026).

9. Мусин Р. Р. Применение щёточных уплотнений в воздушной обойме осевого компрессора на ГПА типа ГТК 10-4 / Р. Р. Мусин, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 410-414.

10. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830 (дата обращения: 23.03.2026).

11. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830 (дата обращения: 23.03.2026).

12. Давыдов А. Ю. Повышение надежности турбогенератора телесистемы ЗТС-42ЭМ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 433-437.

13. Анализ применяемых мероприятий по интенсификации добычи нефти на Пермяковском месторождении / А. А. Бобоев, И. А. Давыдов, А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 36-40. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370447 (дата обращения: 23.03.2026).

14. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С. Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

15. Применение виртуального тренажера «Капитальный ремонт скважин» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования - 2023: Материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 413-419. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=68558110&selid=68558265 (дата обращения: 23.03.2026).

16. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гилаев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.

17. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.

18. Сулейманов Р. И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. … канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исхакович. – Уфа, 2004. – 23 с.

19. Сулейманов Р. И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: дис. … канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исхакович. – Уфа, 2004. – 108 с.

20. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, В. А. Петров, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и

перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летнему юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р. Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

21. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

22. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Д. И. Сидоркин, Р. Я. Абдюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.

23. Повышение эффективности разделения фаз в вертикальном сепараторе СВ-II-1.0-800 УХЛ / И. А. Давыдов, А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 434-438. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370447 (дата обращения: 23.03.2026).

УДК 621.671

РАЗРАБОТКА ФИЛЬТРА ДЛЯ НАЗЕМНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Д.П. Исаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-22-11)

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

Л.М. Зарипова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Г. М. Астафьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Т.Н. Иванцова

(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)

Л. Н. Мамаева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)

Н.С. Фарвазова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация: В статье рассматривается применение сетчатого фильтра для защиты наземного центробежного насоса ЦНС при перекачке жидкости, содержащей механические примеси. Проанализированы условия эксплуатации насосного оборудования после гидроразрыва пласта и влияние проппанта на износ его основных элементов. Обоснована необходимость установки фильтра на входе в насос и рассмотрены его конструктивные особенности.

Ключевые слова: центробежный насос, сетчатый фильтр, механические примеси, проппант, гидроразрыв пласта, освоение скважин.

UDC 621.671

DEVELOPMENT OF A FILTER FOR A GROUND CENTRIFUGAL PUMP

D.P. Isaeva

(Institute of Oil and Gas FGBOU in USNTU in Oktyabrsky, student gr.BSN-22-11)

R.I. Suleimanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, associate Professor)
L.M. Zaripova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract: This article examines the use of a mesh filter to protect a CNS surface centrifugal pump when pumping fluids containing mechanical impurities. The operating conditions of the pumping equipment after hydraulic fracturing and the effect of proppant on the wear of its main components are analyzed. The need for installing a filter at the pump inlet is substantiated and its design features are discussed.

Keywords: centrifugal pump, mesh filter, mechanical impurities, proppant, hydraulic fracturing, well development.

На кустовой площадке после проведения гидроразрыва пласта при освоении скважин осуществляется процесс разрядки скважин, то есть вывод скважины на рабочий режим путем удаления из нее жидкости разрыва, пропанта и продуктов реакции. При проведении этого этапа снижается давление, происходит очистка забоя и вызов притока продукции из пласта, что повышает дебит скважины. В соответствии с регламентом некоторых месторождений основной задачей является непрерывная отработка скважины с целью максимального извлечения жидкости после гидроразрыва пласта, а также механических примесей. В процессе отработки возможен вынос проппанта, в том числе с полимерным покрытием. В следующем этапе жидкость поступает в резервуар фонтанным способом, это сглаживает колебания жидкости, из резервуара далее направляется в коллектор. Перекачка жидкости в коллектор осуществляется с использованием наземного секционного центробежного насоса. Конструкция насоса обеспечивает плавный поток, улучшая регулирование производительности и снижая скачки давления.

При наличии механических примесей, такие как песок, ржавчина, обломки пласта, жидкость ГРП становится абразивной, что приводит к быстрому выходу из строя центробежных насосов и ухудшает их гидравлические характеристики. Эрозионный износ деталей, подверженных при воздействии механических примесей: передние кромки лопаток рабочего колеса, напорная сторона лопаток, элементы клапана/резины подвергаются сильной ударной и фрикционной эрозии, вызывая истончение, образование точечных повреждений и потерю материала. Твердые частицы, которые обходят или разрушают износостойкие кольца и втулки вала, попадают на поверхности механических уплотнений и подшипников, вызывая образование задиров, протечки и преждевременный выход из строя.

Большинство насосных агрегатов эксплуатируются без установки выходных (приемных) фильтров и каких-либо устройств, обеспечивающих очистку перекачиваемой жидкости на входе. Для защиты центробежного насоса на площадке при разрядке скважин установка фильтра между резервуаром на входе секционного центробежного насоса является важным решением, которое направлено на устранение засорения агрегата и повышение его надежности (рисунок 1).

При разработке фильтра следует выбирать степень фильтрации в зависимости от характеристик насоса и его режима работы: более крупная (например, 1000–2000 мкм), если

жидкость содержит проппант, более мелкая (например, 25–100 мкм) для «чистой» жидкости, подаваемой в центробежный насос. Размер корпуса фильтра и размер соединения нужно подбирать таким образом, чтобы скорость потока была низкой, а перепад давления при максимальном расходе был значительно ниже доступного.
При работе с загрязненной проппантом следует сочетать механическую сепарацию в сочетании с тонкой фильтрацией для того, чтобы сначала убрать основную массу и крупный проппант, а далее уделить мелкие частицы, которые не прошли на первом этапе.

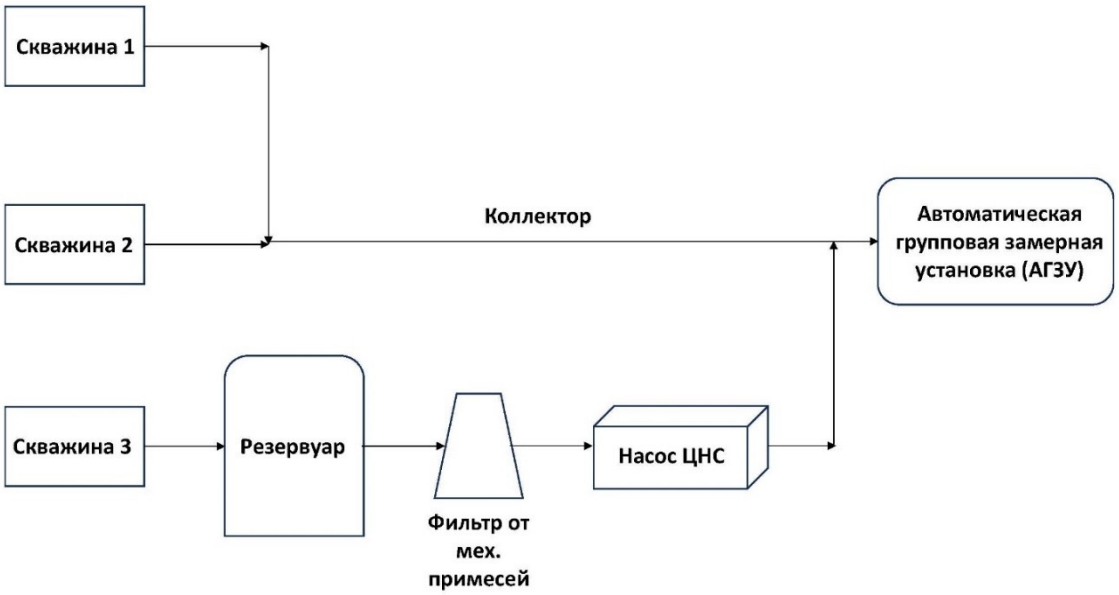


Рисунок 1 — Установка фильтра от механических примесей на кустовой площадке.

Всасывающий сетчатый фильтр устанавливается на всасывающем патрубке или непосредственно перед ним, имеет многослойный отбойник из просечно-вытяжного листа.
Когда жидкость вместе с пропантом будет проходить через сетку, из-за наличия нескольких слоёв, пропант не будет забивать проходы для жидкости. Далее, когда жидкость будет двигаться к выходу, у нас будут установлены отбойные пластины, за ними будут следовать два фильтра. Грубый фильтр применяется для предварительной фильтрации и может иметь относительно крупную сетку (например, 0,5–3 мм) для улавливания ржавчины, пластика, кусочков резины и крупных песчинок, которые могут забить отверстие рабочего колеса или заклинить клапаны. Фильтр тонкой очистки обеспечит очищение потока от мелкой фракции загрязнения для защиты внутренних частей насоса и поддержания свойств жидкости.

Применение сетчатого фильтра в системе подачи жидкости к насосу ЦНС является эффективной мерой по защите оборудования от механических примесей, возникающих в процессе эксплуатации после проведения гидроразрыва пласта. В результате использования фильтра повышается надежность работы насосного агрегата, снижается вероятность аварийных отказов и увеличивается межремонтный период, что является экономически выгодным для предприятия.

Список использованных источников

1. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов, Ф. С. Габдрахимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 68-71.

2. Давыдов А. Ю. Строительство скважин с применением наддолотных модулей / А. Ю. Давыдов, И. А. Яхина, Л. М. Зарипова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2 (326). – С. 16-19.

3. Зарипова Л. М. Влияние демпфера на показатели электробура / Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 389-392. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

4. Зарипова Л. М. Стендовые исследования устьевого вибратора / Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 392-396. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43121831 (дата обращения: 23.03.2026).

5. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108-113.

6. Обоснование основных параметров виброгасителя установки электроцентробежного насоса / М. С. Габдрахимов, К. Р. Фахриева, Л. М. Зарипова, Т. Н. Шамсутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 43-49.

7. Зарипова Л. М. Реверсивный вибратор / Л. М. Зарипова, А. К. Зарипов, М. С. Габдрахимов // Современные проблемы нефтегазового оборудования-2021: материалы Международной научно-технической конференции / отв. ред. А. И. Могучев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 176-181.

8. Советы при подготовке материала мультимедийной лекции в учебном процессе / Л. М. Зарипова, А. Ю. Давыдов, М. С. Габдрахимов, Р. А. Ахметьянова, А. Г. Шарафутдинов // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 144-147. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=41500809 (дата обращения: 23.03.2026).

9. Мусин Р. Р. Применение щёточных уплотнений в воздушной обойме осевого компрессора на ГПА типа ГТК 10-4 / Р. Р. Мусин, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 410-414.

10. Повышение надежности и работоспособности винтового насоса / Б. Б. Бобожонов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 330-334. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830 (дата обращения: 23.03.2026).

11. Методы регулирования подачи магистральных насосов / А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова, И. А. Давыдов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 426-431. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830 (дата обращения: 23.03.2026).

12. Давыдов А. Ю. Повышение надежности турбогенератора телесистемы ЗТС-42ЭМ / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 433-437.

13. Анализ применяемых мероприятий по интенсификации добычи нефти на Пермяковском месторождении / А. А. Бобоев, И. А. Давыдов, А. Ю. Давыдов, Р. И. Сулейманов, Л. М. Зарипова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 36-40. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370447 (дата обращения: 23.03.2026).

14. Проведение производственных практик по направлению 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» / Р. И. Сулейманов, Р. Г. Хабибуллина, М. С.

Габдрахимов, А. Ю. Давыдов // Актуальные вопросы высшего образования – 2018: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 126-129.

15. Применение виртуального тренажера «Капитальный ремонт скважин» / М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова // Актуальные вопросы высшего образования - 2023: Материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 413-419. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=68558110&selid=68558265 (дата обращения: 23.03.2026).

16. Анализ надёжности установок погружных центробежных насосов в нефтегазодобывающих компаниях / М. Я. Хабибуллин, А. Г. Гилаев, Л. З. Самигуллина, Р. И. Сулейманов, А. Ю. Давыдов, Э. Р. Васильева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1(129). – С. 18-27. – DOI 10.17122/ntj-oil-2021-1-18-27.

17. Повышение эффективности работы гидрораспределителя гидропривода ШГН / Р. И. Сулейманов, М. Я. Хабибуллин, В. А. Петров, А. Ю. Давыдов, О. В. Давыдова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 392-395.

18. Сулейманов Р. И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: автореф. дис. … канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исхакович. – Уфа, 2004. – 23 с.

19. Сулейманов Р. И. Совершенствование наддолотного гидроударника для роторного способа бурения: дис. … канд. техн. наук / Сулейманов Рустэм Исхакович. – Уфа, 2004. – 108 с.

20. Техническая диагностика нефтепромыслового оборудования / Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, В. А. Петров, Л. М. Зарипова, Л. З. Зайнагалина // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин и агрегатов: сборник научных трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летнему юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности» / отв. ред. Р. Н. Сулейманов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 159-164.

21. Влияние положения ствола скважины на транспортировку бурового шлама / Р. И. Сулейманов, Л. З. Зайнагалина, Л. М. Зарипова, М. Л. Галимуллин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 96-100.

22. Совершенствование системы охлаждения насосного агрегата ЦНС / Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, Д. И. Сидоркин, Р. Я. Абдюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 399-402.

23. Повышение эффективности разделения фаз в вертикальном сепараторе СВ-II-1.0-800 УХЛ / И. А. Давыдов, А. Ю. Давыдов, М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 434-438. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49370447 (дата обращения: 23.03.2026).

УДК 621.001.4

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕМОНТА РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАШИН

В.И.Карагодин

(Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ), профессор)

Чан Ван Доан
(Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ), аспирант)

Аннотация. Вопросы совершенствования ремонта рабочего оборудования транспортно-технологических машин рассмотрены на примере гидромолотов. В структуру ремонтного цикла гидромолотов включен централизованный ремонт по техническому состоянию (ЦРТС). Выполнена группировка гидромолотов по конструктивно-технологическим признакам и определены коэффициенты конструктивно-технологической однородности. Обоснованы оптимальные стратегии ремонта, устанавливающие функции предприятий разных размеров и степень централизации ремонтных работ.

Ключевые слова: транспортно-технологические машины, рабочее оборудование, ремонт, конструктивно-технологическая однородность, стратегии ремонта.

UDC 621.001.4

IMPROVING THE REPAIR OF WORKING EQUIPMENT OF TRANSPORT AND TECHNOLOGICAL MACHINES

V.I.Karagodin
(Moscow Automobile and Road Construction State Technical University (MADI), Professor)
Tran Van Doan
(Moscow Automobile and Road Construction State Technical University (MADI), Postgraduate Student)

Abstract. The issues of improving the repair of working equipment of transport and technological machines are considered on the example of hydraulic hammers. The structure of the repair cycle of hydraulic hammers includes centralized repair based on technical condition (CRTC). The grouping of hydraulic hammers by design and technological features is performed and the coefficients of design and technological homogeneity are determined. Optimal repair strategies are substantiated, establishing the functions of enterprises of different sizes and the degree of centralization of repair work.

Keywords: transport and technological machines, working equipment, repair, structural and technological uniformity, and repair strategies.

Введение

Проблемы ремонта рабочего оборудования транспортно-технологических машин общие для всех отраслей, в которых оно используется: в строительстве, нефте- и газодобыче, горнодобывающей промышленности и др. В силу функционального назначения и условий эксплуатации рабочего оборудования оно различается конструктивным устройством и имеет очень много моделей. Многономенклатурность создаёт большие проблемы в организации и технологии ремонта рабочего оборудования. Изготовленное на предприятиях с большой производственной программой, оно ремонтируется на небольших, несовершенных предприятиях, которые имеют единичное или мелкосерийное производство. Если количество и масштабы ремонта небольшие, эффективность производства будет невысокой. Требуется система ремонта изделий, которая способствует концентрации производства для внедрения более совершенных технологий, а новые технологические решения позволяют в условиях единичного и мелкосерийного производства реализовывать преимущества крупносерийного производства [1]. Типичным представителем рабочего оборудования транспортно-технологических машин являются гидравлические молоты (гидромолоты), для которых решались изложенные ниже научно-технические задачи.

Обоснование структуры ремонтного цикла гидромолотов

Действующими нормативами [2] для гидромолотов предусмотрены только единое техническое обслуживание с периодичностью 100 ч и текущий ремонт с периодичностью 500 ч. Практика технической эксплуатации гидромолотов показала, что этого недостаточно для эффективного поддержания их работоспособности. На основе опыта лучших российских

предприятий, в частности, группы компаний «Традиция», мы предлагаем выполнять не только текущий ремонт, но и централизованный ремонт по техническому состоянию (ЦРТС) [3], который инструкцией [2] не предусмотрен, но хорошо себя зарекомендовал на практике [4].

Различают две основные разновидности стратегий ремонта [2]: по наработке и по техническому состоянию. Ремонт любой техники, за исключением капитального ремонта, всегда выполнялся по техническому состоянию. При обезличенном капитальном ремонте, независимо от технического состояния поступающих в ремонт изделий, используется единый технологический процесс. При текущем ремонте обычно устраняют только дефекты, имеющиеся на изделии. Оба подхода имеют и достоинства, и недостатки. В первом случае организуется серийное производство. Индустриальные технологии позволяют повышать производительность труда, но часто ведут к разукомплектованию ещё работоспособных сопряжений. Устранение отдельных дефектов позволяет сохранять работоспособные сопряжения, но приводит к крайне низкой производительности труда, так как ремонт производится по единичным технологиям.

К.Т. Кошкин [5] предложил восстанавливать детали по технологическим маршрутам, различающимся сочетаниями устраняемых дефектов. В 60-е годы прошлого века маршрутную технологию восстановления деталей использовали все московские авторемонтные заводы. Впоследствии под влиянием экономических реформ и ряда других обстоятельств эта технология постепенно предавалась забвению.

Однако идеи маршрутной технологии не были забыты и нашли свое применение в последние 30 лет при унификации технологических процессов ремонта не деталей, а агрегатов [6]. Новый вид ремонта получил название централизованного ремонта по техническому состоянию (ЦРТС). Почему новый, если ремонт по техническому состоянию не только известен, но и используется давно? Принципиальная новизна скрыта в слове «централизованный». При централизованном ремонте на ремонтных заводах или предприятиях технического сервиса невозможно применять единичные технологии, а необходим переход к серийному производству. Это и дает маршрутизация. Каждый технологический маршрут предусматривает запуск в производство партий изделий, что характерно для серийного производства, ведет к специализации рабочих мест, повышению уровня механизации работ и производительности труда. На рис. 1 представлен фрагмент матрицы исходных сочетаний работ по ремонту гидромолота Delta F-15. Столбцы матрицы – работы, выполнявшиеся при ремонте, строки – номера выполненных ремонтов. На рис. 2 представлен состав технологических маршрутов ремонта гидромолота.

№	1	3	4	5	6	8	9	11	19	10	20	21	54	56	60	64	100	102	110	115	125	126	133	Чел/час
1	1	1					1		1									1	1				1	12
2	1		1	1			1		1	1					1			1	1	1		1		26
3	1	1			1		1		1			1			1			1	1				1	13
4	1	1					1		1									1	1				1	13
5	1		1	1	1	1	1	1	1									1	1			1		22
6	1		1	1			1			1	1				1			1		1	1			18
7	1		1	1			1	1				1	1			1	1	1		1		1	1	24
8	1		1	1	1		1		1		1	1	1		1			1	1		1			15,5
9	1		1	1			1			1	1	1	1	1				1		1	1			25,5
10	1		1	1		1	1			1	1				1			1		1	1			14
11	1	1					1		1									1	1				1	11
12	1		1	1		1		1		1		1	1	1	1					1		1	1	15
13	1		1	1		1	1	1				1	1			1	1	1		1		1	1	27
14	1				1	1	1	1		1	1							1			1			17
15	1	1					1		1									1	1				1	16
16	1		1	1			1			1	1	1	1	1				1		1	1			23
17	1		1	1		1	1	1				1	1			1		1		1		1	1	25
18	1	1					1		1									1	1					12
19	1		1	1			1		1		1	1	1	1				1		1	1			24
20	1				1	1	1	1	1	1	1							1	1	1	1			18

Рис. 1 – Фрагмент матрицы исходных сочетаний работ по ремонту гидромолота Delta F-15

M1	1		1	1		1	1			1	1				1			1		1	1			19
M2	1		1	1		1	1	1	1	1		1	1		1	1	1	1	1	1		1	1	24
M3	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				1	1	1	1	1		16,5
M4	1	1			1		1		1				1		1				1	1			1	13
M5	1	1			1	1	1	1	1	1	1								1	1	1	1		18

Рис. 2 – Состав технологических маршрутов ремонта гидромолота Delta F-15

Оценка и учет конструктивно-технологической однородности гидромолотов

Многономенклатурное производство не только сложно организовать, но и сложно проектировать. Обычно многономенклатурную производственную программу выражают либо в условных, либо в приведенных единицах. Это вызывает существенные погрешности, так как степень конструктивной и технологической совместимости объединяемых изделий не учитывается. Пусть начальная программа предприятия была $N_н$, а трудоемкость единицы продукции составляла $T_н$ (рис. 3). Программу предприятия удвоили, она достигла $N_д$, а трудоемкость единицы продукции снизилась до $T_д$. Но это произойдет в том случае, если вторая половина продукции конструктивно и технологически идентична первой половине. В противном случае никакого эффекта от увеличения производственной программы не произойдет. Это крайние ситуации, а в действительности какие-то технологические операции по новой продукции будут сходными с уже освоенными операциями, и увеличение объемов производства по этим операциям даст определенный эффект. А по другим операциям эффекта не будет, и трудоемкость единицы продукции в целом будет в пределах от $T_д$ до $T_н$ и составит $T_о$, что на графике соответствует некоторой условной программе $N_о$, лежащей в промежутке между $N_н$ и $N_д$.

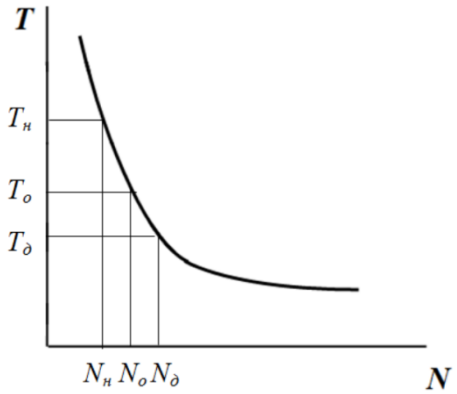


Рис. 3 – Зависимость трудоемкости ремонта изделий от годовой программы предприятия

Нами предложен коэффициент k_{ij} конструктивно-технологической однородности изделия j по отношению к изделию-эталону s, определяемый как отношение суммарной трудоемкости операций, выполняемых при ремонте j-го изделия, совмещаемого в производственной программе с s-м изделием-эталоном, к суммарной трудоемкости операций, выполняемых при ремонте s-го изделия-эталона, которое является либо наиболее сложным (трудоемким), либо основным в программе предприятия [7].

Условная программа $N_о$, по которой должны рассчитываться технико-экономические показатели проектируемого многономенклатурного производства, определяется по формуле:

$$N_o = N_s + \sum_{j=1}^{n} k_{sj} k_j N_j,$$

где N_s – производственная программа ремонта s-го изделия-эталона;

k_j – коэффициент приведения по трудоемкости j-го изделия к s-му изделию-эталону;

N_j – производственная программа ремонта j-го изделия.

Нами получена эмпирическая формула для расчета средних удельных затрат C_j на ремонт j-го гидромолота:

$$C_j = 798 + 15472 N_o^{-0,305} = 798 + 15472 \left(N_s + \sum_{j=1}^{n} k_{sj} k_j N_j \right)^{-0,305}, \text{ руб.}$$

С целью практического использования изложенной методики и для облегчения расчетов инженером-технологом значений коэффициентов получены эмпирические зависимости коэффициента конструктивно-технологической однородности k_{sj} от программы производства N и массы гидромолота m для поршневых гидромолотов:

$$k_{sj} = 2{,}387 \cdot N^{-0{,}02} \cdot m^{-0{,}14},$$

для мембранных гидромолотов:

$$k_{sj} = 2{,}277 \cdot N^{-0{,}05} \cdot m^{-0{,}18}$$

и для поршневых гидромолотов без шпилек:

$$k_{sj} = 1{,}852 \cdot N^{-0{,}07} \cdot m^{-0{,}10}.$$

Обоснование стратегий ремонта гидромолотов и границ их применения

Стратегия ТО и ремонта машин – это система правил, однозначно определяющих выбор решения о содержании, месте и времени выполнения работ ТО и ремонта, либо о списании машины или ее составной части [1]. Рассматриваемые стратегии предусматривают частичную или полную передачу ПЭМ работ по ТО и ремонту гидромолотов для их выполнения ПТС. Централизация работ, безусловно, приведет к снижению затрат. Если ПЭМ и ПТС принадлежат одному владельцу, он увеличит свою прибыль. В противном случае возникнет конфликт хозяйственных интересов ПЭМ и ПТС. По аналогии с работой [8] стратегии ограничены тремя решениями, дающими разные доли прибыли, которую ПЭМ и ПТС могут иметь от оказания услуг технического сервиса: 0, 50 и 100 %. В первом случае вся прибыль поступает на счет ПЭМ, во втором случае делится пополам, третье решение предусматривает получение 100 % прибыли ПТС.

Результаты оптимизационных расчетов представлены на рис. 4. Мелким ПЭМ (до 65 гидромолотов) нецелесообразно развивать собственную производственно-техническую базу и следует передать все работы ПТС. Средним ПЭМ (от 65 до 85 гидромолотов) следует выполнять только ТО и сопутствующий ремонт без снятия гидромолота с базовой машины, а остальные работы передать ПТС. Крупным ПЭМ (свыше 85 гидромолотов) следует передать ПТС только ЦРТС, а для остальных работ (ТО и текущих ремонтов) целесообразно развивать собственную производственно-техническую базу.

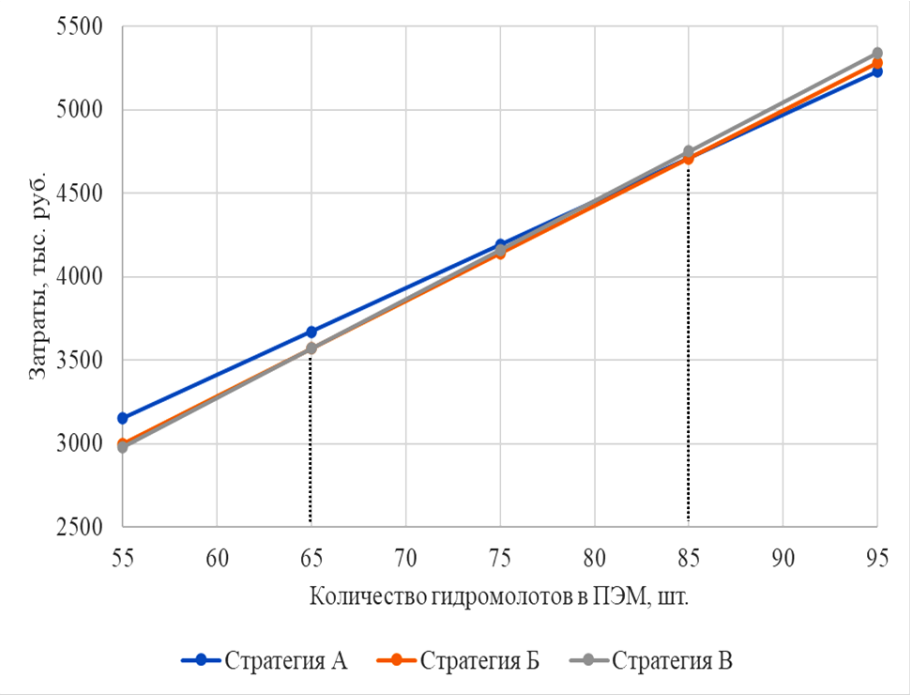


Рис. 4 – Зависимость затрат на ремонт гидромолотов от размера парка для разных стратегий ремонта гидромолотов

Выводы

1. В структуру ремонтного цикла гидромолотов включен централизованный ремонт по техническому состоянию (ЦРТС). Обоснована и разработана технология ЦРТС, сформированы технологические маршруты ремонта гидромолотов. На примере модели Delta F-15 установлено, что объединение 70 видов ремонта в 5 технологических маршрутов

позволило существенно сократить неопределённость технического состояния поступающих в ремонт изделий, повысить серийность производства и производительность труда.

2. На основе экспериментальных данных по технологическим процессам ремонта гидромолотов различных моделей выполнена их группировка по конструктивно-технологическим признакам и определены коэффициенты конструктивно-технологической однородности. Получены двухфакторные степенные зависимости коэффициентов конструктивно-технологической однородности от массы гидромолота и объёма производственной программы. Установленные зависимости позволяют определять значения указанных коэффициентов для гидромолотов различных моделей и производственных программ в исследованном диапазоне.

3. Разработана методика обоснования оптимальной стратегии ремонта ГМ на основе теории игр, позволяющая учитывать экономические интересы всех предприятий. Установлено, что небольшим предприятиям, имеющим до 65 гидромолотов, следует передать все работы предприятиям технического сервиса. Средним предприятиям, имеющим от 65 до 85 гидромолотов, следует выполнять только ТО и сопутствующий ремонт без снятия гидромолота с базовой машины, а остальные работы передать для централизованного выполнения. Крупным предприятиям (свыше 85 гидромолотов) следует передать предприятиям технического сервиса только ЦРТС, а для выполнения остальных работ (ТО и текущих ремонтов) целесообразно развивать собственную производственно-техническую базу.

Список использованных источников:

1. Карагодин В.И. Техническая эксплуатация машин (строительные и дорожные машины): учебник / В.И. Карагодин. — Москва: КНОРУС, 2023. — 340 с. — (Бакалавриат).

2. Рекомендации по организации технического обслуживания и ремонта строительных машин. МДС 12-8.2007 / ЦНИИОМТП. – Москва: ФГУП ЦПП, 2007 – 70 с.

3. Карагодин В.И. Технология централизованного ремонта гидравлических молотов по техническому состоянию / В.И. Карагодин, Р.А. Хапугин // Транспорт. Транспортные сооружения. Экология, 2021. – № 3. – С. 45-53.

4. Григорьев Д.А. Повышение оперативности технического обслуживания и ремонта гидромолотов путем использования подвижных мастерских / Д.А. Григорьев // «Наука и техника в дорожной отрасли». III международная конференция с участием молодых ученых, 15 – 18 мая 2023 г.: материалы конференции / МАДИ. – Москва, 2023. – С. 78-80.

5. Кошкин К.Т. Маршрутная технология ремонта деталей автомобиля. / К.Т. Кошкин – Москва: Автотрансиздат, 1960. – 216 с.

6. Карагодин В.И. Организация и технология централизованного ремонта автомобильных двигателей по техническому состоянию: монография / В.И. Карагодин – Москва: РУСАЙНС, 2021. – 108 с.

7. Карагодин В.И. Оценка конструктивно-технологической однородности гидравлических молотов при их ремонте / В.И. Карагодин, Р.А. Хапугин, П.Н. Квасов, Чан Ван Доан. // Автомобиль. Дорога. Инфраструктура, 2023. – №3 (37).

8. Горелов А.Ю. Адаптация сервисного сопровождения к парку машин и условиям их эксплуатации: дисс.…канд. техн. наук: 2.5.11 / А.Ю. Горелов. – Москва, 2024. – 199 с.

УДК 623.746.-519

ДРОН-ИНСПЕКТОР В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Я.Р. Мусина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Д.А.Рахматуллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25–11)

Г. М. Астафьева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)
Ключевые слова: Дрон-Инспектор, нефтегазовая отрасль, беспилотные летательные аппараты (БПЛА), датчики, мониторинг трубопроводов, безопасность, ультразвуковые датчики

Аннотация: В данной статье анализируется разработка БПЛА с системой ультразвукового контроля для мониторинга нефтегазопроводов. Дрон предназначен для автоматического обнаружения коррозии, трещин и дефектов сварных швов с целью повышения безопасности и снижения рисков аварийных разливов.

UDC 623.746.-519

DRONE INSPECTOR IN OIL AND GAS

I.R.Musina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of MGR12-25-11)
D.A. Rakhmatullin
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of group RDT9-25–11)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract: This article analyzes the development of an UAV with an ultrasonic inspection system for monitoring oil and gas pipelines. The drone is designed to automatically detect corrosion, cracks, and weld defects to improve safety and reduce the risk of accidental spills.

Keywords: Drone-Inspector, oil and gas industry, unmanned aerial vehicles (UAVs), sensors, pipeline monitoring, safety, ultrasonic sensors

Нефтегазовый комплекс играет ключевую роль в экономике России, являясь основным источником бюджетных поступлений и энергетического обеспечения промышленности. Однако функционирование данной отрасли сопряжено с повышенными рисками, в частности, с возможностью возникновения крупномасштабных аварий. Подобные инциденты, такие как утечки углеводородов и возгорания, способны причинить значительный ущерб окружающей среде и здоровью населения.

В целях минимизации указанных угроз активно разрабатываются и внедряются автоматизированные системы, предназначенные для мониторинга и диагностики трубопроводных сетей и сопутствующей инфраструктуры.

Традиционные методы инспекции трубопроводов характеризовались длительными сроками выполнения, недостаточной объективностью и высокой вероятностью ошибок, обусловленных человеческим фактором. Интеграция современных беспилотных летательных аппаратов позволяет нивелировать существующие ограничения и существенно повысить

эффективность контрольно-диагностических мероприятий.[1]

Большинство дронов с ультразвуковым датчиком требуют прямого контакта с поверхностью объекта для правильного считывания данных. Работа на большом расстоянии может приводить к потере точности измерений. Так-же состояние материала и поверхности напрямую влияет на ультразвуковое отражение. Неровности или загрязнения поверхности искажают сигналы, препятствуя точному выявлению дефектов.[2]

На основе существующих недостатков снятия показаний был разработан Дрон-Инспектор, который производит ультразвуковой контроль без прямого контакта датчика УЗК.

Для задачи нужен беспилотник с большой грузоподъемностью и долгим временем полета. Для создания дрона подойдет платформа DJI Matrice 300 RTK (рис.1). Его надежность обеспечивают два IMU: при отказе основного, резервный мгновенно (за 0.2 с) берет управление, гарантируя стабильность. Для безопасности Matrice 300 RTK оснащен системой обнаружения препятствий: шесть пар визуальных датчиков сканируют пространство. Верхние/нижние работают до 30 м, боковые (перед, зад, бока) — до 40 м. Дрон также может следовать маршруту, выполнять маневры и точно удерживать позицию. RTK-система в реальном времени передает геоданные с сантиметровой точностью.[3]



Рисунок 1 - Дрон DJI Matrice 300 RTK

Для надзора за трубопроводами и нефтегазовыми объектами используются видеокамеры высокого разрешения на БПЛА. Это позволяет дистанционно выявлять аномалии, критичные для безопасности. Для дрона подойдет подвес A40TR Pro.

УЗД — надежный метод выявления скрытых дефектов (трещин, дефектов сварки, пористости, расслоений). Для точного контроля важен выбор преобразователя.EMAP S7692 3. OAOD25ES (рис.2) позволяет измерять толщину стали через воздушный зазор до 7 мм, что исключает подготовку поверхности для провидения ультразвукового контроля.



Рисунок 2 - Преоброзователь УЗК

Эктромагнитно-акустические преобразователи (ЭМАП) генерируют ультразвук в материале за счет взаимодействия электромагнитных полей (сила Лоренца). Обратное преобразование фиксирует прибор. Преимущества ЭМАП: не требует контактной жидкости, подходит для горячих/холодных объектов и автоматизации, позволяет проводить измерения сквозь изоляцию, без призм и расчета отражений.

Для УЗК нужен толщиномер. ЭМА толщиномер A1270 с импульсным подмагничиванием позволяет бесконтактно измерять толщину стали и алюминия без контактной жидкости. Особенности и преимущества A1270: Диапазон измерений: 0,8–100мм, быстрый доступ к настройкам, встроенный калибровочный элемент, автоматический расчет скорости ультразвука.[4]

Для ориентации и хранения получаемой информации БПЛА необходима управляющая плата. Плата Raspberry Pi (рис.3) с гироскопом MPU6050 обеспечивает точные данные о положении. Встроенный накопитель заменяет карту памяти. Raspberry Pi позволяет

обрабатывать данные с датчиков (камер, GPS) для автономного полета, стабилизации и анализа видео. Мощности достаточно для управления миссией: взлет, маршрут, удержание, посадка. Плата собирает данные с акселерометров, гироскопов, компасов, барометров для оператора или последующего анализа.[5]



Рисунок 3.-Плата Raspberri

Принцип работы платы:

К основной плате будут подключены винты БПЛА, сама плата подключается к нашей встроеной плате Raspberi Pi. К этой плате будут подключаться датчики(Толщиномер, преоброзователь ультразвука, WI-FI флешка). С помощью платы Raspberri данные полученные с датчиков можно либо записывать на встроенную карту памяти либо же передавать по WI-FI оператору. (рис.4)

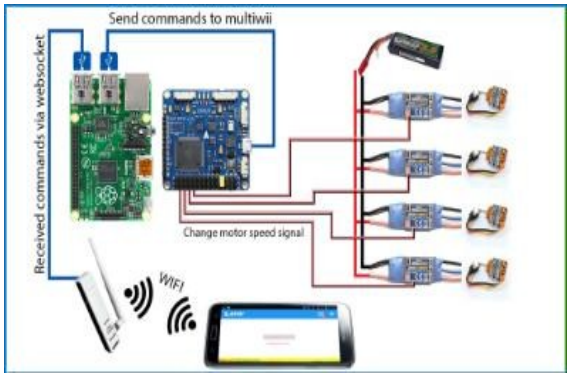


Рисунок 4 - Принцип работы платы

Благодаря уникальному сочетанию исключительной прочности, минимальной массы и превосходной способности гасить вибрации, карбоновый материал представляет собой идеальное решение для надежного монтажа разнообразного оборудования на беспилотные летательные аппараты.[6]

Крепление датчика и прибора УЗК на дрон с помощью карбоновой трубки:

1. Крепление трубки: Размещаем и просверливаем отверстия на дроне, либо используем стяжки для фиксации карбоновой трубки.
2. Монтаж датчика: Приклееваем датчик к концу трубки.
3. Прокладка кабеля: Закрепляем кабель изолентой или в канале, затем проводим его через трубку и подключаем к прибору.
4. Финальная фиксация: Надежно прикрепляем узел к дрону стяжками, убедившись в отсутствии сдвигов.

Мониторинг и диагностика трубопроводов и других элементов нефтегазовой инфраструктуры становятся гораздо эффективнее благодаря использованию беспилотников, оборудованных специализированными сенсорами. Эта технология не только обеспечивает экономию ресурсов, но и значительно снижает вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций и ущерба окружающей среде. В итоге, внедрение инспекционных дронов с необходимым оснащением открывает новые горизонты для обеспечения стабильности и

безопасности в нефтегазовом секторе, способствуя дальнейшему прогрессу и внедрению передовых решений.

Список использованных источников

1. Ступницкий, М. М. Рой БПЛА - новая парадигма применения малоразмерных БПЛА / М. М. Ступницкий, Л. О. Мырова, П. С. Королев // Электросвязь. – 2023. – № 4. – С. 2-10. – DOI 10.34832/ELSV2023.41.4.001. – EDN AAYRWJ.

2. Гиззатуллина, А. А. Обоснование выбора метода транспортировки скважинной продукции с Бованенковского месторождения / А. А. Гиззатуллина, З. Д. Юсупов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2025 : Сборник трудов V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 07 ноября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 229-233. – EDN WVGJCD.Н.П.Гончарова, В.С.Примачук-Беспилотные летательные аппараты в современном мире. Краткий обзор и перспективы в будущем.

3. Ахметов, Ш. Д. К вопросу о проблеме борьбы с гидратообразованием в системах сбора и транспорта углеводородов при помощи акустического метода / Ш. Д. Ахметов, А. А. Гиззатуллина // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2025 : Сборник трудов V Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 07 ноября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 60-63. – EDN AZCKUK..

4. А. Ю. Попов, К.К. Госина, И. В. Петров, А.Е.Макарова, Д.Г.Балова, А.В.Пепеляев-Классификация, состав, достоинства и недостатки многокомпонентных композитных материалов.

5. Экспериментальные исследования интегрального акселирометра / В. Д. Вавилов, В. И. Поздяев, С. Ф. Былинкин, А. А. Гуськов // Техника машиностроения. – 2001. – № 5(33). – С. 23-26. – EDN UJTJXT.

УДК 621.65:519.876

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЛАБИРИНТНЫХ УПЛОТНЕНИЙ ЦНС 180-1900

Я.Р.Мусина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,студент гр. МГР12-25-11)

А.Р.Тухватшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,студент гр. МГР12-25-11)

А.Р.Кудояров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,студент гр. МГР12-25-11)

Ф.А.Ихсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В ходе расчётов была рассмотрена задача снижения объёмных потерь в центробежном секционном насосе ЦНС 180-1900 путём модернизации щелевых уплотнений рабочих колёс. Разработана математическая модель трёхщелевого лабиринтного уплотнения, учитывающая потери на трение и местные сопротивления. На основе модели создан алгоритм расчёта утечек, реализованный в среде Excel (VBA). Проведён параметрический анализ, определены оптимальные геометрические соотношения, обеспечивающие минимальные утечки.

Ключевые слова: центробежный насос, лабиринтное уплотнение, утечки, математическое моделирование, оптимизация, VBA.

UDC 621.65:519.876

MATHEMATICAL MODELING AND OPTIMIZATION OF PARAMETERS OF THE LABYRINTH SEALED CNS 180-1900

I.R.Musina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)
A.R.Tukhvatshin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)
A.R.Kudoyarov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)
F.A.Ikhsanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological Uiversity in the City of Oktyabrsky, docent)

Abstract. The calculations addressed the problem of reducing volumetric losses in a CNS 180-1900 centrifugal sectional pump by upgrading the impeller gap seals. A mathematical model of a three-gap labyrinth seal was developed, taking into account friction losses and local resistance. Based on this model, a leakage calculation algorithm was created, implemented in Excel (VBA). A parametric analysis was conducted, and optimal geometric relationships were determined to ensure minimal leakage.

Keywords: centrifugal pump, labyrinth seal, leaks, mathematical modeling, optimization, VBA.

Центробежные секционные насосы типа ЦНС широко применяются в нефтегазовой отрасли, в первую очередь для поддержания пластового давления. Помимо этого, их используют в энергетике и системах водоснабжения. При эксплуатации таких насосов неизбежно возникают объёмные потери, связанные с утечками жидкости через уплотнения горловин рабочих колёс. В стандартной конструкции насоса ЦНС 180-1900 применяются щелевые уплотнения, через которые может теряться до 5–10 % от номинальной подачи [1].

Применение лабиринтных уплотнений, является одним из способов снижения утечек. В отличие от обычной щели, поток в лабиринте многократно меняет направление, проходит через зоны расширения и сужения, за счёт чего возрастает гидравлическое сопротивление. Однако расчёт таких уплотнений оказывается заметно сложнее: необходимо учитывать как потери на трение в узких каналах, так и местные потери в промежуточных камерах. В рамках работы была предпринята попытка получить расчётную зависимость для такой конструкции.

Утечки возникают из-за того, что перепад давления между выходом и входом рабочего колеса: на выходе давление существенно выше, чем на входе. Для одиночного щелевого уплотнения расход утечки может быть оценён по известной зависимости [2]. Величина утечек через щелевое уплотнение определяется формулой (1):

$$Q_{\text{ут}} = \mu \pi D b \sqrt{2 g H_p}, (1)$$

где μ - коэффициент расхода; D - диаметр уплотнения, м; b - радиальный зазор, м; g = 9,81 м/с² - ускорение свободного падения; H_p - перепад давления на уплотнении, м.

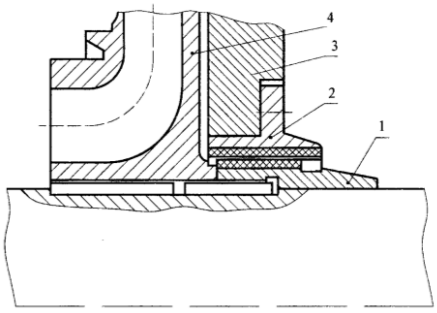
Для щелевого уплотнения коэффициент расхода вычисляется как:

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{0{,}5\lambda \frac{l}{b} + 1{,}5}}, (2)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения; l - длина щели, м.

Расчёт для первого рабочего колеса показал, что утечки через уплотнение составляют $Q_{\text{ут}} = 0{,}00448$ м³/с, что соответствует потере гидравлической мощности $\Delta N = Q_{\text{ут}} \cdot \Delta p \approx 5954$ Вт. С учётом этого было решено рассмотреть вариант с лабиринтным уплотнением.

Рассмотрим трёхщелевое лабиринтное уплотнение (рисунок 1), состоящее из трёх последовательных кольцевых щелей с зазорами *b*1,*b*2,*b*3 и длинами *l*1,*l*2,*l*3[3]. Диаметр уплотнения *D* одинаков для всех щелей.



1 - ступица рабочего колеса, наплавленный материал ТМ-1;
2 - втулка радиальной опоры, наплавленный материал ТМ-1;
3 - направляющий аппарат; 4 - рабочее колесо.
Рисунок 1 – Схема трёхщелевого лабиринтного уплотнения

Уплотнение рассматривалось как система последовательно соединённых гидравлических сопротивлений. Общий перепад давления H_p складывается из потерь в каждой щели и в промежуточных камерах. При этом расход утечек через все элементы одинаков. Обозначим давления: *pi* - на входе в уплотнение, *px* - в первой камере, *py* - во второй камере, *p*1 - на выходе из уплотнения.

Для каждой щели справедливо уравнение Бернулли с учётом потерь:

$$\frac{p_i - p_x}{pg} = \frac{Q_s^2}{2g(\mu_1 f_1)^2}, (3)$$

$$\frac{p_x - p_y}{pg} = \frac{Q_s^2}{2g(\mu_2 f_2)^2}, (4)$$

$$\frac{p_y - p_1}{pg} = \frac{Q_s^2}{2g(\mu_3 f_3)^2}, (5)$$

где *pi*,*px*,*py*,*p*1 - давления на входе, в промежуточных камерах и на выходе; *Qs* - расход утечек (одинаков через все щели); *μi* - коэффициент расхода *i*-й щели; *fi* = *πDbi* - площадь проходного сечения *i*-й щели.

Коэффициент расхода для каждой щели определяется аналогично (2):

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{0{,}5\lambda \frac{l}{b} + 1{,}5}},$$

Складывая уравнения (3)-(5), получим суммарный напор, теряемый в уплотнении:

$$H_p = \frac{p_i - p_1}{pg} = \frac{Q_s^2}{2g}\left[\frac{1}{(\mu_1 f_1)^2} + \frac{1}{(\mu_2 f_2)^2} + \frac{1}{(\mu_3 f_3)^2}\right], (6)$$

Выражая *Qs* из (6), имеем:

$$Q_s = \sqrt{\frac{2gH_p}{\frac{1}{(\mu_1 f_1)^2} + \frac{1}{(\mu_2 f_2)^2} + \frac{1}{(\mu_3 f_3)^2}}}, (7)$$

Подставим *μi* из (2). Обозначим для краткости:$A_i = 0{,}5\lambda_i \frac{l_i}{b_i} + 1{,}5.$

Тогда *μi*=1/*Ai*, и (*μifi*)2=*fi*2/*Ai*. Подставляя в (7), получаем:

$$Q_s = \sqrt{\frac{2gH_p}{\frac{A_1}{f_1^2} + \frac{A_2}{f_2^2} + \frac{A_3}{f_3^2}}}, (8)$$

После записи уравнений для каждого участка и их суммирования получается выражение (8) для общего напора, из которого можно получить расход утечек. В более компактной форме расчётная зависимость может быть записана как (9):

$$Q_s = \frac{f_1\sqrt{2g \cdot H_p}}{\sqrt{\frac{0{,}5\lambda_1 l_1}{b_1} + (\frac{0{,}5\lambda_2 l_2}{b_2})(\frac{f_1}{f_2})^2 + (\frac{0{,}5\lambda_3 l_3}{b_3})(\frac{f_1}{f_3})^2 + 1{,}5 \cdot \left(1 + (\frac{f_1}{f_2})^2 + (\frac{f_1}{f_3})^2\right)}}, (9)$$

Введём следующие обозначения для упрощения:

$\alpha = \frac{0{,}5\lambda_1 l_1}{b_1}$; $\beta = \frac{0{,}5\lambda_2 l_2}{b_2}$; $\gamma = \frac{0{,}5\lambda_3 l_3}{b_3}$; $r_{12} = \frac{f_1}{f_2} = \frac{b_1}{b_2}$ (так как диаметр одинаков); $r_{13} = \frac{f_1}{f_3} = \frac{b_1}{b_3}$.

Данное выражение учитывает как потери на трение в щелях, так и дополнительные местные потери, возникающие при расширении и сужении потока.

Тогда формула (9) принимает окончательный компактный вид:

$$Q_s = \frac{f_1\sqrt{2g \cdot H_p}}{\sqrt{\alpha + \beta r_{12}^2 + \gamma r_{13}^2 + 1{,}5 \cdot (1 + r_{12}^2 + r_{13}^2)}}, (10)$$

Полученная зависимость носит приближённый характер, так как в ней не учитываются возможные отклонения геометрии, шероховатость поверхностей и ряд других факторов.

Формула (10) является основной математической моделью трёхщелевого лабиринтного уплотнения. Она учитывает:

- α, β, γ - потери на трение по длине каждой щели;
- r_{12}^2, r_{13}^2 - влияние отношения площадей (зазоров) на перераспределение скоростей;
- $1{,}5 \cdot (1 + r_{12}^2 + r_{13}^2)$ - местные потери при входе в щели, выходе из них и в расширительных камерах.

Модель позволяет для заданных геометрических параметров (*D*,*bi*,*li*,*λi*) и перепада давления *Hp* рассчитать расход утечек через уплотнение[4,5].

Для автоматизации расчётов по формуле (3) разработана программа на языке VBA в среде Microsoft Excel. У программы удобный интерфейс с полями ввода исходных данных и кнопками управления (рисунок 2). Перебор параметров выполнялся с использованием цикла с фиксированным шагом (в расчётах принимался шаг 0,01 мм), тем самым позволило оценить влияние зазоров на утечки.

Диаметр уплотнения D, м	0,182		Рассчитать утечки	
Перепад давления Hp, м	100			
g, м/с²	9,81			
			Оптимизировать зазоры	
λ1	0,04			
l1, м	0,00001			
b1, м	0,0002			
λ2	0,04			
l2, м	0,000009			
b2, м	0,0004			
λ3	0,04			
l3, м	0,00002			
b3, м	0,0002			
Qs, м³/с	0,002756			
Qs, л/с	2,756			
Qs, м³/ч	9,921			

Рисунок 2 – Программа на языке VBA в среде Microsoft Excel

Программа позволяет ввести параметры, показывает утечки в разных единицах и промежуточные значения, а ещё может подбирать зазоры перебором.

Сравнение с ручными расчётами показало, что расхождение практически отсутствует (на уровне округления), поэтому программу можно использовать для дальнейшего анализа. Расхождение не превышает 0,1%.

Подбор параметров показал, что:

- Наибольшее влияние оказывает зазор первой щели $b1$: его увеличение в 2 раза приводит к росту утечек примерно в 1,8 раза.
- Увеличение длины щелей li снижает утечки, однако эффективность падает с ростом длины из-за турбулизации потока.
- Оптимальное соотношение зазоров $b1:b2:b3$ составляет 1 : 2 : 1, что обеспечивает наилучшее сочетание сопротивления и технологичности.

При этом расчёты выполнялись для ограниченного диапазона значений, поэтому полученные зависимости следует рассматривать как ориентировочные.

Для насоса ЦНС 180-1900 при перепаде давления Hp=100 м и принятых геометрических параметрах (D=0,182 м; $b1$=0,2 мм; $b2$=0,4 мм; $b3$=0,2 мм; $l1$=0,01 мм; $l2$ =0,009 мм; $l3$=0,02 мм; λi=0,04) расчёт по формуле даёт значение утечек:

$$Q_s = 0{,}002756\ \text{м}^3/\text{с} = 2{,}756\ \text{л}/\text{с} = 9{,}921\ \text{м}^3/\text{ч}.$$

Для сравнения, при использовании щелевого уплотнения в тех же условиях утечки составляют около 0,00448 м³/с. Делаем вывод, что применение лабиринтного уплотнения позволяет снизить утечки примерно в 1,63 раза. При дополнительной оптимизации зазоров (например, уменьшении $b1$ до 0,15 мм) может достигать 2,5-3 раз.

Список использованных источников:

1. Патент № 2662848 C2 Российская Федерация, МПК F04D 1/06, F04D 13/08, F04D 29/042. Ступень центробежного насоса, центробежный насос и применение ступени насоса : № 2016141422 : заявл. 24.03.2014 : опубл. 31.07.2018 / С. Педролло. – EDN BUAIMQ.

2. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Лопастные насосы. Теория, расчёт и конструирование. – МОСКВА: Машиностроение, 1977. – 288 с.

3. Авторское свидетельство № 983319 A1 СССР, МПК F04D 1/00. Центробежный насос : № 2997877 : заявл. 27.10.1980 : опубл. 23.12.1982 / А. И. Дягилев, М. Т. Козлов, И. С. Москалюк ; заявитель Кишиневский Политехнический Институт Им.С.Лазо, Отраслевая Научно-Исследовательская Лаборатория Ветроэнергетики. – Edn Uwmhqn.

4. Ихсанова Ф.А., Ханнанова А.А., Ханнанов Э.Г. Опыт интерпретации и анализа данных эксплуатации скважин с использованием модифицированных статистических подходов. // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции М34 молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: УГНТУ, 2025. – 850 с5. Ден Г.Н. Механика жидкости и газа. – МОСКВА: Машиностроение, 2000. – 384 с.

5.Ихсанова Ф. А. Построение виртуальной лаборатории нахождения числовых характеристик в математической статистике в MS Excel / Ф.А. Ихсанова, А.У. Бойжигитов, Р.Р., Юсупов, А.В., Шайдуллин, А.А Ситников // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых учен3ых, аспирантов и студентов с международным участием/ коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 862-865. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020 (дата обращения: 10.04.2023).

УДК 622.276.63

МОДЕРНИЗАЦИЯ ВХОДНОГО УЗЛА СЕПАРАТОРА В СОСТАВЕ УСТАНОВКИ УЧЕТА НЕФТИ «ОЗНА-МАССОМЕР»

Р.И. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Н.А. Халиков
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студента гр. БМП-22-11)
Г. М. Астафьева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)
Т.Н. Иванцова
(ООО НПФ «Пакер», руководитель СТИА и ЛНМК)
Л. Н. Мамаева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. преподаватель)
Н.С. Фарвазова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация: в работе рассмотрены особенности конструкции входного модуля сепаратора, применяемого в составе установки учета нефти «ОЗНА-Массомер». Проведен анализ эксплуатационных проблем, связанных с гидродинамической неустойчивостью потока, неравномерным распределением фаз и эрозионным износом элементов входного узла. Обоснована необходимость модернизации данного участка как одного из ключевых факторов, влияющих на эффективность сепарации и точность измерений. Предложены технические решения, направленные на улучшение структуры потока, включая применение распределительных устройств, циклонных элементов и комбинированных схем входа.

Ключевые слова: сепаратор; учет нефти; ОЗНА-Массомер; газожидкостная смесь; входной модуль; модернизация; гидродинамика; распределение потока; циклонный ввод; точность измерений; нефтегазовое оборудование; сепарационные процессы

UDC 622.276.63

MODERNIZATION OF THE SEPARATOR INLET ASSEMBLY AS PART OF THE “OZNA-MASSOMER” OIL METERING SYSTEM

R.I. Suleymanov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
N.A. Khalikov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-22-11)
G. M. Astafieva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
T.N. Ivantsova
(NPF Packer LLC, Head of STIA and LNMK)
L. N. Mamaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, lecturer)
N.S. Farvazova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract: This work examines the design features of the separator’s inlet module, used as part of the ‘OZNA-Massomer’ oil metering unit. An analysis is carried out of operational issues related to hydrodynamic flow instability, non-uniform phase distribution and erosive wear of the inlet assembly components. The need to modernise this section is justified as one of the key factors affecting separation efficiency and measurement accuracy. Technical solutions are proposed aimed at improving the flow structure, including the use of distribution devices, cyclone elements and combined inlet configurations.

Keywords: separator; oil metering; OZNA-Massometer; gas-liquid mixture; inlet module; modernization; hydrodynamics; flow distribution; cyclonic inlet; measurement accuracy; oil and gas equipment; separation processes

Практика применения автоматизированных систем для измерения добычи из скважин указывает на то, что точность полученных данных зависит не только от качества расходомеров, но и от эффективности предварительной обработки потока. В системах типа «ОЗНА-Массомер» за эту задачу отвечает сепарационный блок, который разделяет газожидкостную смесь. Основой этого блока, а одновременно и его самым уязвимым местом, является входной модуль сепаратора. Именно здесь формируется структура потока, от которой зависит дальнейшее качество разделения фаз. Однако, в стандартных конструкциях этому узлу часто не уделяют должного внимания, что приводит к систематическим погрешностям в измерениях. Входной узел выполняет не просто функцию подачи, а служит для гидродинамического преобразования потока.

При поступлении газожидкостной смеси он подвергается следующим воздействиям: резкое изменение скорости, перераспределение фаз и начало турбулентности. Неоптимизированная геометрия узла может привести к так называемому «двойному перемешиванию», которое сводит на нет предварительное разделение фаз и увеличивает нагрузку на остальные части сепаратора.

Анализ типовых конструкций подобных узлов в установках «ОЗНА-Массомер» выявляет общие проблемы: неэффективное замедление входящей струи, приводящее к ударам о стенки и дроблению капель; сконцентрированность основного потока в узкой зоне, из-за чего часть объема сепаратора остается неиспользуемой; быстрый износ стенок при наличии твердых частиц; отсутствие адаптации к изменениям расхода или газового фактора. Современные решения по модернизации должны быть комплексными, фокусироваться на снижении энергии потока, стабилизации смеси и первичном разделении уже на входе. Использование отражательных пластин помогает перераспределить поток и снизить его скорость, но неправильный угол их установки может создать застойные зоны. Перфорированные экраны, особенно ступенчатые, способствуют выравниванию скорости потока. Закрутка потока, создающая центробежные силы, эффективно отделяет жидкую фазу, особенно при высоком содержании газа. Наиболее многообещающим подходом видится сочетание первичного дефлектора, закручивающего устройства и распределительной решетки.

Улучшение характеристик входного модуля напрямую влияет на точность измерений, так как кориолисовые расходомеры чувствительны к наличию свободного газа, пульсациям и нестабильным условиям течения. Стабилизация потока на входе в сепаратор сводит к минимуму эти негативные факторы, тем самым уменьшая систематическую погрешность. Этот элемент является ключевым, определяющим начальные условия для всего процесса разделения фаз. Его модернизация – эффективный способ повышения точности учета добычи. Оптимальным будет комплексный подход, включающий оптимизацию геометрии, внедрение распределительных элементов и использование износостойких материалов.

Список использованных источников:

1. Ахметов Р.Г. Основы подготовки нефти и газа. — Уфа: УГНТУ, 2018. Хабибуллин М.Р. Оборудование нефтегазовых промыслов. — Октябрьский: филиал УГНТУ, 2019.

2. Ганиев И.А., Шарафутдинов З.М. Измерительные системы в нефтедобыче. — Уфа: Нефтегазовое дело, 2020.

3. Техническая документация на установку «ОЗНА-Массомер». — г. Октябрьский.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ПРИЧИН СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В УСТАНОВКАХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН) ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

В.В. Шайдаков

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, профессор кафедры МОНГП)

Ш.М. Хуссейн
ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, студент гр. ММП-24-01)

Аннотация. В данной статье рассмотрены причины образования солеотложений при эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами (УЭЦН) при добыче нефти. Проанализированы основные факторы солеобразования, включая высокую обводненность продукции, изменение термобарических условий и состав пластовых вод. Представлена классификация методов предотвращения солеотложений: физические, химические и технологические. Особое внимание уделено применению ингибиторов и скважинных контейнеров для эффективной защиты оборудования от солевых отложений.

Ключевые слова: солевые отложения, солеобразование, электроцентробежный насос, ингибиторы солеотложений, погружные контейнеры, пластовое давление.

UDC 622.276

ANALYSIS OF THE CAUSES OF SCALE FORMATION AND CLASSIFICATION OF METHODS FOR PREVENTING SCALE DEPOSITION IN ELECTRIC SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP (ESP) UNITS DURING OIL PRODUCTION

V.V. Shaidakov
(Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, professor, of department MEOGF)
SH.M. Hussein
(Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, student gr. MMP-24-01)

Abstract. This article reviews the causes of scale formation during the operation of wells with electric submersible centrifugal pumps (ESP) in oil production. The main factors of scale formation are analyzed, including high water cut in the production, changes in thermobaric conditions, and the composition of formation water. A classification of methods for preventing scale formation is presented: physical, chemical, and technological. Particular attention is paid to the use of inhibitors and downhole containers for effective protection of equipment from scale deposits.

Keywords: scale deposits, scale formation, electric submersible centrifugal pump, scale inhibitors, downhole container, reservoir pressure.

Солеотложение представляет собой процесс выпадения химических соединений (солей) в осадок из раствора. При добыче нефти образуются твердые осадки неорганических веществ, накапливающиеся на стенках скважин, насосно-компрессорных трубах, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти [1].

Отложения солей наблюдаются при всех способах эксплуатации скважин, но наиболее опасны для работы электроцентробежных насосов (УЭЦН), где кристаллы солей на рабочих органах вызывают повышенный износ, заклинивание узлов и отказ оборудования [2]. Особую опасность представляет образование плотного слоя толщиной 0,6–1 мм, что ухудшает теплообмен и приводит к поломке вала [3].

Наиболее распространёнными отложениями на нефтепромысловом оборудовании являются осадки, содержащие преимущественно сульфат кальция (60–80 %), а также карбонаты кальция и магния (5–16 %). Доля влаги и углеводородных соединений составляет 5–25 %. При определённых условиях молекулы сульфата кальция связывают две молекулы воды, образуя кристаллы гипса, поэтому такие осадки называют гипсовыми. При содержании до 15 % тяжёлых углеводородных соединений нефти осадки классифицируются как гипсоуглеводородные [2].

Формирование гипсовых отложений характерно для скважин, разрабатывающих девонские и карбоновые продуктивные пласты. По данным литературных источников выделяют три основных типа таких осадков. Первый тип представлен плотными микро- и мелкокристаллическими образованиями с кристаллами длиной до 5 мм и равномерными включениями твердых углеводородов. Второй тип характеризуется преобладанием

кристаллов гипса размером 5–12 мм и наличием твердых и жидких углеводородов; структура таких осадков имеет мелкозернистое призматическое или игольчатое строение. Третий тип представлен крупнокристаллическими образованиями, в которых игольчатые кристаллы гипса длиной 12–25 мм образуют каркас, а межкристаллическое пространство заполнено более мелкими солями и углеводородными соединениями. В отдельных случаях в насосно-компрессорных трубах отсутствуют сплошные отложения, а осадок представлен отдельными друзами кристаллов длиной до 20–27 мм [2].

Основным источником солей является пластовая вода, добываемая совместно с нефтью, поэтому солеотложение особенно характерно для скважин с высокой обводненностью продукции. Осадок выпадает при превышении фактической концентрации ионов над их равновесной растворимостью, что может быть обусловлено увеличением содержания солеобразующих компонентов или изменением условий, снижающих их растворимость [3].

К основным факторам, способствующим солеобразованию, относятся высокая обводненность добываемой продукции, растворимость минеральных компонентов в пластовой воде, изменение термобарических условий в насосном оборудовании, воздействие агрессивной среды после кислотных обработок, образование завихрений и застойных зон в насосе, шероховатость поверхностей проточных каналов ЭЦН, высокая адгезия солей к материалам оборудования и НКТ, а также образование гальванических пар в скважинном оборудовании [4,5].

Методы борьбы с солеотложениями направлены либо на предотвращение образования осадка, либо на удаление уже сформировавшихся отложений. Профилактические способы условно подразделяются на физические, химические и технологические [6,7].

Физические методы основаны на воздействии на обводненную продукцию скважин магнитными, электрическими или акустическими полями, а также их комбинациями. В ряде технологий применяется последовательная магнитная и акустическая обработка продукции скважин.

Химические методы предполагают использование специальных реагентов – ингибиторов солеотложения. Они подразделяются на нефтерастворимые и водорастворимые, а также на одно- и многокомпонентные. По химической природе однокомпонентные ингибиторы делятся на анионные и катионные. На практике наиболее широко применяются водорастворимые реагенты, такие как гексаметафосфат натрия, аммофос, поликомплексоны и триполифосфат натрия.

К технологическим методам относятся правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления, селективная изоляция обводнившихся интервалов пласта, турбулизация потока водонефтяной смеси, увеличение скорости потока в насосно-компрессорных трубах, применение труб и оборудования с защитным покрытием внутренней поверхности, а также увеличение глубины спуска погружного электроцентробежного насоса для уменьшения влияния свободного газа.

Наиболее распространённой технологией предотвращения солеотложений является применение ингибиторов. Эффективность этого метода определяется не только правильным подбором реагента для конкретных условий месторождения, но и способом его доставки в проблемную зону скважины. На практике используются различные способы подачи ингибиторов: закачка через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой водой, подача через затрубное пространство с использованием наземных дозировочных установок, а также применение скважинных контейнеров, размещаемых под погружным электродвигателем УЭЦН [8].

Использование погружных контейнеров характеризуется рядом эксплуатационных преимуществ, в том числе технологической простотой монтажа, снижением капитальных и операционных затрат, а также обеспечением комплексной защиты внутрискважинного оборудования. Дополнительно отмечается снижение рисков перегрева погружного электродвигателя за счёт стабилизации условий его работы. Применение данного типа

оборудования особенно эффективно на месторождениях с ограниченной транспортной доступностью, что обусловлено высокой степенью автономности, надёжности функционирования и возможностью реализации программируемых режимов дозирования ингибитора.

В то же время область применения контейнерных систем ограничивается дебитом скважины порядка 150 м³/сут. При увеличении производительности наблюдается необходимость масштабирования габаритно-массовых характеристик устройства, что приводит к усложнению его компоновки и подвески в составе УЭЦН. Ключевая функциональная задача контейнерных систем заключается в обеспечении пролонгированного и равномерного поступления ингибирующего реагента в поток пластовой жидкости.

Конструктивные решения контейнеров для твёрдых форм реагентов предложены в работе Лыков Н. А. [8] и основаны на механизме гравитационного истечения вязкого ингибитора. В рамках данного подхода также предложено использование капсулированных форм ингибитора, заключённых в водорастворимые полимерные оболочки, что позволяет ограничить начальный пиковый вынос реагента и обеспечить более равномерное дозирование. Конструктивно контейнер выполнен в виде цилиндрического корпуса с перфорацией в верхней части, через которую пластовая жидкость поступает внутрь, инициирует растворение ингибитора и обеспечивает его последующий вынос в затрубное пространство, снижая интенсивность процессов солеобразования.

Установлено, что процессы формирования солевых отложений часто сопровождаются выносом механических примесей. В этой связи в рассматриваемом исследовании представлены конструкции скважинных контейнеров, оснащённых шнековыми устройствами, реализующими принцип дозирования реагента за счёт осаждения твёрдых частиц. Контейнер заполняется жидким ингибитором и оборудуется узлом сепарации механических примесей, которые, накапливаясь в нижней части, способствуют вытеснению реагента в поток. В качестве сепарационного элемента используется шнек, параметры которого адаптированы к дисперсному составу частиц (0–150 мкм и 150–300 мкм), что обеспечивает устойчивое функционирование системы в течение длительного периода эксплуатации (до одного года). Эффективность предложенного технического решения подтверждена результатами стендовых испытаний, в настоящее время осуществляется его опытно-промышленная апробация [8].

Вывод: в результате анализа установлено, что основной причиной солеотложений в УЭЦН является высокая обводненность продукции и нарушение термобарического равновесия, приводящее к кристаллизации солей (преимущественно $CaSO_4$ и $CaCO_3$) на рабочих органах насоса. Это вызывает повышенный износ, заклинивание вала и отказ оборудования. Наиболее эффективным методом предотвращения осадков признано применение ингибиторов солеотложения. Для их доставки в проблемную зону обосновано использование погружных контейнеров, обеспечивающих автономное и равномерное дозирование реагента непосредственно в зону приема ЭЦН, что позволяет защитить насосное оборудование и продлить межремонтный период скважин.

Список использованной литературы:

1. Долгих С.А. Технологии защиты осложнённого фонда скважин нефтегазовых месторождений: учебно-методическое пособие / С.А. Долгих, А.Ф. Шагеев, А.А. Федотов, Г.Х. Ситдикова, И.И. Мухаматдинов, М.А. Варфоломеев. – Казань: Казанский университет, 2024. – 54 с.

2. Долингер А.А. Предупреждение образования неорганических солей на Усинском месторождении / А.А. Долингер, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – С. 263–276.

3. Чернова К.В. Эксплуатация глубинных электроцентробежных насосных установок в условиях интенсивного солеотложения / К.В. Чернова, Г.А. Аптыкаев, В.В. Шайдаков // Современные наукоемкие технологии. – 2007. – С. 17–22.

4. Ивановский В.Н. Установки ЭЦН для откачки солеотлагающего флюида / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, Ю.В. Донской, С.Б. Якимов // Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – С. 60–62.

5. Ивановский В.Н. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН / В.Н. Ивановский, Ю.А. Сазонов, А.А. Сабиров, Н.Н. Соколов, Ю.А. Донской // Территория нефтегаз. – 2008. – С. 24–33.

6. Зейгман Ю.В. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах: учебное пособие / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 88 с.

7. Алимбекова С.Р. Первый опыт применения резонансно-волнового комплекса РВК-1 для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами / С.Р. Алимбекова, Р.И. Алимбеков, С.Н. Греков, В.Н. Гусаков, А.И. Волошин, Р.Н. Бахтизин, В.А. Докичев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – С. 85–92.

8. Лыкова Н.А. Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов / Н.А. Лыкова // Экспозиция нефть газ. – 2015. – С. 19–23.

9. Исследование модели механизма виброизоляции УЭЦН. Думлер Е.Б., Булюкова Ф.З. В сборнике: Роль математики в становлении специалиста-2020. Материалы Международной научно-практической конференции. Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2020. С. 106-112.

10. Классификация источников возникновения вибрации по частоте спектра. Зотов А.Н., Булюкова Ф.З., Зинатуллина Э.Я., Зайнагалина Л.З. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы IV Международной научно-практической конференции. 2019. С. 227-231.

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВИДОВ ОТКАЗОВ И НАРАБОТКИ ДО ОТКАЗА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

В.В. Шайдаков

(ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, профессор кафедры МОНГП)

Ш.М. Хуссейн

ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, студент гр. ММП-24-01)

Аннотация. В данной статье представлен анализ видов отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), включая электрические, механические, гидродинамические, химические и эксплуатационные. Рассмотрены основные факторы преждевременных отказов, такие как качество оборудования, механические примеси, содержание свободного газа, коррозионная активность и температурные условия скважины. Предложена методика анализа наработки на отказ, учитывающая комплексное влияние эксплуатационных параметров и позволяющая выявлять наиболее критические факторы для надежности УЭЦН.

Ключевые слова: отказ, наработка до отказа, причины отказа, погружной электродвигатель (ПЭД), регрессионный анализ, механические примеси, износ.

UDC 622.276

METHODOLOGY FOR DETERMINING THE TYPES OF FAILURES AND TIME TO FAILURE OF ELECTRIC SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP UNITS

V.V. Shaidakov

(Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, professor, of department MEOGF)

SH.M. Hussein
(Ufa State Petroleum Technological University in the City of Ufa, student gr. MMP-24-01)
Abstract. This article presents an analysis of the types of failures of electric submersible pump (ESP) units, including electrical, mechanical, hydrodynamic, chemical, and operational ones. The main factors of premature failures are considered, such as equipment quality, mechanical impurities, free gas content, corrosion activity, and well temperature conditions. A method for analyzing the mean time between failures is proposed, which takes into account the complex influence of operational parameters and allows for the identification of the most critical factors for the reliability of ESP.
Keywords: failure, time to failure, failure causes, submersible electric motor, regression analysis, mechanical impurities, wear.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) являются основным оборудованием для механизированной добычи нефти на большинстве месторождений. Однако в процессе эксплуатации широко распространена проблема преждевременных отказов насосного оборудования, что влечет за собой увеличение затрат на ремонт и простои скважин, негативно сказываясь на эффективности нефтедобычи. Анализ показывает, что причины поломок носят комплексный характер: они могут быть обусловлены как качеством изготовления оборудования, так и сложными условиями скважинной среды (наличие механических примесей, свободного газа, высокая коррозионная активность), а также нарушениями технологий монтажа.

К основным причинам преждевременных отказов установок погружных электроцентробежных насосов исследующие факторы относятся [1,2,3]:

- уровень качества оборудования УЭЦН, поставляемого заводом изготовителем (заводские дефекты);
- качество подготовки скважин эксплуатационными подразделениями нефтяников;
- нарушение технологии монтажных работ; вывод на режим установки, при котором происходит сбой в системе охлаждения погружного электродвигателя, что приводит к его перегреву и отказу;
- наличие высокого содержания свободного газа на приеме насоса: при повышении процентного содержания газа в каналах основных рабочих органов насоса возникают полости, не участвующие в основном потоке движения газожидкостной смеси;
- наличие в скважинах механических примесей: вынос механических примесей из пласта обуславливает гидроабразивный и абразивный износ рабочих органов глубинно-насосного оборудования, а также может приводить к засорению проточных каналов ступеней насосов;
- высокая обводненность пластовой среды; наличие высокоминерализованной воды повышает коррозионную активность среды, приводит к различным осложнениям в работе установки, связанных с преждевременным разрушением деталей и основных узлов УЭЛН;
- повышенная температура пластовой среды; солеобразование; повышенное содержание взвешенных частиц; отказы по наземному и подземному электрооборудованию.

Отказы УЭЦН классифицируются по следующим основным видам [4]:

- электрические;
- механические;
- гидравлические;
- химические;
- экологические
- эксплуатационные.

Обобщение известных видов отказов погружной части УЭЦН позволяет выделить укрупнённые группы нарушений [5].

1. К нарушениям электрической части ПЭД относятся [4,5]:

– снижение сопротивления изоляции лобовой части ПЭД, пазов статора и кабеля, а также между жилами кабеля и землёй;

– пробой изоляции и короткие замыкания;

– нарушение трёхфазного питания электродвигателя.

2. Нарушения механической части включают:

– разгерметизацию и расчленение узлов установки (ЭЦН, ПЭД, НКТ);

– механические повреждения, такие как деформация корпуса, повреждение муфт, излом вала и заклинивание;

– дефекты подшипников, проявляющиеся в увеличении зазоров, неидеальность рабочих поверхностей подшипника, нарушение несущей способности смазочного слоя, которая представляет собой нелинейную функцию, зависящую от величины зазора между валом и антифрикционным вкладышем.

3. Засорение и перегрузка ЭЦН твердыми включениями (абразивные частицы, песок, незакрепленный пропант, кварцевые частицы и др.), что на практике приводит к перегрузке ПЭД.

4. Гидродинамические нарушения, вызванные солеотложениями (накоплением твердых фаз) и асфальтосмолопарафиновыми отложениями на рабочих элементах ЭЦН.

5. Износ рабочих узлов ЭЦН, включая направляющий аппарат, рабочее колесо, антифрикционную шайбу, вал, шпонку, втулку, а также осевые и радиальные опоры; ослабление посадки элементов ротора на валу вследствие увеличения зазоров в посадочных отверстиях подшипников; различные виды задеваний, обусловленные недостаточным радиальным зазором, эксцентриситетом ротора и другими факторами. Дополнительное сопротивление вращению вала может быть связано с его искривлением в зоне ЭЦН или ПЭД.

6. Нарушение герметичности элементов системы (гидрозащиты, токоввода, уплотнений).

7. Проникновение влаги в ПЭД.

8. Нарушение теплового режима ЭПУ, обусловленное недостаточным отводом рассеиваемого тепла от корпуса двигателя из-за низкой теплопроводности омывающей среды. Перегрев ПЭД и/или ЭЦН может возникать при повышенном содержании карбоната кальция в пластовой воде, что способно привести к плавлению и утечке удлинителя. В связи с этим важно корректно определять режимы работы, включая своевременное отключение двигателя при достижении предельно допустимой температуры, установленной нормативной документацией, что обеспечивает его наиболее эффективную эксплуатацию.

9. Повреждения ПЭД и/или ЭЦН, возникающие по причинам, не связанным с эксплуатацией [5]:

– дефекты, допущенные на заводе;

– скрытые неисправности оборудования;

– неконтролируемая эксплуатация;

– низкое качество монтажа и ремонта;

– ошибки при сборке;

– коррозийное разрушение;

– неправильный выбор ЭЦН и прочие факторы.

Вышеперечисленные классификации видов отказов показывают, что основные нарушения работы УЭЦН связаны с электрическими и механическими неисправностями.

Известная методика расчёта наработки на отказ электроцентробежных насосов (ЭЦН), встречающаяся в литературе, основана на анализе распределений Вейбулла и экспоненциальных распределений. Сущность методики заключается в изучении временного распределения отказов и выявлении усреднённых значений наработки. Таким образом, наработка на отказ представляется как функция времени. Однако данный подход позволяет лишь приблизительно определить момент, в который наиболее вероятно возникновение отказа, и не предоставляет информации о причинах этих отказов.

Поскольку методика, основанная на распределениях Вейбулла и экспоненциальных функций, не учитывает влияние эксплуатационных параметров скважины [6], в дополнение к известным подходам авторами разработана методика, учитывающую одновременное влияние нескольких параметров на наработку на отказ. Данная методика основана на регрессионном анализе, что позволяет представить зависимость наработки на отказ УЭЦН от параметров скважины в виде функциональной зависимости.

Особенностью разработанной методики является установление взаимосвязей между независимыми параметрами, включенными в уравнение наработки на отказ, что позволяет прогнозировать наработку даже при отсутствии данных по отдельным параметрам. Например, при неизвестном значении газового фактора можно использовать косвенные показатели, такие как плотность и вязкость эмульсии. Такой подход обеспечивает выявление наиболее влияющих на отказы УЭЦН параметров и формирование функции, позволяющей оценить наработку на отказ в зависимости от конкретных значений параметров скважины.

Методика определения наработки на отказ УЭЦН включает следующие последовательные этапы анализа [6]:

- предварительную фильтрацию выборки с исключением скважин, не находящихся в штатной эксплуатации (простои, консервация, геолого-технические мероприятия);
- анализ влияния основных параметров (дебит жидкости, газовый фактор, давление насыщения и др.) с применением корреляционного анализа;
- корректировку выборки при отсутствии статистически значимых зависимостей с учётом физических закономерностей, при этом исключаются нерелевантные факторы;
- применение регрессионного анализа для установления функциональной зависимости наработки на отказ от параметров скважины и условий эксплуатации. Для обеспечения корректности результатов требуется предварительное преобразование и нормализация исходных данных.

Вывод: результате анализа эксплуатации УЭЦН определены ключевые виды отказов (электрические, механические, гидравлические химические, экологические и эксплуатационные) и факторы, их провоцирующие (свойства пластовой жидкости, качество монтажа, заводские дефекты). Основной вывод работы заключается в обосновании методики, которая, благодаря регрессионному анализу и учету взаимосвязей между параметрами скважины, позволяет более эффективно прогнозировать наработку насосного оборудования, чем традиционные вероятностные модели.

Список использованной литературы:

1. Мазанкина Д.В. Причины отказов установок погружных электроцентробежных насосов / Д.В. Мазанкина, Д.А. Сарачева, Э.В. Абрамова // WORLD SCIENCE: PROBLEMS AND INNOVATIONS. – 2018. – С. 273–275.

2. Сарачева Д.А. О повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – С. 91–98.

3. Думлер Е.Б. Повышение эффективности добычи нефти погружными центробежными насосами малого габарита / Е.Б. Думлер, Р.М. Фатхутдинова, Р.И. Вахитова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2017. – Т. 16. – С. 110–114.

4. Sobhy M.A. Dual-Level Electric Submersible Pump (ESP) Failure Classification: A Novel Comprehensive Classification Bridging Failure Modes and Root Cause Analysis / M.A. Sobhy, G.M. Hegazy, A H. El-Banbi // Energies. – 2025. – Vol. 18, No.15. – P. 25.

5. Романов В. С. Разработка методики оценки надежности и приоритетности ремонтов для электрооборудования нефтяной промышленности с учетом возможного риска / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, Н.С. Васильева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – С. 106–116

6. Рукин М.В. Методика определения наработки на отказ установки электроцентробежного насоса / М.В. Рукин, В. А. Молчанова, К. Р. Уразаков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – № 12. – С. 219–229.

7. Исследование модели механизма виброизоляции УЭЦН. Думлер Е.Б., Булюкова Ф.З. В сборнике: Роль математики в становлении специалиста-2020. Материалы Международной научно-практической конференции. Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2020. С. 106-112.

8. Критерии оценки технического состояния объекта при случайных колебаниях. Шестакова Е.В., Ямалиев В.У. В сборнике: Современные проблемы нефтегазового оборудования-2021. Материалы Международной научно-технической конференции. 2021. С. 323-328.

9. О неустойчивой работе насоса-дозатора при малых подачах. Шестакова Е.В. В сборнике: Современные проблемы нефтегазового оборудования. Материалы Международной научно-технической конференции. 2019. С. 427-431.

10. Насосные дозировочные системы для осложненных условий нефтедобычи. Шайдаков В.В., Людвиницкая А.Р., Сухоносов А.Л., Пензин А.В. Сер. Инновационные технологии для добычи, транспортировки нефти и газа. Saarbruken, 2015.

УДК 621.865.8

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭКЗОСКЕЛЕТОВ

В.В. Шайдаков

(Горно-нефтяной факультет ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, профессор)

Э.Р. Мурзабулатова

(Горно-нефтяной факультет ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Уфа, студент гр. ММП-25-01)

Т.С. Богатырев

(ФГБОУ ВО ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, доцент, кандидат технических наук)

Аннотация. В статье представлена история развития промышленных экзоскелетов: от первых концепций XIX века до современных реализаций. Рассматривается эволюция технологий от: от нереализованного прототипа Н.Ф. Янга и первой практической системы HAL. Особое внимание уделено развитию российского производства, в частности, продукции компании «ExoAtlet», и влиянию новых национальных стандартов 2023 года, унифицировавших терминологию и требования к безопасности

Ключевые слова: экзоскелет, историческое развитие, кибернетическая система управления, реабилитация, стандартизация..

UDC 621.865.8

HISTORY OF DEVELOPMENT OF INDUSTRIAL EXOSKELETS

V.V. Shaidakov

(Mining and Petroleum Faculty of Ufa State Petroleum Technical University.in the City of Ufa, professor)

E.R. Murzabulatova

(Mining and Petroleum Faculty of Ufa State Petroleum Technical University.in the City of Ufa, student gr. MMP-25-01)

T.S. Bogatyrev

(Grozny State Oil Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov, docent, candidate of Technical Sciences)

Abstract: The article presents the history of the development of industrial exoskeletons: from the first concepts of the 19th century to modern implementations. The evolution of technologies is considered from: from the unrealized prototype of N.F. Young and the first practical HAL system. Special attention was paid to the development of Russian production, in particular, the

products of the ExoAtlet company, and the impact of the new national standards of 2023, which unified terminology and safety requirements.

Keywords: exoskeleton, historical development, cybernetic control system, rehabilitation, standardization.

Зарождение концепции экзоскелета относится к концу XIX века. В 1889 году российский инженер Н.Ф. Янг разработал проект устройства («эластипед»), принцип действия которого основывался на аккумуляции кинетической энергии движения человека для усиления мускульных усилий [1]. Однако технологические ограничения эпохи не позволили реализовать данный проект [2].

Практическая реализация экзоскелета была осуществлена в 1960-х годах в рамках совместного проекта Армии США и General Electric. Аппарат Hardiman обладал значительным силовым усилением, однако его эксплуатационные качества были нивелированы чрезмерной массой (680 кг), низкой скоростью перемещения и проблемами синхронности в системе управления «оператор-каркас», что создавало риски для пользователя [3].

Существенным шагом в развитии технологии стали разработки японского университета Цукуба и компании Cyberdyne — системы HAL (Hybrid Assistive Limb). Её ключевой особенностью является кибернетическая система управления, активируемая биосигналами оператора. Несмотря на инновационность, система характеризуется рядом недостатков: высокая масса и сложность конструкции, значительное энергопотребление, сложный алгоритм управления и ограниченная амплитуда движений.

В настоящее время на российском рынке реабилитационных экзоскелетов значительную долю занимает продукция компании «ExoAtlet», основанной в 2013 году. Устройства компании сертифицированы для использования в РФ, ЕС и Азии. К эксплуатационным ограничениям данных экзоскелетов относятся значительная масса, ограниченное время автономной работы, зависимость от ровности поверхности, а также широкий спектр медицинских противопоказаний.

Помимо «ExoAtlet», в России разрабатываются и другие модели, такие как «E-helper» (ГК «Мадин»), «Напарник» (КБ ВКБМ), «Компаньон» («Symbionix»), «X-Soft» («Exorise») и активный экзоскелет от «TEN group».

Важным фактором институционализации отрасли является введение с 2023 года комплекса государственных стандартов (ГОСТ Р 60.5.0.1–2023, ГОСТ Р 60.5.0.2–2023, ГОСТ Р 60.5.2.1–2023, ГОСТ Р 60.5.3.3–2023, ГОСТ Р 60.5.3.4–2023) [6-10]. Данные стандарты устанавливают единую терминологию, требования к безопасности, маркировке, документации и методикам испытаний экзоскелетов, что формирует нормативную базу для дальнейшего развития данной области в Российской Федерации.

Проведенный анализ подтверждает эволюцию экзоскелетных систем от экспериментальных образцов к серийному производству, что характеризует как медицинское, так и промышленное направления.

Развитие отрасли в Российской Федерации демонстрирует позитивную динамику, подкрепленную формированием рынка отечественной продукции и внедрением нормативной базы, что способствует технологическому суверенитету.

Ключевыми задачами для дальнейшего масштабирования остаются преодоление ограничений по массе, энергоэффективности и адаптивности управления. Решение этих проблем через инновации в материалах, источниках питания и системах управления определит перспективы широкого внедрения экзоскелетов в промышленности и реабилитации.

Список использованных источников

1. Портал «Научная Россия» ЭКЗОСКЕЛЕТ: ТЕХНОЛОГИЯ БУДУЩЕГО, СТАВШЕГО НАСТОЯЩИМ https://scientificrussia.ru/articles/ekzoskelet-tehnologia-budusego-stavsego-nastoasim

2. Черненко Г. Российский Эдисон. \\ Техника – молодёжи № 2, 2010 Стр. 22-25
3. История развития технологии экзоскелетов: от ранних прототипов до современных решений https://medical-trade.ru/blog/istoriya-razvitiya-tekhnologii-ekzoskeletov-ot-rannikh-prototipov-do-sovremennykh-resheniy.html
4. HAL: Hybrid Assistive Limb based on Cybernics https://www.readkong.com/page/hal-hybrid-assistive-limb-based-on-cybernics-8820181
5. История и достижения компании-резидента «Сколково» по производству экзоскелетов https://skolkovo-resident.ru/ekzoskelet-skolkovo/
6. ГОСТ Р 60.5.0.1–2023 «Роботы и робототехнические устройства. Экзоскелеты. Термины и определения».
7. ГОСТ Р 60.5.0.2–2023 «Роботы и робототехнические устройства. Экзоскелеты. Общие требования по маркировке и эксплуатационной документации».
8. ГОСТ Р 60.5.2.1–2023 «Роботы и робототехнические устройства. Общие требования по учёту опасностей и оценке риска при разработке экзоскелетов».
9. ГОСТ Р 60.5.3.3–2023 «Роботы и робототехнические устройства. Методы испытаний экзоскелетов. Оценка рабочих характеристик и безопасности экзоскелета при ходьбе».
10. ГОСТ Р 60.5.3.4–2023 «Роботы и робототехнические устройства. Методы испытаний экзоскелетов. Оценка рабочих характеристик и безопасности экзоскелета при перемещении в ограниченном пространстве».

УДК 622.276.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВАРАДЕРО (КУБА) ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ УСТАНОВКИ «HEATER TREATER»

В.В. Шайдаков
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, доктор техн. наук, проф.)
Л. Ривас Наварро
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент гр. ММП-24-01)
А.Л. Фрескет Бланко
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент гр. ММП-24-01)
К. Миранда Николау
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, студент гр. ММП-24-01)

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы совершенствования технологии подготовки высоковязкой нефти на месторождении Варадеро (Республика Куба), которое обеспечивает около 94% добычи Западного бассейна. Выполнен анализ текущей технологической схемы установки подготовки нефти, включающей прием сырья, нагрев в спиральных теплообменниках с использованием пара от пяти устаревших котлов, двухступенчатую сепарацию газа и длительную выдержку в резервуарах (более 50 часов). Выявлены основные недостатки существующей схемы: чрезмерная длительность процесса, высокий износ оборудования, значительные теплопотери и риски для персонала. В качестве решения предложена замена существующей многоступенчатой схемы на компактные установки «Heater Treater» – трехфазные сепараторы со встроенными жаровыми трубами. Проведено имитационное моделирование процесса в среде Aspen HYSYS, подтвердившее высокую эффективность предлагаемого решения. Моделирование показало, что при подводе тепловой мощности 6780 кВт (с использованием 12% суточной добычи газа) обеспечивается нагрев сырой нефти с 40 до 83°C с последующим эффективным разделением фаз: получение товарной нефти (165 м³/ч, ~4000 т/сут) с остаточной обводненностью менее 2%, отделение

газа для собственных нужд и воды с содержанием углеводородов менее 10 ppm для безопасной утилизации.

Ключевые слова: подготовка нефти, высоковязкая нефть, трехфазный сепаратор, Heater Treater, Aspen HYSYS, месторождение Варадеро, Куба, обезвоживание, дегазация.

UDC 622.276.8

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL TREATMENT AT THE VARADERO FIELD (CUBA) BY IMPLEMENTING A HEATER TREATER UNIT

V.V. Shaydakov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, doctor of technical sciences, professor)
L. Rivas Navarro
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, student)
A.L. Fresquet Blanco
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, student)
C. Miranda Nikolau
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, student)

Abstract. The article discusses the issues of improving the technology of high-viscosity oil treatment at the Varadero field (Republic of Cuba), which provides about 94% of the production of the Western basin. The analysis of the current technological scheme of the oil treatment unit, including the reception of raw materials, heating in spiral heat exchangers using steam from five obsolete boilers, two-stage gas separation and long-term holding in tanks (more than 50 hours), is carried out. The main disadvantages of the existing scheme are identified: excessive duration of the process, high wear of equipment, significant heat losses and risks for personnel. As a solution, it is proposed to replace the existing multi-stage scheme with compact Heater Treater units – three-phase separators with built-in fire tubes. Simulation modeling of the process in the Aspen HYSYS environment was carried out, which confirmed the high efficiency of the proposed solution. The simulation showed that with a heat input of 6780 kW (using 12% of daily gas production), heating of crude oil from 40 to 83°C is ensured, followed by effective phase separation: obtaining commercial oil (165 m³/h, ~4000 t/day) with residual water cut less than 2%, separation of gas for own needs and water with a hydrocarbon content of less than 10 ppm for safe disposal.

Keywords: oil treatment, high-viscosity oil, three-phase separator, Heater Treater, Aspen HYSYS, Varadero field, Cuba, dehydration, degassing.

Нефтяная отрасль требует постоянного совершенствования технологических процессов для улучшения показателей добычи и подготовки углеводородного сырья. Значительная часть кубинской сырой нефти добывается в Северном поясе тяжелой нефти, расположенном между Гаваной и Матансасом, при этом месторождение Варадеро является наиболее важным в этом районе. Месторождение принадлежит компании Centro Petroleum Drilling and Extraction Company (EPEP-Centro) и обеспечивает годовой уровень добычи более одного миллиона тонн нефти и 300 миллионов кубических метров природного газа [1].

Нефть месторождения Варадеро характеризуется высоким удельным весом (1,004 кг/м³), высокой вязкостью и по международной классификации относится к категории битуминозных нефтей с плотностью 8-12° API [2]. Это обуславливает необходимость применения специальных технологий подготовки для удаления воды, солей и других примесей до пределов, установленных для последующей коммерциализации. На месторождении эксплуатируется 120 скважин, разделенных на два эксплуатационных бассейна – Восточный и Западный. Западный бассейн, состоящий из 53 скважин, обеспечивает суточную добычу 3950 т, что составляет 94,04% от общей добычи месторождения. Характеристики добываемой продукции по центрам сбора представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Параметры добычи и качество нефти на центрах сбора

Центр сбора ЦС	Количество нефти ($м^3$/сут)	Количество газа ($м^3$/сут)	BSW (%)	Плотность API	Вязкость	Содержание серы %	Содержание H_2S
ЦС 7	1740	170 500	23	10	17900	7,8	11,5
ЦС 9	250	87 000	38	12	18600	7,6	11,4
ЦС 10	260	101 000	60	11	14900	7,4	11,2
ЦС 11	2030	78 000	7	9	19800	8,1	11,8
ЦС 12	1120	50 000	3	9	19900	8,1	11,9

Газовый фактор достигает 1500 м³ газа/м³ нефти, а в некоторых случаях – 3000-5000 м³/м³. Состав попутного газа включает метан (около 75%), углекислый газ (около 10,4%) и сероводород (около 6,6%) [4].

Анализ существующей схемы выявил ряд существенных недостатков:

- чрезмерная длительность процесса подготовки (более 50 часов);
- высокий износ оборудования (котлы потребляют до 1250 м³/ч газа вместо проектных 720 м³/ч, что на 80% больше);
- наличие избыточного оборудования, требующего высоких затрат на обслуживание;
- риски для персонала из-за высокого расположения сепараторов и отсутствия теплоизоляции на паропроводах;
- частые отказы теплообменников (один из трех выведен из эксплуатации из-за внутренних разрушений).

Обоснование применения установки «Heater Treater»

Для устранения выявленных недостатков предлагается замена существующей многоступенчатой схемы на установку «Heater Treater» – трехфазный сепаратор со встроенными жаровыми трубами (рисунок 1) [5].

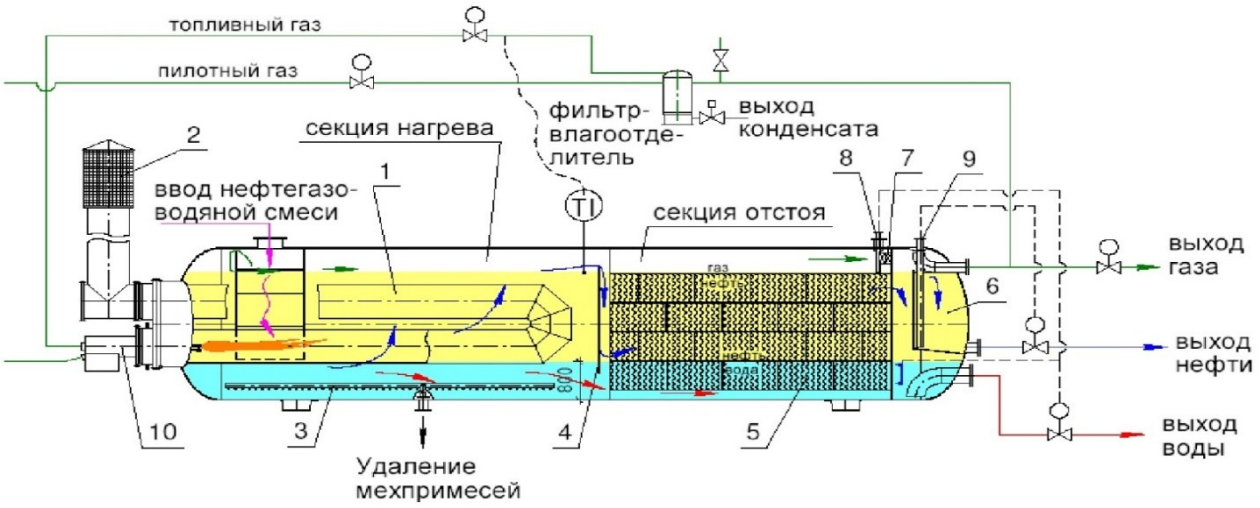


Рисунок 1 – Части установки «Heater Treater» [5]: 1 – жаровые трубы; 2 – дымоходы; 3 – эрозионная система наносов; 4 – перегородка перелива; 5 — коагулятор; 6 – нефти сборник; 7 – капле приёмник; 8 – регулятор уровня жидкости; 9 – регулятор уровня нефти; 10 – газовые горелки (факелы); ТИ - датчик температуры

Установка «Heater Treater» представляет собой многофункциональный аппарат, объединяющий функции нагрева, сепарации газа, обезвоживания и обессоливания нефти в одном технологическом оборудовании. Принцип работы основан на нагреве эмульсии за счет

сжигания газа в жаровых трубах с последующим разделением фаз под действием гравитационных сил и коалесценции на специальных пластинах.

Моделирование процесса в среде Aspen HYSYS

Для оценки эффективности предлагаемого решения было выполнено имитационное моделирование процесса подготовки нефти с использованием установки «Heater Treater» в программном комплексе Aspen HYSYS V11.

Моделирование выполнялось в следующей последовательности:

1 Создание списка компонентов на основе данных лабораторных исследований состава сырой нефти месторождения Варадеро.

2 Выбор термодинамического метода (уравнение состояния Пенга-Робинсона).

3 Задание входных параметров потоков: сырая нефть с обводненностью 21%, температура 40°C, давление 700 кПа.

4 Создание модели трехфазного сепаратора с подводом тепловой энергии.

5 Расчет материальных и тепловых балансов.

Результаты моделирования и их анализ

Моделирование показало, что подвод тепловой мощности 6780 кВт позволяет нагреть сырую нефть с 40°C до 83°C. Тепловая энергия обеспечивается сжиганием попутного газа в жаровых трубах. Расчет необходимого количества топливного газа:

24 410 000 кДж/ч ÷ 3 600 = 6 780 кВт

При теплотворной способности газа 50 кДж/моль и молярном объеме метана при рабочих условиях (30°C, 300 кПа) около 8,2 л/моль, требуемый расход топливного газа составляет примерно 4070 м³/ч, что соответствует 12% суточной добычи газа. Результаты разделения фаз представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты моделирования процесса разделения

Параметр	**Значение**
Расход газа на выходе, кгмоль/ч	130,2
Расход отделенной воды, м³/ч	47,34
Содержание углеводородов в воде, ppm	менее 10
Расход товарной нефти, м³/ч	165
Суточная добыча товарной нефти, т/сут	~4000
Остаточная обводненность нефти, мол.%	0,48 (менее 2%)

Газ в основном состоит из метана (0,3242) и этана (0,1955), что позволяет использовать его для собственных нужд после очистки. Отделяемая вода имеет содержание углеводородов менее 10, что позволяет безопасно утилизировать ее через систему поддержания пластового давления без дополнительной очистки. Дополнительно было выполнено моделирование работы теплообменников в товарном парке для подогрева нефти перед транспортировкой по магистральному трубопроводу (длиной 75 км). Результаты показали, что одного котла с расходом пара 4 м³/ч и тепловой мощностью 1375 кВт достаточно для нагрева нефти с 60 до 90°C при расходе топливного газа 812 м³/ч.

Заключение

1 Существующая технологическая схема подготовки нефти на месторождении Варадеро характеризуется чрезмерной длительностью процесса (более 50 часов), высоким износом оборудования и значительными эксплуатационными затратами, что требует ее модернизации.

2 Предлагаемая замена существующей многоступенчатой схемы на установки «Heater Treater» (трехфазные сепараторы со встроенными жаровыми трубами) позволяет объединить функции нагрева, сепарации газа, обезвоживания и обессоливания нефти в одном аппарате.

3 Моделирование процесса в среде Aspen HYSYS подтвердило высокую эффективность предлагаемого решения: при подводе тепловой мощности 6780 кВт (с использованием 12% суточной добычи газа) обеспечивается нагрев сырой нефти до 83°C с последующим эффективным разделением фаз.

4 Выходная товарная нефть (165 м³/ч, ~4000 т/сут) имеет остаточную обводненность значительно ниже 2%, что соответствует требованиям для сдачи в трубопровод. Отделяемая вода содержит менее 10 ppm углеводородов, что позволяет безопасно утилизировать ее через систему ППД.

5 Внедрение установок «Heater Treater» позволит исключить из технологической схемы три теплообменника предварительного нагрева, четыре газосепаратора, распределительную емкость и как минимум три из пяти котлов, что приведет к значительному сокращению затрат на обслуживание и энергоресурсы, а также повышению безопасности процесса.

Список использованных источников:

1. Badia Diaz Maximo. Reglamento tecnológico de la Planta de Procesamiento de Crudos. – EPEP-Centro, 2015. – 51 c.

2. Lic. Alicia Romero Hernández. Caracterización de petróleos del sector oeste del yacimiento Varadero, mediante cromatografía gaseosa. – La Habana, 2022.

3. Sotolongo A.M., Hervis Y.L., Hernández C.A.G. Selección de una variante de instalación para la incorporación del Centro Colector 12 a la red de fluido multifásico de la EPEP-Cent. – 2023.

4. Caracterización de petróleos por Laboratorios AGAT. – Resultados de análisis, 2023.

5. Westcan Fabricating. Treaters & Free Water Knockouts [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://westcanfab.ca/treaters-free-water-knock-outs/ (дата обращения: 19.02.2025).

6. Насосные дозировочные системы для осложненных условий нефтедобычи. Шайдаков В.В., Людвиницкая А.Р., Сухоносов А.Л., Пензин А.В. Сер. Инновационные технологии для добычи, транспортировки нефти и газа. Saarbruken, 2015.

7. Повышение эффективности эксплуатации осложненных нефтяных скважин с помощью интеллектуальных алгоритмов. Еникеев Р.М., Пензин А.В., Латыпов Б.М., Алмазов В.А., Палагута А.А., Шайдаков В.В. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8 (368). С. 50-58.

8. Дозирующее устройство для предотвращения внутрискважинных отложений. Макарова Т.Г., Уразаков К.Р., Думлер Е.Б., Булюкова Ф.З. Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 2. С. 120-127.

9. Критерии оценки технического состояния объекта при случайных колебаниях. Шестакова Е.В., Ямалиев В.У. В сборнике: Современные проблемы нефтегазового оборудования-2021. Материалы Международной научно-технической конференции. 2021. С. 323-328.

10. Влияние скорости движения газожидкостной смеси на отложение АСПВ в нефтепромысловом оборудовании. Шестакова Е.В., Тищенко А.И., Булюкова Ф.З. В сборнике: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых. Альметьевск, 2021. С. 333-338.

СЕКЦИЯ «ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕМАТИЧЕСКИЕ И ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ»

УДК 004.9

СОПОСТАВЛЕНИЕ ИЗОБРАЖЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ СРАВНЕНИЯ ВИЗУАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Е.Н. Антонянц
(Новосибирский Государственный Технический Университет, ассистент)
В.А. Заозернов
(Новосибирский Государственный Технический Университет, студент гр. АВТ-314)
А.В. Леонтьев
(Новосибирский Государственный Технический Университет, студент гр. АВТ-314)

Аннотация. В настоящее время объём визуальных данных постоянно растёт, и задача сопоставления изображений становится всё более востребованной. Методы решения данной задачи применяются в различных областях, включая защиту авторских прав и системы промышленного контроля. В связи с этим важным является анализ устойчивости алгоритмов сравнения изображений к изменениям, возникающим при их копировании или обработке. В работе исследуются алгоритмы перцептивного хеширования, а также метод, основанный на использовании цветовых гистограмм. Для оценки их эффективности была проведена серия экспериментов, в ходе которых изображения подвергались различным преобразованиям. Полученные результаты показывают, что метод разностного хеширования демонстрирует наиболее стабильные показатели точности и сохраняет устойчивость к ряду распространённых искажений, в том числе к изменению контраста и гамма-коррекции.

Ключевые слова: сопоставление изображений, перцептивное хеширование, цветовая гистограмма, атаки копирования, компьютерное зрение.

UDC 004.9

COMPARISON OF IMAGES USING METHODS AND ALGORITHMS FOR VISUAL DATA COMPARISON

E.N. Antonyants
(Novosibirsk State Technical University, assistant lecturer)
V.A. Zaozernov
(Novosibirsk State Technical University, student gr. AVT-314)
A.V. Leontev
(Novosibirsk State Technical University, student gr. AVT-314)

Abstract. Currently, the volume of visual data is constantly growing, and the task of image matching is becoming increasingly in demand. Methods for solving this task are applied in various fields, including copyright protection and industrial control systems. In this regard, important is the analysis of the robustness of image comparison algorithms to changes arising during their copying or processing. The paper investigates perceptual hashing algorithms, as well as a method based on the use of color histograms. To assess their effectiveness, a series of experiments was conducted, during which images were subjected to various transformations. The obtained results show that the difference hashing method demonstrates the most stable accuracy indicators and maintains robustness to a number of common distortions, including changes in contrast and gamma correction.

Keywords: image matching, perceptual hashing, color histogram, copy attacks, computer vision.

Современный этап развития информационного общества характеризуется ростом объема цифрового визуального контента. Фотографии, сканы документов, технические изображения и кадры с видеокамер ежедневно генерируются в огромных количествах, что ставит перед разработчиками интеллектуальных систем сложные задачи по их эффективной

обработке, индексации и поиску [1]. Ключевое место в решении этих задач занимает сопоставление изображений – процесс определения степени сходства между двумя визуальными представлениями. От эффективности этого процесса напрямую зависит успешность функционирования систем автоматического контроля качества на производстве, сервисов поиска визуальных дубликатов в сети Интернет и механизмов защиты авторских прав [2].

Широкий спектр практических приложений диктует жесткие требования к алгоритмам сопоставления. Они должны быть не только точными, но и устойчивыми к различного рода искажениям, которые неизбежно возникают при копировании, редактировании или пересъемке изображений. Такие искажения, называемые также атаками копирования, могут включать в себя изменение яркости и контрастности, сжатие с потерями (JPEG), добавление шума, гамма-коррекцию и многие другие воздействия, которые, сохраняя визуальную целостность изображения для человеческого глаза, значительно изменяют его цифровое представление.

Некоторые преобразования, такие как изменение яркости или гамма-коррекция, могут быть едва заметны на первый взгляд, но существенно меняют числовые характеристики пикселей. JPEG-сжатие приводит к появлению характерных артефактов, а шум искажает локальную структуру. Все это создает серьезные препятствия для алгоритмов, работающих на уровне пикселей. В связи с этим, целью настоящей работы является проведение сравнительного экспериментального исследования устойчивости ряда классических методов сопоставления изображений – перцептивного хеширования (в вариациях A-хеш, D-хеш, P-хеш) и метода цветовых гистограмм – к наиболее распространенным атакам копирования.

Перцептивное хеширование представляет собой группу методов, предназначенных для генерации компактного цифрового отпечатка (хеша), который отражает визуальное содержание изображения. В отличие от криптографических хеш-функций, чувствительных к малейшему изменению битов, перцептивные хеши двух похожих изображений близки друг к другу, что позволяет оценивать сходство через расстояние между ними [3]. Существует несколько основных алгоритмов построения таких хешей, различающихся устойчивостью к преобразованиям и способом кодирования визуальной информации:

1) A-хеш (Average Hash) – базовый метод, при котором хеш формируется путем сравнения яркости пикселей уменьшенного до 8×8 изображения со средним значением яркости.

2) D-хеш (Difference Hash) – более устойчивый к изменениям яркости метод, который кодирует информацию о разности яркостей между соседними пикселями в каждой строке изображения, уменьшенного до 9×8 пикселей.

3) P-хеш (Perceptual Hash) – метод, использующий дискретное косинусное преобразование (DCT) для выделения низкочастотных компонент, несущих основную смысловую нагрузку, что обеспечивает высокую устойчивость к сжатию и другим частотным искажениям [4].

Метод цветовых гистограмм представляет собой подход, описывающий изображение через распределение цветов. В данном методе строится гистограмма, где по оси X откладываются значения цветовых каналов (или их комбинации), а по оси Y – количество пикселей с соответствующим значением. Несмотря на простоту и инвариантность к поворотам и сдвигам, метод теряет информацию о пространственном расположении цветов, что является его ключевым недостатком [5].

Для оценки сходства между хешами в исследовании использовалось расстояние Хэмминга, а для гистограмм — метрика, основанная на их корреляции. В ходе эксперимента изображения подвергались следующим видам атак копирования:

1) Изменение яркости – ко всем пикселям применялся сдвиг значения интенсивности;

2) Изменение контрастности – применялось масштабирование распределения интенсивностей относительно среднего значения;

3) JPEG-сжатие – выполнялось повторное сжатие изображения с потерей качества;

4) Добавление шума – на изображение накладывался гауссов шум;

5) Гамма-коррекция – применялось нелинейное преобразование яркости пикселей [6].

Экспериментальное исследование проводилось на репрезентативной выборке изображений. Для каждого метода решалась задача бинарной классификации — являются ли два изображения визуально одинаковыми или нет, в условиях различных атак. Ключевым этапом являлось определение оптимального порога (значения метрики), который разделяет положительные и отрицательные пары.

В таблице 1 представлены пороги расстояния для каждого метода, подобранные эмпирическим путем. Значение порога означает максимальное расстояние, при котором два изображения считаются похожими.

Таблица 1 – Пороговые значения расстояния для исследуемых методов

Метод	Оптимальный порог
A-хеш	5
D-хеш	25
P-хеш	25
Цветовых гистограмм	5

Стоит отметить, что методы разностного и перцептивного хеширования допускают значительно большее число различающихся бит в своих хешах (25) по сравнению с усредненным хешированием (5). Это свидетельствует об их большей вариативности и устойчивости, так как они способны не замечать больше изменений в изображении.

Основным результатом исследования является оценка точности работы методов в шести различных сценариях, включая ситуацию без искажений (см. таблицу 2).

Таблица 2 – Точность методов при различных атаках копирования

Метод	Без атак	Яркость	Контраст	JPEG	Шум	Гамма
A-хеш	0,952	0,86	0,867	0,952	0,901	0,943
D-хеш	0,954	0,949	0,954	0,947	0,936	0,954
P-хеш	0,949	0,851	0,936	0,848	0,864	0,864
Цветовых гистограмм	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248	0,248

Анализ результатов, представленных в таблице 2, позволяет сделать следующие выводы:

1) Крайне низкая точность метода цветовых гистограмм по сравнению с другими подходами объясняется особенностями этого метода: гистограмма показывает лишь распределение цветов, не учитывая их пространственное расположение в изображении. В итоге, два изображения, которые могут сильно отличаться по содержанию и композиции, могут иметь практически одинаковые гистограммы. Это ограничивает использование данного подхода для задач сопоставления изображений в условиях различных искажений.

2) Алгоритм разностного хеширования демонстрирует наилучшие значения точности. Этот метод показывает высокие результаты даже при различных типах преобразований, сохраняя точность выше 0,94 при изменениях яркости, контрастности и применении гамма-коррекции.

На рисунке 1 представлено сравнительное отображение точности методов к различным типам атак копирования.

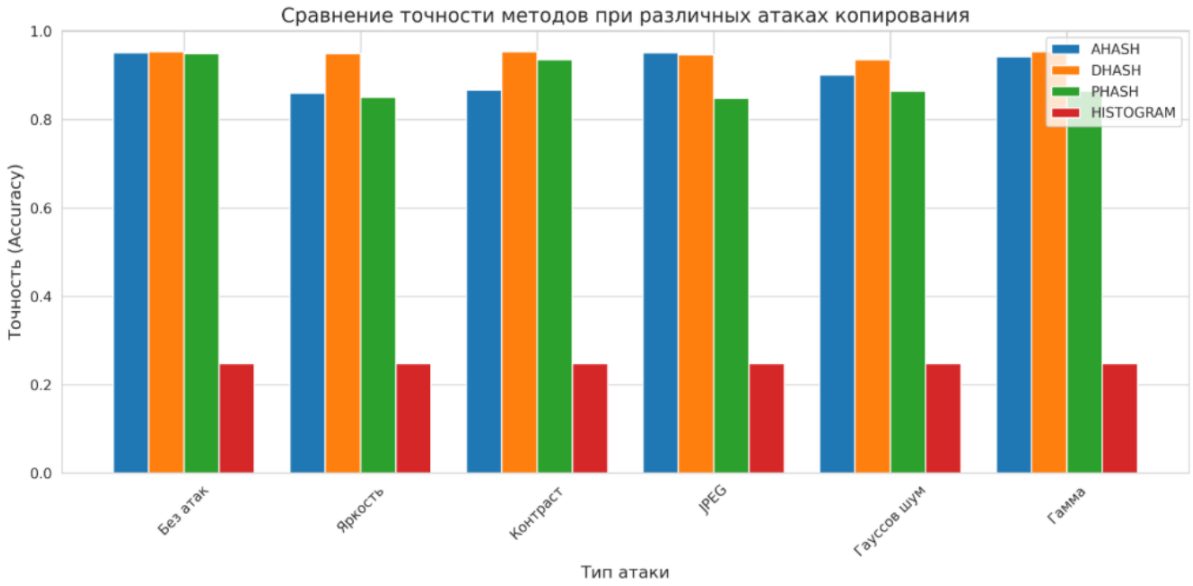


Рисунок 1 – Анализ точности методов при различных атаках копирования

Метод усреднённого хеширования демонстрирует высокую точность при работе с изображениями без искажений, а также для атаки JPEG-сжатия. Однако при изменении яркости или контрастности, точность алгоритма значительно падает.

Алгоритм перцептивного хеширования показал менее точные результаты в ходе экспериментов. При отсутствии искажений и при изменении контраста он демонстрирует высокую точность, но как только добавляется шум, применяется JPEG-сжатие или гамма-коррекция, его показатели ухудшаются. Данные преобразования значительно меняют частотный спектр изображения и, соответственно, влияют на значения DCT-коэффициентов, которые лежат в основе формирования перцептивного хеша.

Проведённое экспериментальное исследование позволило оценить устойчивость классических методов сопоставления изображений к наиболее распространённым типам атак копирования.

Метод цветовых гистограмм, несмотря на простоту реализации и низкую вычислительную сложность, не подходит для задач точного сопоставления изображений, поскольку не учитывает пространственную организацию цветовой информации. По этой причине его применение в системах, где важна структура изображения, представляется неэффективным.

Метод усреднённого хеширования может рассматриваться для задач, в которых преобладают преобразования, связанные с JPEG-сжатием. Однако высокая чувствительность данного подхода к изменениям яркости и контрастности заметно ограничивает сферу его использования.

Метод перцептивного хеширования продемонстрировал значительную чувствительность к шумам, гамма-коррекции и JPEG-сжатию. Это свидетельствует о том, что при использовании в реальных системах данный метод может требовать дополнительной предобработки изображений либо применения в сочетании с другими алгоритмами.

Наилучшие результаты были получены для метода разностного хеширования, который продемонстрировал высокую точность во всех рассматриваемых сценариях атак копирования. Устойчивость данного алгоритма позволяет рассматривать его в качестве универсального инструмента для построения систем сопоставления изображений, особенно в условиях, когда неизвестен тип атаки копирования.

Список использованных источников:

1. Chen W. Digital Fingerprinting on Multimedia: A Survey / W. Chen, W. Gan, P. S. Yu // arXiv preprint arXiv:2408.14155. – 2024.

2. Chaudhari S. Survey of image deduplication for cloud storage / S. Chaudhari, R. Aparna // System research and information technologies. – 2023. – № 4. – P. 113–134.

3. Горохова Р. И. Алгоритмы обнаружения дублирующего контента в изображениях критической информационной инфраструктуры с использованием методов машинного обучения / Р. И. Горохова, П. В. Никитин // Национальная безопасность / nota bene. – 2024. – № 6. – С. 32–46.

4. Aissi M. B. Evaluation of perceptual hashing algorithms for digital image authenticity / M. B. Aissi, S. El Hazzat, M. B. Yakhlef // 2024 3rd International Conference on Embedded Systems and Artificial Intelligence (ESAI). – IEEE, 2024. – P. 1–7.

5. Kelishadrokhi M. K. Innovative local texture descriptor in joint of human-based color features for content-based image retrieval / M. K. Kelishadrokhi, M. Ghattaei, S. Fekri-Ershad // Signal, image and video processing. – 2023. – Т. 17. – № 8. – P. 4009–4017.

6. Antonyants E. Research and development of software for comparison of visual data with hashing methods / E. Antonyants, A. Aletdinova ; sci. ed. A. A. Aletdinova ; language adviser S. V. Nikroshkina // Progress through innovations : труды 13 Всероссийской научно-практической конференции аспирантов и магистрантов, Новосибирск, 29 апреля 2025 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2025. – С. 19–21. – ISBN 978-5-7782-5484-8.

УДК 622.244.4

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА С МОДУЛЕМ МНОГОФАКТОРНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

К.Ф. Габдрахманова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
К.Р. Зарипов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)
В.Э. Шалибова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)
А.С. Дорофеев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)
М.Б. Наумкин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-24-11)

Аннотация. В статье представлен программный комплекс, разработанный на языке Python, предназначенный для оперативного контроля «окна буримости» и предотвращения осложнений при строительстве скважин. Описан математический аппарат расчета эквивалентной циркуляционной плотности и рисков возникновения ГНВП и поглощений. Основной акцент сделан на расширенном экономическом блоке, который оценивает стоимость химической обработки раствора и сопоставляет её с затратами на ликвидацию возможных аварийных ситуаций.

Ключевые слова: буровой раствор, Python, экономическая эффективность, предотвращение ГНВП, поглощение раствора, автоматизация расчетов.

UDC 622.244.4

DEVELOPMENT OF AN INTELLIGENT SYSTEM FOR MONITORING DRILLING FLUID PARAMETERS WITH A MULTI-FACTOR ECONOMIC ANALYSIS MODULE

K.F. Gabdrakhmanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
K.R. Zaripov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City

of Oktyabrsky, student gr. SGR-24-11)
V.E. Shalibova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-24-11)
A.S. Dorofeev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-24-11)
M.B. Naumkin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-24-11)

Abstract. The article presents a software package developed in Python, designed for operational control of the "drilling window" and prevention of complications during well construction. The mathematical apparatus for calculating the equivalent circulation density and the risks of kicks and losses is described. The main focus is on an expanded economic block that estimates the cost of chemical treatment of the fluid and compares it with the costs of eliminating possible emergency situations.

Keywords: drilling fluid, Python, economic efficiency, blowout prevention, fluid loss, automated calculations.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПРОГРАММНАЯ АРХИТЕКТУРА

Современное бурение нефтяных и газовых скважин в условиях истощенных пластов или аномально высоких давлений требует прецизионного управления параметрами промывочных жидкостей. Проблема обеспечения стабильности ствола скважины решается путем поддержания давления в строгом диапазоне между пластовым P_{pl} и давлением гидроразрыва P_{frac}.

Программный комплекс «Drilling Monitor» разработан для автоматизации процесса мониторинга этого диапазона. В отличие от существующих аналогов, программа учитывает не только статические показатели, но и динамическую составляющую — эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП).

Логика работы программы основана на дискретизации ствола скважины. При помощи библиотеки NumPy[7], массив глубины H разбивается на сегменты, для которых вычисляется гидростатическое давление:

$$P_{dyn} = \rho_{mud} \times g \times H + p_{loss_grad} \times H,$$ где

ρ_{mud} — текущая плотность раствора (кг/м^3), g = 9,81, м/с^2.

Динамическое давление P_{dyn} рассчитывается с учетом коэффициента гидравлических потерь p_{loss_grad}. В коде оно считается по формуле:

```
p_dynamic = p_static + (p_loss_grad * depths)
```

Это позволяет определить риски поглощения при пуске насосов, когда ЭЦП может превысить предел прочности породы. Интерфейс на библиотеке Tkinter обеспечивает ввод параметров в реальном времени, а модуль Matplotlib[6] строит эпюры давлений. Всё это позволяет инженеру наглядно оценить безопасности текущего режима.

2. РАСШИРЕННЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ БЛОК: МЕТОДОЛОГИЯ И АЛГОРИТМЫ

Главное отличие нашей разработки от существующих программ — встроенный финансовый калькулятор. Мы попытались совместить инженерные расчеты с экономикой прямо в одном окне. Программа не просто определяет риск аварии, но и предлагает экономически обоснованный путь его устранения.

2.1. Математическая модель подбора добавок

При фиксации риска ГНВП ($P_{stat} < P_{pl}$) система рассчитывает массу утяжелителя. Расчет ведется по объему циркуляционной системы V_{sys}. Масса необходимого барита (M_b) для повышения плотности от ρ_1 до ρ_2 вычисляется по формуле:

$$M_b = V_1 \times \rho_b \times \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_b - \rho_2},$$ где

V_1 - исходный объем бурового раствора ($м^3$);

ρ_1 - начальная плотность раствора ($кг/м^3$);

ρ_2 - требуемая (конечная) плотность раствора ($кг/м^3$);

ρ_b — плотность баритового концентрата (≈ 4200, $кг/м^3$).

Программа обращается к базе данных стоимости материалов. Для условий Приуралья средняя стоимость тонны барита составляет 15 500 – 18 000 руб. Аналогичные расчеты проводятся для понизителей фильтрации и кольматантов при риске поглощения.

2.2. Многовариантное сценарное моделирование и расчет стоимости бурового раствора

Традиционные методы планирования бюджета на промывочные жидкости зачастую опираются на статические сметы. Они не учитывают динамику возникновения осложнений в процессе строительства скважины. Отличительной особенностью разработанного алгоритма является интеграция модуля многовариантного технико-экономического расчета, функционирующего в режиме реального времени.

Интерфейс программы предоставляет инженеру-технологу возможность вводить актуальные рыночные цены на базовый раствор и различные типы химических реагентов. Изначально система определяет базовую стоимость невозмущенной циркуляционной системы, исходя из её текущего объема. Однако при фиксации отклонений (выход за безопасные границы «окна буримости») активируется алгоритм подбора оптимального сценария нормализации параметров.

В случае выявления риска газонефтеводопроявлений (ГНВП) программа не просто сигнализирует об опасности, а параллельно рассчитывает массу и стоимость добавок для нескольких различных сценариев утяжеления:

Сценарий 1: Применение баритового утяжелителя. Это традиционный и наиболее распространенный метод. Программа вычисляет требуемую массу барита (с плотностью 4200 кг/м³). Несмотря на относительно низкую удельную стоимость реагента, использование барита требует ввода больших объемов твердой фазы, что может привести к нежелательному росту вязкости и статического напряжения сдвига (СНС).

Сценарий 2: Применение гематитового утяжелителя. Альтернативный вариант, предполагающий использование более тяжелого минерала (плотность 5000 кг/м³). Гематит отличается более высокой стоимостью за тонну, однако для достижения целевой плотности его требуется значительно меньше по массе. Данный сценарий становится экономически и технологически предпочтительным при бурении глубоких скважин, где критически важно сохранить низкую вязкость раствора и минимизировать гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве.

Если система выявляет риск поглощения (превышение эквивалентной циркуляционной плотностью градиента гидроразрыва пласта), то она моделирует сценарий превентивной кольматации. Рассчитывается необходимый объем ввода мраморной крошки заданной концентрации (в базовом алгоритме — 30 кг/м³) для создания надежного изоляционного экрана в проницаемых горизонтах.

Итогом работы аналитического блока является генерация детализированного технико-экономического отчета. В нем выводится итоговая смета для всей циркуляционной системы по каждому из предложенных вариантов. Благодаря этому программа превращается из узкоспециализированного калькулятора в полноценную систему поддержки принятия решений (СППР). Это позволяет супервайзеру или руководству сервисного предприятия оперативно реагировать на технологические вызовы, и выбирать наиболее рентабельный путь ликвидации осложнений, благодаря наличию экономического блока.

2.3. Принятие решения о целесообразности

Программа вычисляет индекс эффективности обработки (I_{eff}):

$$I_{eff} = \frac{C_{fail} * P_{accident}}{C_{prev}}$$, где

$P_{accident}$ — вероятность аварии, определяемая близостью текущего давления к границам окна буримости.

Если $I_{eff} > 1,5$, программа выдает вердикт о высокой целесообразности немедленного ввода реагентов. При значениях выше 10 обработка считается критически необходимой.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ СЦЕНАРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

Для примера работы программы были взяты исходные данные для скважины глубиной 3500 м с пластовым давлением 32 МПа. Программа вывела результат, что при использовании базового раствора плотностью 1080 кг/м³ возникает критический дефицит гидростатического давления, и создаётся риск ГНВП. Программный комплекс, проанализировав рыночные цены реагентов, предложил два альтернативных пути решения проблемы.

Результаты сравнительного моделирования представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительный анализ сценариев обработки раствора

Параметр	Сценарий 1 (Барит)	Сценарий 2 (Гематит)
Требуемая масса, т	14,2	9,8
Стоимость добавки, руб.	220 100	215 600
Итоговая стоимость системы, руб.	970 100	965 600
Технологический эффект	Увеличение вязкости	Сохранение текущей вязкости

Как видно в таблице, использование гематита, позволяет достичь целевой плотности при меньшей массе твердой фазы, хотя он и дороже. Это дает преимущество в сохранении реологических свойств раствора, а это критически важно для эффективного выноса шлама с больших глубин.

Приведенный расчет подтверждает экономическую эффективность предложенного подхода. Стоимость превентивных мер по утяжелению раствора (около 215–220 тыс. руб.) несопоставима с потенциальным ущербом от аварии, который при условии простоя буровой установки на 48 часов для ликвидации ГНВП превышает 1,5 млн руб. Программа визуализирует «окно буримости» в реальном времени, и позволяет инженеру не просто следовать инструкции, а выбирать наиболее рентабельный и технологически обоснованный сценарий ликвидации рисков. Это даёт возможность минимизировать непроизводительное время (НПВ) и повысить общую надежность процесса строительства скважины.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный программный модуль позволяет интегрировать технологические параметры бурения с финансовой стратегией сервисной компании. Автоматизация расчетов минимизирует риски, связанные с человеческим фактором, и обеспечивает прозрачность принятия решений для руководства буровых работ.

Основные выводы исследования:

* Переход от статического к динамическому мониторингу ЭЦП позволяет снизить вероятность поглощений на 25-30%.

* Внедрение экономического блока в инженерное ПО позволяет сократить непроизводительные затраты за счет обоснованного выбора реагентов.

* Предложенный алгоритм является универсальным и может быть масштабирован для работы с любыми типами буровых растворов на водной и углеводородной основе.

В будущем можно попробовать внедрить искусственный интеллект, чтобы он предсказывал риски на основе данных с соседних скважин — это должно повысить точность. для более точного прогнозирования P(accident) на основе исторических данных соседних скважин.

Список использованных источников:

1. Булатов А. И. Буровые промывочные растворы: Учеб. пособие. — М.: Недра, 2021.

2. Ходикова Е. И., Тынчеров К. Т. Технологии и инновации в нефтяной промышленности // Современные технологии в нефтегазовом деле 2013: сборник научных

трудов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. - Т. 2. - С. 390-395.

3. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. — Оренбург: Летопись, 2005.

4. Информационное письмо о проведении 53-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. — Октябрьский: ИНиГ УГНТУ, 2026.

5. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). — М.: Недра, 1985.

6. Габдрахманова К.Ф. Чат-бот в PYTHON (научная статья). Материалы 50-ой Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвящѐнной 75-летию УГНТУ (Октябрьский, 27-28 апреля 2023 г.) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – Стр. 824-827. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=62955781 (дата обращения: 26.02.2026).

7. Габдрахманова К. Ф. Математическое моделирование задачи на истечение жидкости из резервуара с использованием программы PYTHON (научная статья). Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (Октябрьский, 25-26 апреля 2025 г.) / коллектив авторов. – Уфа: УГНТУ, 2025. – Стр. 492-496. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=82432452&selid=82432973 (дата обращения: 26.02.2026).

8. Габдрахманова К. Ф. Информационные технологии (продвинутый уровень): инструментарий математического моделирования и анализа данных (учебно-методическое пособие) Учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных и самостоятельных работ. – Уфа: УГНТУ, 2023. – 4,80 Мб. – URL: http://bibl.rusoil.net/base_docs/UGNTU/FILIALE/Oktyabrski/Gabdrakhmanova16599.pdf (дата обращения: 26.02.2026).

9. Габдрахманова К. Ф. Программирование и алгоритмизация (учебное пособие) Уфа: УГНТУ, 2023. – 1,20 Мб. – URL: http://bibl.rusoil.net/base_docs/UGNTU/FILIALE/Oktyabrski/Gabdrakhmanova16643.pdf (дата обращения: 26.02.2026). – ISBN 978-5-93105-509-1

УДК 621.7.019.54

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАГОТОВКИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

К.Ф. Габдрахманова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

О.О. Лубашев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-24-11)

Аннотация. В статье представлена программа, разработанная на языке Python, предназначенная для определения размеров заготовок, а также итоговых материальных и финансовых затрат. Алгоритм программы, опираясь на заданные параметры готовой детали, вычисляет оптимальные припуски на механическую обработку и определяет минимально допустимые габариты заготовки. Ключевой задачей разработки является минимизация себестоимости последующей обработки изделия.

Ключевые слова: заготовка, Python, припуск, механическая обработка, минимизация затрат, автоматизация расчетов.

UDC 621.7.019.54

DEVELOPMENT OF A PROGRAM FOR DETERMINING WORKPIECE PARAMETERS FOR SUBSEQUENT MACHINING

K.F. Gabdrakhmanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

O.O. Lubashev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-24-11)

Abstract. This article presents a program developed in Python designed to determine workpiece dimensions, as well as the final material and financial costs. The program's algorithm, based on the specified parameters of the finished piece, calculates optimal machining allowances and determines the minimum permissible dimensions of the workpiece. The key purpose of developing the program is to minimize the subsequent manufacturing cost of the product.

Keywords: workpiece, Python, allowance, machining, cost minimisation, automated calculations.

INTRODUCTION

Одним из ключевых этапов технологического процесса изготовления детали является правильный выбор и расчет параметров исходной заготовки. От того, насколько точно определены размеры и допуски заготовки, зависят трудоемкость обработки, расход материала и себестоимость готового изделия. Ошибки в расчетах ведут либо к появлению неисправимого брака (если припуск недостаточен), либо к неоправданному перерасходу материала и снижению производительности (если припуск завышен).

Традиционная методика расчета припусков с использованием табличных данных и формул требует от технолога особой внимательности, потому что при выборе припусков учитывается не только размеры конечной детали, но также и точность обработки внешних поверхностей.

1. THEORETICAL BASIS

Припуск на механическую обработку представляет собой слой материала, который удаляется с поверхности заготовки в процессе механической обработки для достижения требуемых размеров, формы и качества поверхности готовой детали. Правильное определение припусков является основополагающим элементом технологического проектирования, поскольку от этого зависит экономичность производства, качество готовых изделий и расход материалов.

Процесс определения параметров заготовки основывается на нахождении значения припуска на сторону детали. В данном случае, так как программа рассчитывает размеры заготовки только из круглого проката, необходимо определить припуск на диаметр, а также припуски на оба торца. Источником исходных данных служит чертёж готовой детали.

Установление правильной толщины припусков на обработку является ответственной технико-экономической задачей. Назначение чрезмерно больших припусков приводит к потерям материала, превращаемого в стружку; к увеличению упругой деформации технологической системы СПИЗ (станок – приспособление – инструмент – заготовка) вследствие увеличения силы резания, а значит и к уменьшению точности обработки; к увеличению трудоемкости механической обработки (если припуск больше максимально допустимой глубины резания и приходится его удалять за несколько проходов); усложняется применение приспособлений вследствие увеличения силы резания; к повышению расхода режущего инструмента и электрической энергии; к увеличению потребности в оборудовании и рабочей силе.

Назначение недостаточно больших припусков не обеспечивает удаления дефектных слоев материала и достижения требуемой точности и шероховатости обрабатываемых поверхностей, а также вызывает повышение требований к точности исходных заготовок и приводит к их удорожанию, затрудняет разметку и выверку положения заготовок на станках при обработке по методу пробных ходов и увеличивает опасность появления брака.

2. PROGRAM ALGORITHM

Разработанная программа использует опытно-статистический (табличный) метод определения припусков. Используя стандарты ГОСТ и таблицы, составленные на основе опытов, программа определяет припуск на сторону детали. После получения значения

припусков, программа рассчитывает диаметр и длину заготовки, а также общую длину всех заготовок (при введении количества больше 1) и итоговую стоимость материала, рассчитываемую по весу заготовки и цены за 1 кг материала.

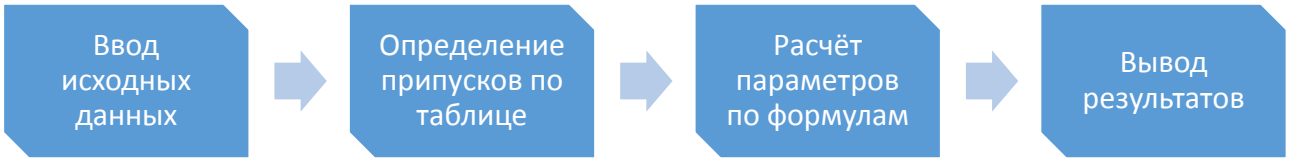


Рисунок 2.1 - Алгоритм работы программы

2.1. Внешний вид программы

При разработке программы, ей было присвоено рабочее имя: «ЗаКат – Калькулятор Заготовок». Интерфейс предоставляет пользователю возможность ввести исходные габариты заготовки, точность обработки диаметра и торцов с каждой стороны, плотность материала, цену за 1 кг. материала и количество заготовок. После ввода исходных данных, программа выводит размеры заготовки и итоговый расход.

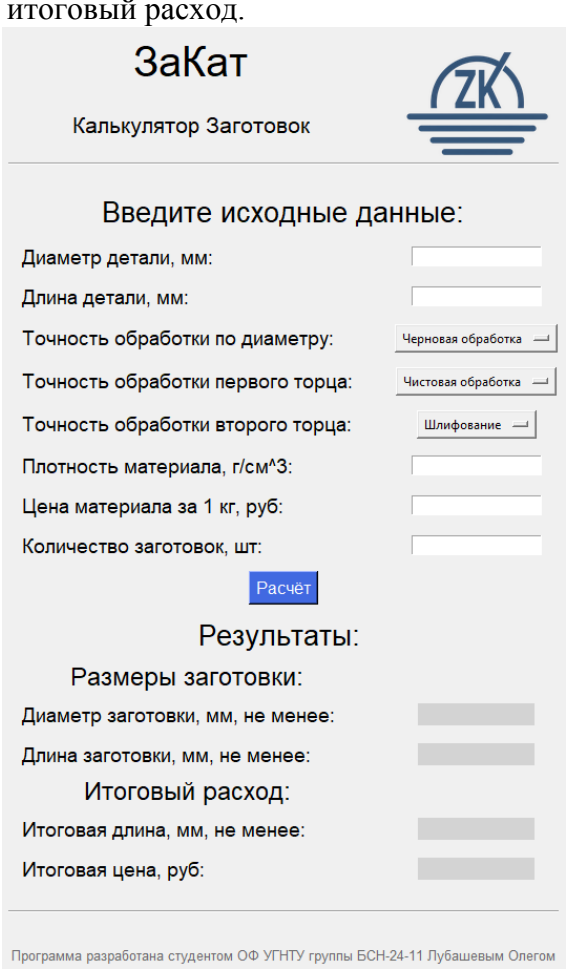


Рисунок 2.1.1 - Интерфейс программы «ЗаКат – Калькулятор Заготовок»

2.2. Программный код

Программа «ЗаКат» разработана в программной среде Python и утилизирует следующие библиотеки:

– os - встроенная библиотека для взаимодействия с операционной системой;

– sys - встроенная библиотека, обеспечивающая взаимодействие с интерпретатором и операционной системой;

– math - встроенная библиотека для выполнения продвинутых математических операций с вещественными числами (float);

– tkinter - встроенная библиотека для создания графического интерфейса пользователя (GUI);

– PIL - библиотека для языка Python, предназначенная для работы с растровой графикой.

Данная программа насчитывает 755 строк кода. 160 строк кода занимает графический интерфейс. Для переноса значений из таблиц, используемых в ГОСТ, использовались команды «if» и «match» для определения точности обработки и размеров.

```python
def calculate_results():
    try:
        # Получаем значения из полей ввода
        диаметр = float(entdiam.get())
        длина = float(entlength.get())
        точность_диаметр = defineprecision(variablediam.get())
        точность_торец_1 = defineprecision(variableside1.get())
        точность_торец_2 = defineprecision(variableside2.get())
        плотность = float(entdensity.get())
        цена = float(entpriceperkilo.get())
        количество = int(entquantity.get())

        # Проверка на положительные значения
        if диаметр <= 0 or длина <= 0 or плотность <= 0 or цена <= 0 or количество <= 0:
            raise ValueError("Значения должны быть положительными числами!")

        # Расчет припусков
        припускдиаметра = истприпускдиаметра(диаметр, точность_диаметр, длина)
        диаметрзаготовки = диаметр + припускдиаметра

        припускторца1 = истприпускторца(диаметр, точность_торец_1, длина)
        припускторца2 = истприпускторца(диаметр, точность_торец_2, длина)
        длиназаготовки = длина + припускторца1 + припускторца2

        # Расчет итоговых значений
        итоговаядлина = длиназаготовки * количество
        объем_одной = math.pi * (диаметрзаготовки ** 2) / 4 * длиназаготовки  # в мм^3
        объем_всех = объем_одной * количество  # в мм^3
        масса_всех = объем_всех * плотность / 1000  # в граммах (плотность в г/см^3)
        итоговаяцена = масса_всех * цена / 1000  # цена за кг, масса в граммах -> /1000

        # Обновление результатов в GUI
        итогдиам.set(f"{диаметрзаготовки:.2f}")
        итогдлина.set(f"{длиназаготовки:.2f}")
        итогдлинаобщая.set(f"{итоговаядлина:.2f}")
        итогцена.set(f"{итоговаяцена:.2f}")
```

Рисунок - 2.2.1 Формулы для расчёта результатов.

```python
def определитьприпускдиаметра(диам,точн,дл):
    if диам<0:
        raise ValueError("Значение не может быть отрицательным числом!")
    if диам<18: return опрпрдиам1(точн,опрдлинудиам(дл))
    if 18<=диам<30: return опрпрдиам2(точн,опрдлинудиам(дл))
    if 30<=диам<50: return опрпрдиам3(точн,опрдлинудиам(дл))
    if 50<=диам<80: return опрпрдиам4(точн,опрдлинудиам(дл))
    if 80<=диам<120: return опрпрдиам5(точн,опрдлинудиам(дл))
    if диам>=120: return опрпрдиам6(точн,опрдлинудиам(дл))

def опрпрдиам1(точн,дл):
    match точн:
        case 1:
            match дл:
                case 1: return 3.0
                case 2: return 3.5
                case 3: return 4.0
                case 4: return 4.5
                case 5: return 5.0
                case 6: return 6.0
        case 2:
            match дл:
                case 1: return 1.2
                case 2: return 1.5
                case 3: return 1.5
                case 4: return 2.0
                case 5: return 2.5
                case 6: return 3.0
        case 3:
            match дл:
                case 1: return 0.3
                case 2: return 0.4
                case 3: return 0.5
                case 4: return 0.5
                case 5: return 0.6
                case 6: return 0.7
```

Рисунок 2.2.2 - Пример использования «if» и «match» в программе «ЗаКат»

Программа обращается к базе данных припусков, заложенных в ГОСТ, и рассчитывает итоговые значения по формулам на рисунке 2.2.1.

3. PROGRAM EFFICIENCY

Проверим работоспособность программы путём ввода исходных данных вала произвольного размера, сделанного из стали 45 в количестве 20 штук.

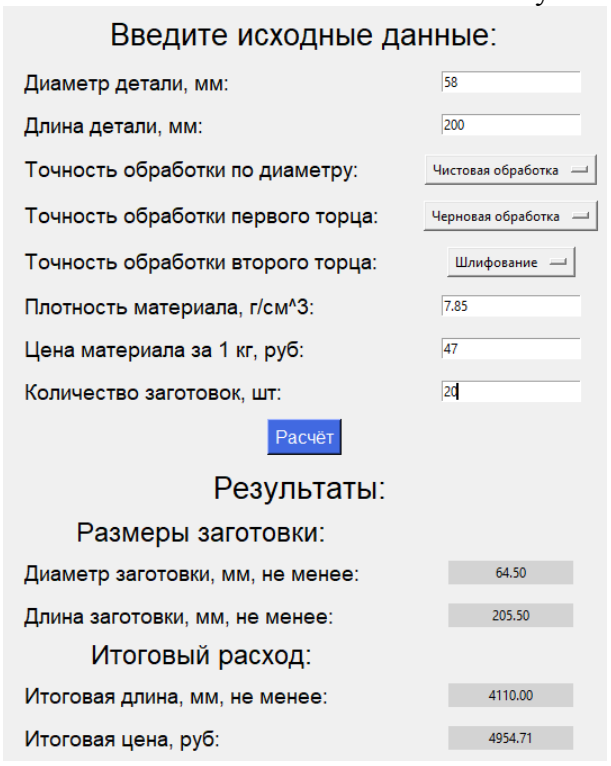


Рисунок 3.1 - Пример расчёта программы

Экономический эффект от внедрения программы достигается за счет:

1. Сокращения времени на технологическую подготовку производства.
2. Оптимизации расхода материала за счет расчета минимально необходимых припусков.
3. Исключения арифметических ошибок при расчетах

4. CONCLUSION

В результате выполненной работы в программной среде Python была разработана программа для определения параметров заготовки. Основные итоги:

1. Разработан алгоритм, реализующий расчёт размеров заготовки путём определения припусков на определенные детали опытно-статистичеким методом.
2. Создан программный продукт с интуитивно понятным интерфейсом, обеспечивающий более эффективное выполнение работы технологов.
3. Экспериментальная проверка подтвердила работоспособность программы и её эффективность для использования в учебных целях и на машиностроительных предприятиях.

Дальнейшее развитие направлено на добавление базы данных марок стали и типов проката, учётов отходов на стружку, интеграцию с MS Excel для формирования ведомостей, а также на генерацию готового эскиза с параметрами заготовки.

Список использованных источников:

1. И.А. Иващенко, И.М. Трухман «Расчеты размерно-точностных параметров механической обработки заготовки», учебное пособие, Куйбышев 1989 г.
2. А.Г. Косилова, Р.К. Мещеряков «Справочник технолога-машиностроителя. В двух томах. Том 1», 1986 г.
3. А.Г. Косилова, Р.К. Мещеряков «Справочник технолога-машиностроителя. В двух томах. Том 2», 1986 г.
4. Худобин Л.В, Белов М.А, Унянин А.Н, «Базирование заготовок при механической обработке», учебное пособие, 2010 г.
5. Габдрахманова К. Ф. Программирование и алгоритмизация (учебное пособие) Уфа: УГНТУ, 2023. – 1,20 Мб. – URL: http://bibl.rusoil.net/base_docs/UGNTU/FILIALE/Oktyabrski/Gabdrakhmanova16643.pdf (дата обращения: 26.02.2026). – ISBN 978-5-93105-509-1

УДК 004.94.621.991

РАЗРАБОТКА КАЛЬКУЛЯТОРА ДЛЯ РАСЧЁТА ПРОЧНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА ЯЗЫКЕ PYTHON

К.Ф. Габдрахманова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Л.Р. Гизатуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-24-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается процесс разработки программы-калькулятора на языке Python для выполнения инженерных расчётов, включающих вычисление геометрических параметров окружности и проверку прочности сварных швов. Программа реализует алгоритмы расчёта длины окружности и площади круга по заданному диаметру, а также выполняет оценку напряжённо-деформированного состояния сварных соединений с учётом типа шва, метода контроля, геометрических характеристик и свойств материала. Разработанное программное обеспечение может быть использовано в учебных целях при изучении основ сопротивления материалов, технологии сварочного производства, а также в практической деятельности инженерно-технических работников для выполнения предварительных расчётов прочности сварных конструкций.

Ключевые слова: расчет прочности, автоматизация, сварные соединения, методы контроля, Python.

UDC 004.94.621.991

DEVELOPMENT OF A CALCULATOR FOR STRENGTH ANALYSIS OF WELDED JOINTS IN PYTHON

K.F. Gabdrakhmanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
l.R. Gizatullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-24-11)

Abstract. This article discusses the process of developing a calculator program in Python for performing engineering calculations, including the computation of geometric parameters of a circle and the strength analysis of welded joints. The program implements algorithms for calculating the circumference and area of a circle based on a given diameter. It also performs an assessment of the stress-strain state of welded joints, taking into account the type of weld, inspection method, geometric characteristics, and material properties. The developed software can be used for educational purposes in studying the fundamentals of strength of materials and welding technology, as well as in the practical work of engineers for preliminary strength calculations of welded structures.

Keywords: strength analysis, automation, welded joints, inspection methods, Python

Введение

В современной инженерной практике значительную роль играют автоматизированные расчёты, позволяющие сократить время на выполнение рутинных операций и минимизировать вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором. Особую актуальность это приобретает в области расчётов на прочность сварных соединений, где точность определения напряжений и коэффициентов запаса напрямую влияет на безопасность и надёжность эксплуатации металлоконструкций.

Язык программирования Python, благодаря своей простоте, наличию обширных библиотек и возможностям быстрой разработки приложений, является эффективным инструментом для создания специализированных расчётных программ. В данной работе представлена разработка калькулятора, объединяющего два типа расчётов: геометрические вычисления, связанные с окружностью, и проверку прочности сварных швов различных типов.

1. Теоретические основы расчётов

1.1 Геометрические характеристики окружности

Окружность является одной из фундаментальных геометрических фигур, широко используемых в инженерной практике. Основными параметрами, характеризующими окружность, являются диаметр (D), длина окружности (C) и площадь круга (S).

Длина окружности определяется по формуле:

$$C = \pi \times D$$

Площадь круга вычисляется как:

$$S = \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

где π (пи) — математическая константа, выражающая отношение длины окружности к её диаметру, приблизительно равная 3,14159.

1.2 Расчёт прочности сварных швов

Прочность сварного соединения является критическим параметром, определяющим работоспособность всей металлоконструкции.

При расчёте сварных швов на прочность учитываются следующие факторы:

- тип сварного шва (стыковой, угловой, тавровый, нахлесточный);
- метод контроля качества сварного соединения;

– геометрические размеры шва;
– свойства основного металла;
– величина и характер действующей нагрузки.

Напряжение, возникающее в сварном шве под действием нагрузки, определяется по формуле:

$$\sigma = \mathrm{F}//(L \times h)$$

где:

σ — напряжение в шве (МПа);

F — действующая нагрузка (Н);

L — длина сварного шва (мм);

h — расчётная высота шва (мм).

Условие прочности сварного шва записывается следующим образом:

$$\sigma \leq [\sigma \times \phi]$$

где:

[σ] — допустимое напряжение материала (МПа);

φ — коэффициент прочности сварного шва, зависящий от типа шва и метода контроля.

1.3 Коэффициенты прочности сварных швов

Коэффициент прочности сварного шва φ учитывает ослабление сечения из-за наличия сварного соединения и возможных дефектов. Значения коэффициента зависят от типа шва и применяемого метода контроля качества.

Таблица 1 — Коэффициенты прочности сварных швов

Тип шва	Визуальный контроль	Ультразвуковой контроль	Радиографический контроль
Стыковой	0,70	0,85	0,95
Угловой	0,65	0,80	0,90
Тавровый	0,60	0,75	0,85
Нахлесточный	0,55	0,70	0,80

Чем качественнее контроль, тем выше коэффициент, а значит можем допустить большие напряжения в шве

2. Программная реализация

2.1 Выбор средств разработки

Для создания калькулятора был выбран язык программирования Python версии 3.10.

Данный выбор обусловлен следующими преимуществами:

– простой и понятный синтаксис;
– наличие встроенной библиотеки math для математических вычислений;
– возможность быстрой разработки и отладки;

2.2 Структура программы

Программа имеет модульную структуру и состоит из следующих функциональных блоков:

1. Блок ввода и валидации данных;
2. Блок расчёта геометрических параметров окружности;
3. Блок определения коэффициентов прочности;
4. Блок расчёта прочности сварного шва;
5. Блок вывода результатов.

2.3.2 Функция определения коэффициента прочности

Для реализации выбора коэффициента прочности в зависимости от типа шва и метода контроля использована конструкция match-case.

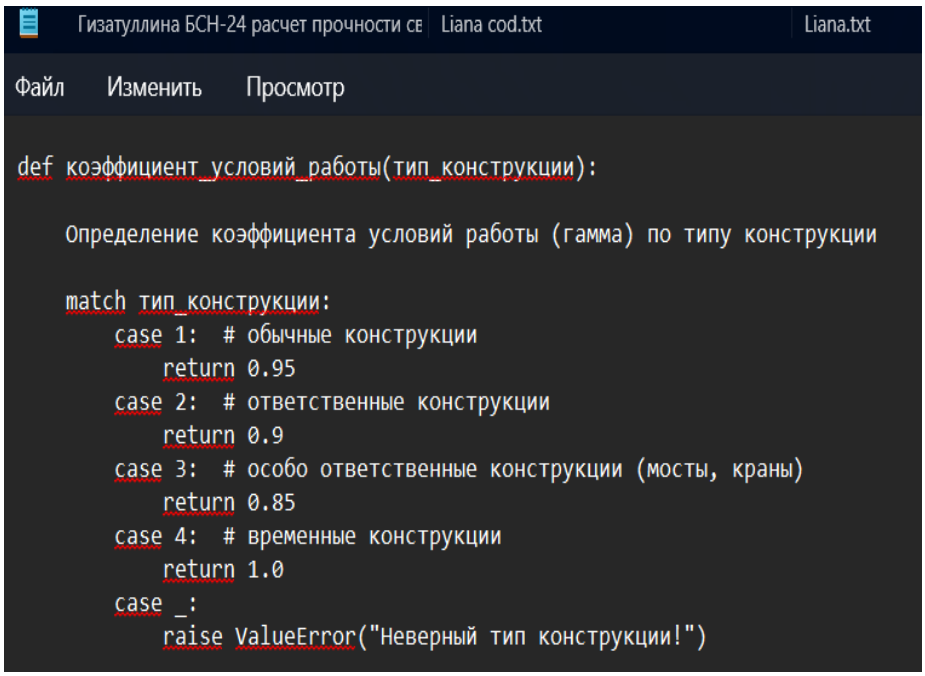


Рисунок 1 - Реализации с помощью match-case

3.1 Результаты и выводы

В результате выполненной работы:

Разработана полнофункциональная программа-калькулятор на языке Python.

Реализованы два типа инженерных расчётов: геометрические параметры окружности и прочность сварных швов.

Заключение

В ходе выполнения работы была разработана программа-калькулятор на языке Python, предназначенная для выполнения инженерных расчётов параметров окружности и проверки прочности сварных соединений. Программа реализует математические модели расчёта длины окружности и площади круга, а также алгоритмы оценки напряжённого состояния сварных швов с учётом их типа, метода контроля и свойств материала.

Особое внимание уделено надёжности программы: реализована многоуровневая система валидации входных данных, обработка исключительных ситуаций, защита от некорректного ввода. Это обеспечивает стабильную работу программы и исключает возможность получения ошибочных результатов из-за случайных или преднамеренных ошибок пользователя.

Разработанное программное обеспечение может найти применение в учебном процессе технических вузов, а также в практической деятельности инженерно-технических работников для выполнения предварительных расчётов и проверки прочности сварных конструкций.

Список использованных источников:

1. Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. Сопротивление материалов. — М.: Высшая школа, 2019. — 560 с.

2. Николаев Г.А., Куркин С.А., Винокуров В.А. Сварные конструкции. Прочность сварных соединений и деформации конструкций. — М.: Высшая школа, 2018. — 446 с.

3. Лутц М. Изучаем Python. — 4-е изд. — СПб.: Символ-Плюс, 2021. — 1280 с.

4. Сузи Р.А. Python на практике. — М.: ДМК Пресс, 2020. — 328 с.

5. ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

6. СНиП II-23-81*. Стальные конструкции. Нормы проектирования.

УДК 620.19

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УЗЛОВ КОНТРОЛЯ КОРРОЗИИ В ТРУБОПРОВОДАХ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

И.И. Галлямов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)
Л.Ф. Юсупова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Выбор мест установки узлов контроля коррозии (УКК) ориентирован на использовании знаний о местах порывов, или участках подверженных коррозии, анализ температурных данных позволяет определить критерии, по которым принимается решение об установке УКК. Разработан программный модуль по контролю коррозии, который интегрируется в информационную систему содержащую текущую и ретроспективную информацию.

Ключевые слова: нефтегазопровод, узел контроля коррозии, информация, база данных, состав сред, анализ.

UDC 620.19

OPTIMIZATION OF THE PLACEMENT OF CORROSION CONTROL UNITS IN PIPELINES FOR VARIOUS PURPOSES

I.I. Gallyamov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)
L.F. Yusupova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The choice of installation sites for corrosion control units (RCCs) is based on the use of knowledge about gust sites or areas subject to corrosion, the analysis of temperature data allows us to determine the criteria by which the decision on the installation of RCCs is made. A corrosion control software module has been developed that integrates into an information system containing current and retrospective information.

Keywords: oil and gas pipeline, corrosion control unit, information, database, composition of media, analysis.

Места размещения узлов контроля коррозии (УКК) выбирают исходя из прогнозируемой или установленной коррозионной опасности рабочих сред на участках трубопроводной сети. Выбор мест установки УКК ориентирован на использование знаний о местах порывов, или участках подверженные коррозии, устанавливаемые методами технического диагностирования [1-3]. При отсутствии информации УКК рекомендуется устанавливать на участках:

- нефтегазопроводов с расслоенной структурой потока;
- нефтепроводов с расслоенной структурой потока;
- газопроводов в местах конденсации воды;
- трубопроводов системы ППД с максимальной и минимальной скоростью потока;
- до и после точки ввода ингибитора коррозии в трубопроводах любого назначения.

УКК должен быть удален от запорной и регулирующей арматуры, местных сужений и прочих конструктивных элементов трубопровода, изменяющих структуру и скорость потока жидкости на расстоянии не менее 50 диаметров трубопровода [4-6].

Требования к рабочей зоне УКК:

– наличие свободного пространства вокруг УКК для обеспечения беспрепятственного проведения всех работ, связанных с установкой, извлечением датчиков и техническим обслуживанием УКК;

– подходные пути, площадка для обслуживающего персонала должны быть удобны для работы двух операторов;

– УКК и работы с ним не должны препятствовать проведению текущих плановых работ на участке.

1. В водопроводах системы ППД УКК следует устанавливать на приеме насосов КНС, на нагнетательном трубопроводе КНС, на устье наиболее удаленной нагнетательной скважины;

Для определения скорости коррозии используются датчики линейной поляризации и образцы, размещаемые в потоке воды. Если в трубопроводе возможно осаждение механических примесей, применяются дисковые образцы, устанавливая их в нижней части труб. В случае закачки ингибитора коррозии УКК устанавливают до и после точки ввода ингибитора.

2. На стадии проектирования новых и реконструкции действующих нефтегазопроводов (рис. 1) проблему размещения УКК решают исходя из существования различных форм движения потока газожидкостной смеси (ГЖС). Возможность проведения расчетов должна быть предусмотрена программными средствами, используемыми в системе мониторинга коррозии. База данных для проведения расчетов должна содержать сведения о загрузке трубопровода, его конструкции, пространственном положении, о физических свойствах нефти, газа и воды [7-9].

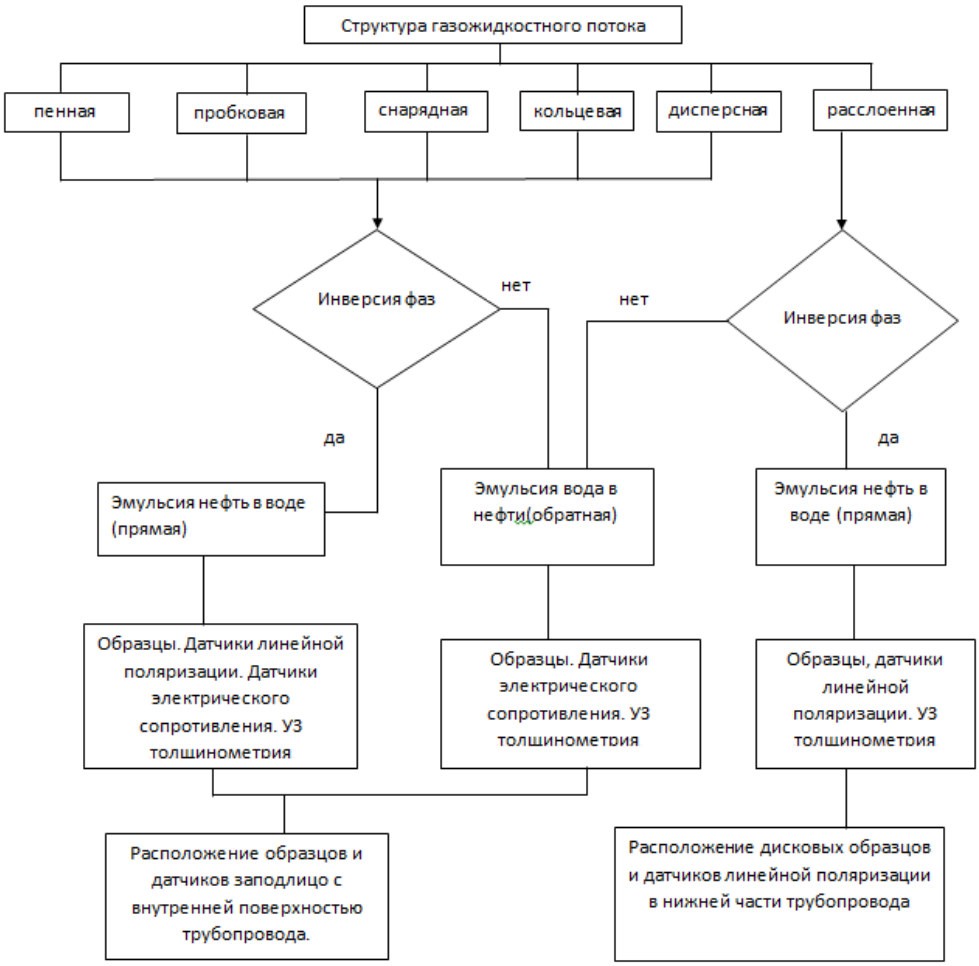


Рисунок 1 – Выбор способа измерения скорости коррозии и расположения датчиков в нефтегазопроводах

3. Технологические показатели промысловых трубопроводов (рис. 2) и состав сред, которые должны содержаться в базе данных по мониторингу коррозии, должны быть доступны и из других баз данных.

4. Процесс анализа результатов должен быть автоматизирован. Программное обеспечение, используемые в системе коррозионного мониторинга, должны содержать всю текущую и ретроспективную информацию по коррозии.

Выводы:

1. Анализ литературных данных позволил определить критерии, по которым принимается решение об установке УКК.

2. Разработан программный модуль по контролю коррозии, который интегрируется в информационную систему, содержащую текущую и ретроспективную информацию.

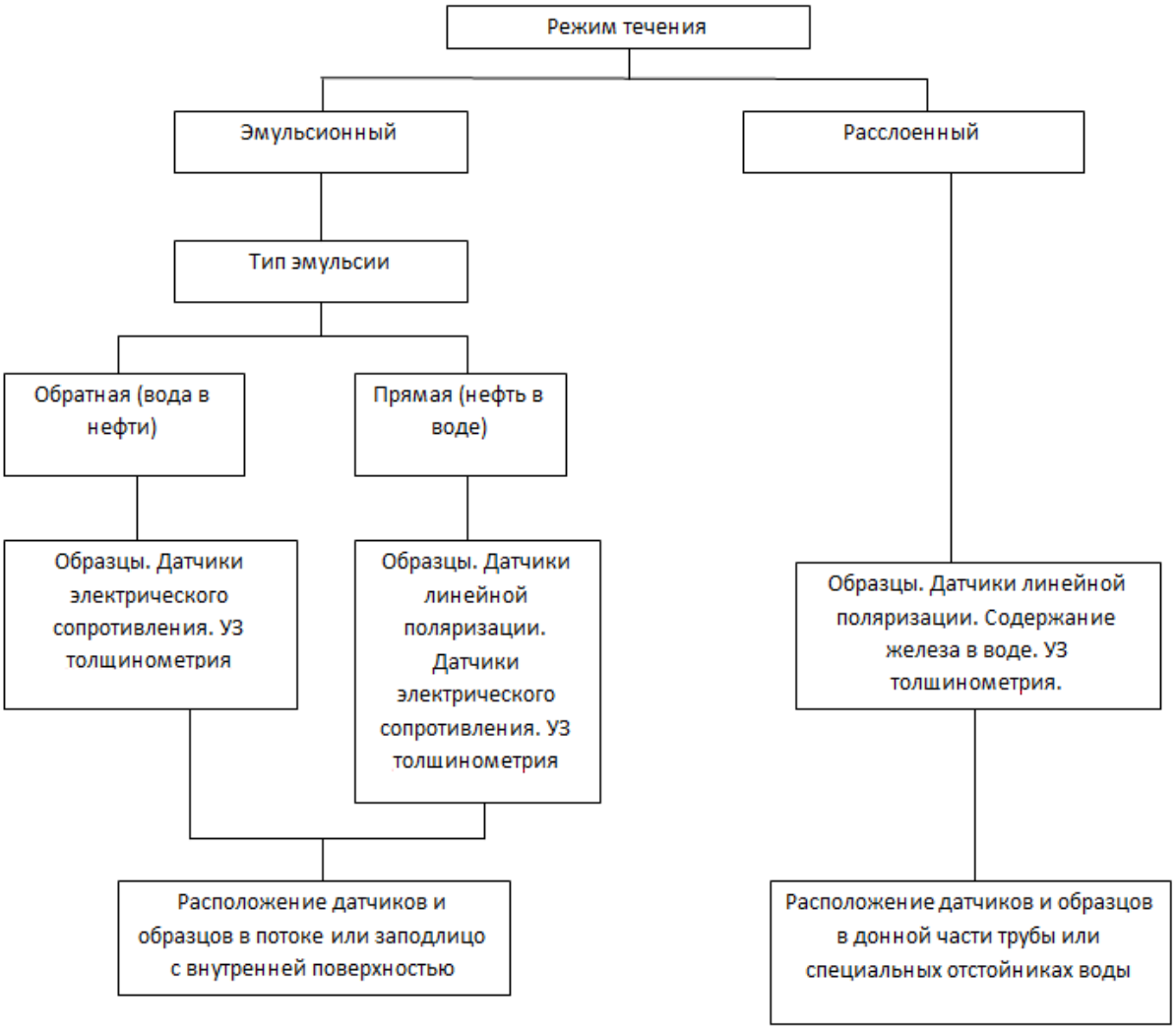


Рисунок 2 – Выбор способа измерения скорости коррозии и расположения датчиков в нефтепроводах

Список использованных источников:

1. Семёнова, И.Н. Коррозия и защита нефтегазового оборудования / И.Н. Семёнова, А.И. Гриценко. - Москва: Недра-Бизнесцентр, 2018. - 320 с.

2. Николаев, Г.А. Надежность и диагностика трубопроводов магистральных газонефтепроводов / Г.А. Николаев, О.Л. Шрейнер. - СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2019. - 240 с.

3. Романов, Ю.С. Диагностика и ремонт магистральных нефтепроводов / Ю.С. Романов, В.М. Емельянов. - Москва: Нефть и газ, 2017. - 272 с.

4. Белашенков, А.В. Современные методы борьбы с коррозией нефтяных и газовых трубопроводов / А.В. Белашенков, Б.П. Жук. - Новосибирск: Наука, 2018. - 304 с.
5. Голубчиков, В.Г. Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов / В.Г. Голубчиков, С.Б. Иванов. - Екатеринбург: УрФУ, 2020. - 256 с.
6. Карпов, В.Е. Инженерные решения по обеспечению надежности трубопроводов / В.Е. Карпов, А.Ф. Зайцев. - Тюмень: ТюмГУ, 2019. - 224 с.
7. Петрович, Н.Т. Теория и практика защиты металла от коррозии / Н.Т. Петрович, Э.В. Кузнецов. - Москва: АСВ, 2017. - 352 с.
8. Левченко, В.К. Мониторинг состояния и оценка ресурса трубопроводов / В.К. Левченко, В.Ю. Сухарев. - Москва: МЭИ, 2020. - 288 с.
9. Попов, Н.Н. Современные средства и технологии защиты стальных трубопроводов от коррозии / Н.Н. Попов, В.А. Егоров. - Самара: СамГУ, 2018. - 264 с.

УДК 622.692.4.076

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ПОЛЕ ПОГРАНИЧНОГО СЛОЯ ЖИДКОСТИ В ТРУБОПРОВОДАХ ППД

И.И. Галлямов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, профессор)
Г.И. Габдуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, техник)

Аннотация. Путем возбуждения электрического поля внутри трубы, заполненной жидкостью, достигается стабильное существование защитной пленки ингибитора коррозии. Проведены необходимые расчеты. Указаны пути реализации предложенного способа.

Ключевые слова: ингибитор коррозии, возбуждение электрического поля, теорема Гаусса, поток вектора напряженности электрического поля.

UDC 622.692.4.076

ELECTRIC FIELD OF THE LIQUID BOUNDARY LAYER IN RPM PIPELINES

I.I. Gallyamov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, professor)
G.I. Gabdullina
(*Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, technician*)

Abstract. By inducing an electric field inside a liquid-filled pipe, a stable protective film of corrosion inhibitor is achieved. The necessary calculations are performed. Implementation approaches for the proposed method are outlined.

Keywords: corrosion inhibitor, electric field excitation, Gaussian theorem, electric field strength vector flux.

У ряда ингибиторов коррозии действие заключается в образовании защитной пленки на поверхности металла. Пленка не имеет постоянного состава. Ее толщина обычно равна 0,002 мм, что дает представление, в частности при использовании силикатов – x SiO_2, Me_2O [1]. Научная проблема заключается в том, что необходимо добиться устойчивого, стабильного существования пленки ингибитора. Как это сделать? Один из вариантов решения этой проблемы обсуждается ниже.

Минерализованные пластовые воды при малом содержании сероводорода или при полном его отсутствии обладают высокой степенью агрессивности. Большинство используемых классов соединений в качестве ингибиторов коррозии малоэффективны в данной среде [2].

Возбуждение электрического поля внутри трубы, заполненной жидкостью, возможно следующим образом. Снимается манометр и в его гнездо вставляется специальный электрод, изолированный диэлектрическим материалом (в нашем случае фторопластом). Другой конец электрода замыкается на проводящую рамку. К ней параллельно устанавливается рамка генератора, что позволяет генерировать электрическое поле внутри трубопровода. Величину напряженности электрического поля можно регулировать путем изменения мощности генератора.

Напряженность электрического поля вблизи поверхности S проводника рассчитываем на основании использования теоремы Гаусса [3].

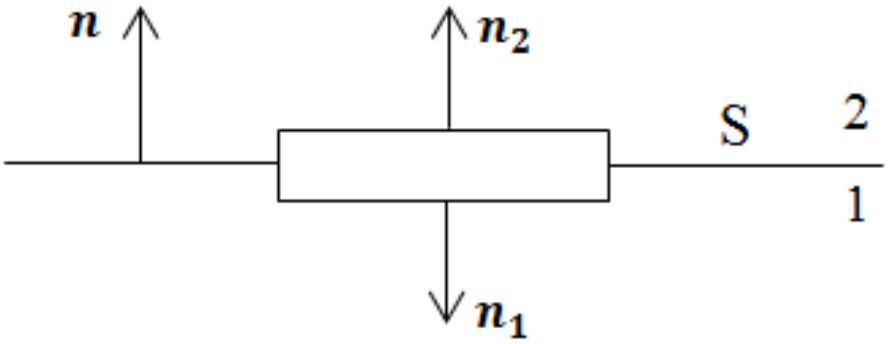


Рисунок 1 – Схема рассматриваемой поверхности

Полупространство по одну сторону обозначается индексом 1, а по другую – индексом 2. Поверхностная плотность зарядов σ может меняется вдоль поверхности S. Возьмем бесконечно малый цилиндр, основания которого расположены по разные стороны от S. Высота цилиндра бесконечно мала по сравнению с линейными размерами его оснований. Если площадь основания ΔS, то внутри цилиндра находится электрический заряд $q = \sigma \cdot \Delta S$. Сумма потоков $\boldsymbol{E}$ через основания цилиндра $(\boldsymbol{E_{n1}} + \boldsymbol{E_{n2}})\Delta\boldsymbol{S}$, поток через боковую поверхность равен нулю. По теореме Гаусса $(\boldsymbol{E_{n1}} + \boldsymbol{E_{n2}})\Delta\boldsymbol{S} = \frac{\sigma \cdot \Delta S}{\varepsilon_0 \varepsilon}$, где ε – относительная диэлектрическая проницаемость прилегающего к поверхности металла диэлектрика. В соответствии с рисунком 1:

$$(E_{n2} - E_{n1}) = \frac{\sigma}{\varepsilon_0 \varepsilon} \quad (1)$$

Пусть $E_{n2} = E_{n1} + \frac{\sigma}{\varepsilon_0 \varepsilon}$ поле в диэлектрике.

Напряженность поля зарядов на поверхности $E_{n1} = \frac{\sigma}{2\varepsilon_0}$. Следовательно

$$E_{n2} = \frac{\sigma}{2\varepsilon_0} + \frac{\sigma}{\varepsilon_0 \varepsilon} = \frac{\sigma}{\varepsilon_0}\left(0{,}5 + \frac{1}{\varepsilon}\right)\frac{\text{В}}{\text{м}} \quad (2)$$

В электростатическом случае (трубопровод не подвержен электрохимической защите от коррозии) $\boldsymbol{E_{n2}}$ перпендикулярно к поверхности проводника. Это означает, что силовые линии нормальны к поверхности проводника и оканчиваются на ней. Внутри проводника электрического поля нет.

Поле $\boldsymbol{E_{n2}}$ в диэлектрике (адсорбированный на поверхности металла ингибитор) осуществляет его поляризацию. Слой диэлектрика достаточно тонкий, он поляризуется, и может, с электрической точки зрения, быть представлен так, как это сделано на рисунке 2. К полю, созданному металлом трубы накладывается поле диполей $\boldsymbol{E}$, напряжённость которого

$$E' = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0 \varepsilon}\left[\frac{3(pr)r}{r^5} - \frac{p}{r^3}\right] \quad (3)$$

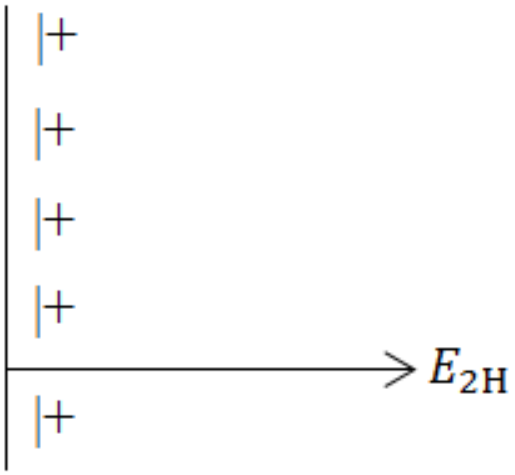


Рисунок 2 – Схематическое представление двойного электрического слоя

Таким образом, результирующее электрическое поле в диэлектрике в пограничном слое, который в то же время адсорбированный слой ингибитора позволяет рассмотреть электрические, гидродинамические, квантовомеханические свойства адсорбированного слоя.

В данной работе рассматривают электрические свойства.

Сила действующая на диполь определяется формулой [3]:

$$\boldsymbol{F} = p\frac{\partial \boldsymbol{E}}{\partial l}$$

где $p = ql$ – электрический момент диполя, величина $\frac{\partial \boldsymbol{E}}{\partial l}$ – градиент электрического поля, указывающий на то, что сила действует на диполь только в неоднородном поле [3].

Энергия диполя в электрическом поле определяется по формуле [3]:

$$W = -(\boldsymbol{pE})$$

Из этой формулы следует, что минимальную энергию W_{min} диполь имеет в положении $\boldsymbol{p} \uparrow\uparrow \boldsymbol{E}$(положение устойчивого равновесия). При отключении из этого положения возникает момент внешних сил, возвращающий диполь к положению равновесия. Последняя формула позволяет установить, что устойчивым положением диполя (частица ингибитора коррозии) можно управлять с помощью электрического поля. Эта идея легла в основу технического решения, связанного с повышением устойчивости частиц в адсорбированной пленке.

Если создать переменное электрическое поле в объёме диэлектрика достаточно высокой частоты, длительностью t, то диполь потеряет энергию $W' = -Wvt$ (v – частота переменного электрического поля) перейдет в потенциальную яму на поверхности металла. Это состояние диполя наиболее устойчивое. Следовательно, поставленная цель достигнута.

Техническое решение основано на создании электрического поля неконтактным способом (катушка подключена к генератору, установленному на поверхности Земли параллельно контуру, замкнутому на электрод, внедренный в поток жидкости через отверстие для манометра). Такое подключение позволяет создавать электрическое поле внутри трубы.

Выводы

Рассмотрен механизм возникновения электрического поля на границе металл-жидкость в трубопроводах ППД.

Предложен способ, позволяющий стабилизировать пленку ингибитора коррозии на поверхности металла. Способ электрического поля, путем поляризации ингибитора.

Контроль эффективности ингибитора коррозии в этом случае можно оценить по магнитному полю рассеяния.

Список использованных источников:

1. Семенова И. В., Флорианович Г. М., Хорошилов А. В. Коррозия и защита от

коррозии: учебное пособие для вузов / Семенова И. В., Флорианович Г. М., Хорошилов А. В.; ред. Семенова И. В. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Физматлит, 2006. - 371 с.

2. Кузнецов Ю.Н. Возможности защиты ингибиторами коррозии оборудования и трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Ю.Н. Кузнецов, Р.К. Вагапов, Р.В. Игошин // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». 2010. № 1. С. 38–41.

3. Сивухин Д. В. Общий курс физики. Учеб. пособие: Для вузов. В 5 т. Т. III. Электричество. — 4-е изд., стереот. — М.: ФИЗМАТЛИТ; Изд-во МФТИ, 2004. - 656 с.

УДК 622.24.05-52

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА АКТИВНОГО ГАШЕНИЯ КРУТИЛЬНЫХ АВТОКОЛЕБАНИЙ И ОПТИМИЗАЦИИ ПЕРЕДАЧИ НАГРУЗКИ НА ЗАБОЙ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Р.В. Денисенко

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Ф.А. Ихсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Проект посвящен разработке интеллектуальной системы управления верхним приводом буровой установки, предназначенной для активного гашения вредных крутильных колебаний и повышения эффективности передачи осевой нагрузки на долото в глубоких и горизонтальных скважинах. В основе системы лежит гибридный подход, объединяющий метод бегущих волн Даламбера для прогнозирования динамики колонны и метод разделения переменных Фурье для спектрального анализа и адаптации к изменяющимся условиям бурения.

Ключевые слова: системы управления верхним приводом, колебания, повышения эффективности передачи осевой нагрузки на долото, метод бегущих волн Даламбер, метод разделения переменных Фурье.

UDC 622.24.05-52

INTELLIGENT SYSTEM FOR ACTIVE DAMPING OF TORSIONAL SELF-OSCILLATIONS AND OPTIMIZATION OF LOAD TRANSFER TO THE BOTTOM FOR DRILL STRINGS

R.V. Denisenko

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-25-11)

F.A. Ihsanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The project is dedicated to the development of an intelligent control system for the top drive of a drilling rig, designed for active damping of harmful torsional oscillations and increasing the efficiency of axial load transfer to the drill bit in deep and horizontal wells. The system is based on a hybrid approach, combining the D'Alembert running wave method for predicting the dynamics of the drill string and the Fourier method of separation of variables for spectral analysis and adaptation to changing drilling conditions.

Keywords: top drive control systems, vibrations, increasing the efficiency of axial load transmission to the drill bit, D'Alembert's traveling wave method, Fourier's method of separation of variables.

В процессе бурения глубоких (более 2500 м) и особенно горизонтальных скважин бурильная колонна подвергается сложным динамическим нагрузкам. Наиболее критичными являются:

1. Крутильные автоколебания. Долото попеременно останавливается (прилипает) и резко срывается с большой скоростью. Это приводит к усталостным поломкам элементов

колонны, выходу из строя дорогостоящего забойного оборудования и снижению механической скорости бурения (до 50%) .

2. Потери осевой нагрузки. В наклонных и горизонтальных участках до 40-60% веса колонны теряется на трение о стенки скважины, что делает процесс бурения неэффективным и снижает проходку на долото.

Существующие пассивные гасители (резиновые амортизаторы) и методы снижения трения (специальные смазки, наплавки) имеют ограниченную эффективность в широком диапазоне режимов. Проект предлагает активную систему управления на основе волновых методов, которая не только гасит колебания, но и помогает «доставить» нагрузку на забой.

2. Математическая модель бурильной колонны

Бурильная колонна моделируется как упругий стержень длины L, верхний конец которого ($x = 0$) соединен с верхним приводом, а нижний ($x = L$) - с долотом.

2.1. Волновое уравнение крутильных колебаний

Колебания описываются уравнением:

$$\frac{\partial^2 \Theta}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x^2},$$

где $\Theta(x,t)$ - угол закручивания, $c = \sqrt{G/\rho}$ - скорость волны кручения, G - модуль сдвига (для стали 8×10^{10} Па), ρ — плотность (7850 кг/м³).

2.2. Граничные условия

- На устье ($x = 0$): управляющий момент привода $M(0,t) = GI_p \frac{\partial \Theta}{\partial x}$.
- На забое ($x = L$): нелинейный момент трения $M_f(t)$, моделирующий взаимодействие долота с породой (эффект *stick-slip*).

3. Применение метода Даламбера (Наблюдатель состояния)

Решение волнового уравнения по Даламберу представляется в виде двух волн, распространяющихся в противоположных направлениях:

$$\Theta(x,t) = f(x - ct) + g(x + ct)$$

где f - волна вниз (от поверхности к забою), а g - волна вверх (от забоя к поверхности).

Для управления удобно использовать волновые переменные (инварианты Римана):

$$\alpha = \Omega - \frac{M}{Z}, \beta = \Omega + \frac{M}{Z},$$

где $\Omega = \partial\Theta/\partial t$ - угловая скорость, а $Z = GI_p/c$ -волновое сопротивление. Переменная α постоянна вдоль характеристики, идущей вниз, а β - вдоль характеристики, идущей вверх. Измеряя Ω и M на поверхности, мы в любой момент времени знаем $\alpha(0,t)$ и $\beta(0,t)$ и можем восстановить состояние в любой точке колонны [ранее в чате].

4. Применение метода Фурье (Спектральный анализ)

Для ограниченной колонны решение ищется в виде разложения по собственным формам (метод Фурье):

$$\Theta(x,t) = \sum_{n=1}^{\infty} T_n(t) X_n(x)$$

Собственные частоты f_n зависят от граничных условий и длины колонны L. Для случая "закрепленный верх – свободный низ" (долото оторвано от забоя):

$$f_n = \frac{c}{4L}(2n + 1)$$

Знание спектра позволяет системе адаптироваться к изменению глубины.

5. Проектирование системы управления

5.1. Архитектура аппаратной части

Предлагаемая система состоит из следующих компонентов:

1. Блок управления верхним приводом (поверхность): высокопроизводительный

промышленный компьютер (PLC или PC-based), реализующий алгоритмы Даламбера и Фурье. Он получает данные от наземных датчиков и по телеметрии — от забойных модулей.

2. Забойный телеметрический модуль (MWD/LWD): передает на поверхность в реальном времени данные о частоте вращения долота, забойном моменте и вибрациях. Такие системы, как российская «ЗТК-42-КК» способны передавать данные.

3. Наддолотный модуль (Near-bit sensor): датчики, расположенные максимально близко к долоту для точной регистрации фаз прилипания и срыва.

4. Исполнительное устройство: электродвигатели верхнего привода, способные создавать высокоточный управляющий момент.

5.2. Алгоритм управления

Система работает в замкнутом цикле:

1. Сбор данных: измерение $\Omega(0,t)$ и $M(0,t)$ на поверхности; получение по телеметрии $\Omega(L,t-\tau)$ и $M(L,t-\tau)$ с задержкой τ.

2. Спектральный анализ (Фурье): БПФ сигнала $\Omega(0,t)$ для выделения доминирующих частот и идентификации текущей моды колебаний. Это позволяет определить, находится ли система в режиме *stick-slip* и какова актуальная собственная частота колонны.

3. Прогнозирование (Даламбер): на основе измеренных $\alpha(0,t)$ и $\beta(0,t)$ наблюдатель состояния прогнозирует приход волны от забоя и момент срыва долота.

4. Формирование управления: расчет корректирующего момента $M_{control}(0,t)$, подаваемого на верхний привод. Закон управления строится как комбинация условия неотражающей границы и активной компенсации:

$$M_{control}(0,t) = Z \cdot \Omega(0,t) - K \cdot Z \cdot \beta(0,t)$$

где K — адаптивный коэффициент (0 < K < 2), настраиваемый блоком Фурье в зависимости от текущего спектра.

6. Численный пример: Скважина «Северная-1» (L=3000 м)

6.1. Исходные данные

- Глубина $L = 3000$ м.
- Скорость волны кручения $c = \sqrt{8e10/7850} \approx 3200$ м/с.
- Волновое сопротивление $Z = GI_p/c$.

  Примем $I_p = 1.15 \times 10^{-5}$ м^4, тогда $Z \approx 288$ Н·м·с.
- Время пробега волны от забоя до поверхности: $\tau = L/c = 3000/3200 = 0.9375$ с.
- Номинальная скорость вращения: 120 об/мин (12.57 рад/с).

6.2. Расчет собственных частот (метод Фурье)

Для условий бурения (нижний конец - свободен):

- Основная частота (n=0): $f_0 = \frac{c}{4L} = \frac{3200}{4 \cdot 3000} = 0.267$ Гц.
- Первая гармоника: $f_1 = 3f_0 = 0.800$ Гц.

Для условий прилипания долота (нижний конец - закреплен):

- Частота: $f_1' = \frac{c}{2L} = 0.533$ Гц.

6.3. Моделирование режима stick-slip "ДО" включения системы

Предположим, что из-за высокого трения долото входит в режим автоколебаний. Сигнал угловой скорости на поверхности имеет вид:

$$\Omega(0,t) = \Omega_0 + A_\Omega \sin(2\pi f_0 t) + \text{шум}$$

Примем амплитуду колебаний скорости $A_\Omega = 50$ об/мин = 5.236 рад/с. Колебания крутящего момента $M(0,t)$ при этом составляют ± 15 кН·м от номинала.

6.4. Расчет управляющего воздействия

В пиковый момент, когда $\Omega = 12.57 + 5.236 = 17.806$ рад/с, а $M = 20000 + 15000 = 35000$ Н·м, вычислим β:

$$\beta(0,t) = \Omega + \frac{M}{Z} = 17.806 + \frac{35000}{288} \approx 17.806 + 121.53 = 139.34 \text{ рад/с}$$

Для активного гашения (при K=0.4) система подаст на привод сигнал:

$$M_{control} = 288 \cdot 17.806 - 0.4 \cdot 288 \cdot 139.34 = 5128 - 0.4 \cdot 40130 \approx 5128 - 16052$$
$$= -10924 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Это означает, что привод должен кратковременно снизить крутящий момент на 10.9 кН·м (создать тормозящий импульс), чтобы погасить волну, идущую от забоя.

6.5. Результаты "ПОСЛЕ" включения системы

Через 5-10 секунд работы алгоритма:

- Амплитуда колебаний скорости снижается до 5-8 об/мин.
- Долото выходит из режима *stick-slip*.
- Механическая скорость бурения возрастает на 15-25%.

7. Дополнительная функция: Повышение эффективности передачи осевой нагрузки (WOB)

Разработанная система может быть использована не только для гашения крутильных, но и для управления продольными колебаниями с целью улучшения передачи веса на долото.

Механизм работы:

1. Анализ: система анализирует продольные колебания, используя данные с забойных акселерометров (передаются по MWD).

2. Генерация микроколебаний: если наблюдаются потери WOB из-за трения, блок управления дает команду верхнему приводу на создание низкоамплитудных (несколько миллиметров) осевых перемещений бурильной колонны с оптимальной частотой.

3. Эффект осцилляции: эти управляемые микроколебания разрушают трение покоя, превращая его в трение скольжения, которое значительно ниже. В результате бурильная колонна легче "проталкивается" в ствол скважины, и большая часть веса колонны доходит до долота. В патенте RU2124617 описан схожий принцип передачи вибраций от забоя для снижения трения.

Таким образом, одна и та же аппаратная платформа решает две критически важные задачи.

8. Технико-экономическое обоснование

Экономическая эффективность складывается из трех факторов:

1. Сокращение времени бурения: увеличение механической скорости на 19% (с 4.2 до 5.0 м/ч) на интервале 500 м экономит 19 часов. При стоимости часа работы буровой установки 166 241 руб (включая аренду, персонал, топливо), экономия составляет 3 158 579,00 руб.

2. Снижение аварийности и затрат на оборудование: Предотвращение поломок долота PDC (стоимостью до 4 156 025,00 руб) и забойных двигателей. В нашем примере это дает еще 4 156 025,00 руб экономии.

3. Увеличение длины горизонтального участка: Возможность бурить более протяженные горизонтальные секции за счет эффективной передачи нагрузки, что увеличивает суммарный дебит скважины.

Итоговая прямая экономия на одном интервале одной скважины может составить до 7 480 845,00 руб - 9 974 460,00 руб.

Список использованных источников:

1. Гуляев В.И., Худолий С.Н., Глушакова О.В. Самовозбуждение крутильных колебаний колонн глубокого бурения // Проблемы прочности. 2009. № 6. С. 31-43.

2. Гуляев В.И., Глушакова О.В., Худолий С.Н. Квантованные аттракторы в волновых моделях торсионных колебаний колонн глубокого бурения // Известия РАН. Механика твердого тела. 2010. № 2. С. 134-147.

3. Янтурин А.Ш. Механика системы «колонна-скважина-пласт». Т. 1. Эксплуатация, расчет и проектирование бурильных колонн и их элементов. Кн. 1. Эксплуатация, статика и динамика бурильных колонн. Уфа: УГНТУ, 2014. 326 с.

4. Марданова Л.О. Оценка влияния волновых эффектов на динамику взаимодействия бурильной колонны с породным массивом // Вестник НАН РК. 2014. № 5. С. 173-177.

5. Анализ возникновения вибраций в процессе бурения // Деловой журнал Neftegaz.RU. 27.10.2022. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/756505-analiz-vozniknoveniya-vibratsiy-v-protsesse-/ (дата обращения: 23.03.2026).

6. Современные подходы к управлению вибрациями // Росстип. 25.12.2025. URL: https://rosstip.ru/news/10563-umnye-burovye-amortizatory-datchiki-telemetriya-i-adaptivnoe-dempfirovanie-dlya-zashchity-knbk (дата обращения: 23.03.2026).

7. Jansen J.D., Van den Steen L. Active damping of self-excited torsional vibrations in oil well drillstrings // Journal of Sound and Vibration. 1995. Vol. 179, No. 4. P. 647-668.

8. Ихсанова Ф. А. Построение виртуальной лаборатории нахождения числовых характеристик в математической статистике в MS Excel / Ф.А. Ихсанова, А.У. Бойжигитов, Р.Р., Юсупов, А.В., Шайдуллин, А.А Ситников // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием/ коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 862-865. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020 (дата обращения: 23.03.2026).

УДК 504.75

ОПАСЕН ЛИ МИКРОПЛАСТИК?

В.Р. Зайлалова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

А.А. Сулейманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БГР-25-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается опасность микропластика, как он попадает в организм человека и какие последствия от этого могут быть. Делается вывод о том, что проблема микропластика - это не только экология, но и химия нашего здоровья. И от того, как мы решим её сегодня, зависит качество жизни будущих поколений.

Ключевые слова: микропластик, наполнители, полимеры, микробисферы, пеллеты.

UDC 504.75

IS MICROPLASTIC DANGEROUS?

V.R. Zaylalova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

A.A.Suleymanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR-25-11)

Abstract. This article discusses the dangers of microplastics, how they enter the human body, and the potential consequences. It concludes that the issue of microplastics is not only environmental, but also affects our health. The quality of life for future generations depends on how we address this problem today.

Keywords: microplastics, fillers, polymers, microbeads, and pellets.

Мы живем в эпоху, которую ученые уже называют «пластиковой». Пластик проник во все сферы нашей жизни: от упаковки еды до деталей космических кораблей. Но сегодня я хочу поговорить не о привычных нам бутылках или пакетах, а о «невидимом» враге - о микропластике. Микропластик – это частицы пластиковых материалов размером менее 5 мм, которые могут образовываться при распаде крупных пластиковых изделий или специально добавляться в некоторые продукты (например, в косметику).

Вопрос о его опасности для здоровья человека остаётся предметом научных дискуссий, так как исследования в этой области ещё не дают однозначных ответов [1,2].

Термин «микропластик» знаком многим, но мало кто представляет себе масштаб

катастрофы. Его крошечные частицы уже нашли на дне Марианской впадины, на вершине Эвереста, в арктических льдах, в водопроводной воде, и даже в организме человека - в крови, легких и плаценте. Почему это проблема именно химии? Потому что вред микропластика определяется не только его физическим присутствием, но и его химическим составом, а также способностью вступать во взаимодействие с окружающей средой и живыми организмами[1,3]. Разберемся, откуда берется микропластик, в чем заключается его химическая и биологическая опасность, и почему это угрожает каждому из нас. Что такое микропластик?

Классификация по происхождению:

Первичный микропластик создан специально в малом размере:

- Микробисферы в косметике (скрабы, зубные пасты);
- Пеллеты (гранулы) для производства пластика;
- Наполнители в красках и текстиле;

Вторичный микропластик - образуется разрушением крупного пластика:

- Разложение пакетов, бутылок под действием УФ-излучения;
- Износ автомобильных шин (источник 28% микропластика!);
- Стирка синтетической одежды (одна стирка - до 700 000 волокон).

Химический состав микропластика представлен различными полимерами:

- Полиэтилен (ПЭ) - пакеты, бутылки;
- Полипропилен (ПП) - упаковка, ткани;
- Полистирол (ПС) - пенопласт, одноразовая посуда;
- ПЭТ - бутылки для напитков;
- Поликарбонат - линзы, защитные экраны;

Каждый полимер имеет разную плотность, что определяет его поведение в воде: некоторые тонут, другие плавают [4,5].

Рассмотрим, как может попасть микропластик в организм человека:

1. **Пищевые продукты** (**морепродукты**):

- Микропластик накапливается в мышцах рыб и моллюсков;
- Исследования показывают: 90% морской соли содержит микропластик;
- В одной порции мидий может быть до 90 частиц пластика;

Питьевая вода:

- В бутилированной воде — в среднем 325 частиц на литр;
- В проточной воде — меньше, но тоже присутствует;
- Основной источник — пластиковые трубы и бутылки;

Продукты питания:

- Мед содержит микропластик (пчёлы собирают с цветов);
- Соль, сахар - всё это может быть «загрязнено»;

2. Воздух

- Микропластиковые волокна в воздухе в помещениях — до 10 000 частиц на кубометр;
- Особенно много в квартирах с коврами и синтетической мебелью;
- Частицы размером < 10 микрон проникают глубоко в лёгкие;

3. Косметика и гигиена

- Зубные пасты с микробисферами (до 10% объёма!);
- Скрабы для тела;
- Одноразовые маски и салфетки [4-6].

К чему это может привести на практике? На уровне организма: исследования на рыбах и ракообразных показывают, что микропластик вызывает воспалительные процессы, окислительный стресс (клетки буквально «ржавеют»), повреждение ДНК, снижение способности к размножению и замедление роста. Животные чувствуют ложное насыщение, набивая желудок пластиком вместо еды, и умирают от голода. Для человека: мы едим

морепродукты (особенно мидий и устриц, которые проглатывают пластик целиком). Мы пьем воду из пластиковых бутылок (исследования показывают, что в такой воде частиц пластика значительно больше, чем в водопроводной). Мы вдыхаем пластиковую пыль в городах. Медики уже бьют тревогу. Обнаружение частиц в крови означает, что они разносятся по организму. Наличие в плаценте означает, что микропластик может воздействовать на будущего ребенка, вмешиваясь в процессы развития. Связь между микропластиком и воспалительными заболеваниями кишечника (например, болезнью Крона) уже активно изучается [7].

Микропластик - это химическая проблема XXI века. Он не виден, но проникает в каждую клетку нашего тела, несёт с собой токсины и нарушает работу организма на молекулярном уровне.

Выводы: Мы потребляем 5 граммов пластика в неделю. Микропластик - троянский конь для химических токсинов. Последствия будут проявляться десятилетиями. Решение возможно только через комплексные действия.

Проблема микропластика - это не только экология, это химия нашего здоровья. И от того, как мы решим её сегодня, зависит качество жизни будущих поколений.

Список использованных источников:

1. Зайлалова, В.Р. Высокомолекулярные соединения: учебное пособие / В.Р. Зайлалова. - Уфа, 2012. – 63 с.

2. Гилязетдинов, Р.А., Зайлалова, В.Р. Сравнительный анализ использования и утилизации пластика в России и за рубежом. В сборнике: Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. 2020. С. 742-745.

3. Курышев, И.А., Мусина, А.В., Ерёмин, Д.А., Курагина, Н.С. Исследования деструктивного воздействия штаммов микро- и макромицетов на материалы поливинилхлорида. В сборнике: Беккеровские чтения. Материалы III Всероссийской научно-практической конференции. Волгоград, 2024. С. 258-260.

4. Kazmiruk, V. D. Microplastics in the Environment: A Growing Global Scale Challenge. 2020. - 432 c.

5. Kumar, P., Inamura, Y., Bao, P.N., Abeynayaka, A., Dasgupta, R., Abeynayaka, H.D.L. 2022. Microplastics in freshwater environment in Asia: A systematic scientific review. Water. V. 14, No. 1737. doi: 10.3390/w14111737.

6. Чубаренко, И.П., Есюкова, Е.Е., Хатмуллина, Л.И. и др. Микропластик в морской среде. 2021.-520с.

7. Rochman, C.M., Hoellein, T. The global odyssey of plastic pollution. Thinking big about small particles reveals new features of the microplastic cycle. Science. 2020. – Vol. 368. P.1184–1185.

УДК 612

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЕ ЭМОЦИИ КАК РЕЗУЛЬТАТ ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

А.И. Зайлалов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-25-11)

Аннотация. В статье рассматриваются человеческие эмоции - от творческого вдохновения до глубокой печали, которые являются результатом тонкой настройки нейрохимических процессов. Представлен краткий обзор биохимии эмоций. Также объясняется возможность управления эмоциями. Понимание биохимической основы позволяет нам лучше понимать самих себя.

Ключевые слова: нейромедиаторы, гормоны, гипоталамус, эндорфины, эмоции.

UDC 612

HUMAN EMOTIONS AS A RESULT OF CHEMICAL PROCESSES

A.I. Zaylalov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-25-11)

Abstract. The article explores human emotions, from creative inspiration to deep sadness, which are the result of finely tuned neurochemical processes. It provides a brief overview of the biochemistry of emotions. The article also explains the possibility of managing emotions. Understanding the biochemical basis allows us to better understand ourselves.

Keywords: neurotransmitters, hormones, hypothalamus, endorphins, and emotions.

Эмоции часто противопоставляют разуму как нечто хаотичное, почти мистическое. Мы говорим: «я зол», «я счастлив», «я влюблен», воспринимая эти состояния как свойства души. Однако современная наука утверждает: любое наше чувство — от мимолетной грусти до всепоглощающей страсти — имеет измеримую физическую основу. Мы привыкли воспринимать эмоции как нечто абстрактное, духовное, однако с точки зрения науки любое наше чувство — это результат сложнейших биохимических реакций, протекающих в центральной нервной системе. Рассмотрим анатомический субстрат эмоций и те химические агенты — нейромедиаторы и гормоны, — которые формируют нашу эмоциональную жизнь. Понимание этих механизмов не только утоляет научное любопытство, но и позволяет эффективно бороться с тревожными расстройствами, депрессией и повышать качество жизни [1-3].

Прежде чем говорить о химии, необходимо определить место действия. Главным центром, где зарождаются эмоции, является лимбическая система — филогенетически древняя структура мозга [4]. Она включает в себя несколько ключевых образований:

1. Миндалевидное тело (амигдала). Это главный детектор угрозы. Амигдала способна за несколько миллисекунд обработать информацию от органов чувств и запустить реакцию страха или агрессии, причем делает это быстрее, чем кора головного мозга успевает осознать происходящее [4].

2. Гиппокамп. Эта структура тесно связана с эмоциями и памятью. Именно благодаря гиппокампу события, окрашенные сильными чувствами (первая любовь, испуг), запоминаются нами на всю жизнь [4].

3. Гипоталамус. Главный дирижер эндокринной системы. Получив сигнал от амигдалы, гипоталамус запускает выработку гормонов, которые через гипофиз разносятся по всему организму, вызывая физиологические изменения (учащение пульса, потоотделение, мышечное напряжение) [1, 4].

Таким образом, эмоция — это не просто «движение души», а строго скоординированный ответ нервной и эндокринной систем на внешний или внутренний стимул. Качество и окраска эмоции зависит от того, какие именно химические вещества — нейромедиаторы — поступили в синаптическую щель между нейронами. Рассмотрим молекулы, влияющие на нашу жизнь. [2].

Дофамин: Гормон цели и удовольствия.

Дофамин часто называют «гормоном счастья», но это не совсем точно. Он вырабатывается в мозге и надпочечниках и достигает пика не столько в момент получения награды, сколько в процессе ожидания удовольствия [2]. Именно дофамин заставляет нас добиваться цели: искать пищу, стремиться к партнеру, достигать карьерных высот.

Дисбаланс: Дефицит дофамина приводит к ангедонии (неспособности получать удовольствие), хронической усталости и социальной отчужденности. Избыток (или нарушение работы рецепторов) может способствовать развитию зависимостей, патологическому влечению к азартным играм и гиперсексуальности [2].

Серотонин: Гормон настроения и самообладания

В отличие от дофамина, серотонин отвечает за общий эмоциональный фон и удовлетворенность жизнью. Он повышает активность областей мозга, отвечающих за познание, и контролирует восприимчивость к стрессу. Высокий уровень серотонина делает человека эмоционально устойчивым и доминантным [2]. Дисбаланс: Дефицит серотонина —

прямая дорога к тревожности, депрессии и навязчивым состояниям. Люди с низким уровнем серотонина остро реагируют на малейшие стрессовые раздражители [2].

Окситоцин: Гормон привязанности и доверия

Вырабатывается в гипоталамусе. В отличие от «горячих» эмоций страсти, окситоцин обеспечивает «холодную» и глубокую привязанность. Он снижает тревожность, укрепляет чувство близости и доверия между людьми [1]. Выработка окситоцина усиливается при прикосновениях, объятиях и взаимодействии с домашними животными [1].

Адреналин и Норадреналин: Страх и ярость

Это гормоны стресса, вырабатываемые надпочечниками. Они мобилизуют организм для реакции «бей или беги»: учащают сердцебиение, повышают давление, расслабляют гладкую мускулатуру. Если вы когда-либо чувствовали, как кровь приливает к лицу от гнева или холодеет внутри от страха — это работа адреналина [4].

ГАМК и Эндорфины: Успокоение и награда

ГАМК (гамма-аминомасляная кислота) — главный тормозной нейромедиатор. Он успокаивает нервную систему, подобно действию транквилизаторов, помогая нам справляться со стрессом и тревогой [2].

Эндорфины — это естественные опиаты мозга. Они вырабатываются в ответ на боль и стресс, чтобы притупить неприятные ощущения и подарить кратковременное чувство эйфории и облегчения [4-6].

Таблица 1 - Краткий обзор биохимии эмоций

Эмоция	**Состояние**	**Ключевые нейромедиаторы/гормоны**	**Основная функция**
Счастье	удовлетворение	Серотонин, Эндорфины	Поддержание фона настроения, обезболивание
Влюбленность	страсть	Дофамин, Фенилэтиламин	Возбуждение, предвкушение награды
Привязанность	доверие	Окситоцин, Вазопрессин	Формирование социальных связей
Страх	гнев	Адреналин, Норадреналин	Мобилизация организма (бей или беги)
Тревога	стресс	Кортизол (фон), дефицит ГАМК	Реакция на хроническую опасность

Рассмотрим, как описанные выше молекулы работают в комплексе, формируя переживания разного порядка.

Страх. Самый изученный процесс. При виде угрозы амигдала активирует гипоталамус, тот запускает выработку адреналина. Сердце колотится, зрачки расширяются. Параллельно включаются механизмы памяти (гиппокамп), чтобы запомнить опасную ситуацию [4].

Любовь. Это не одно чувство, а биохимический процесс в динамике.

1. Стадия влюбленности: Мозг наполняется дофамином и фенилэтиламином, вызывая эйфорию, прилив энергии и бессонницу. Серотонин может падать, из-за чего мысли о предмете обожания становятся навязчивыми [5].

2. Стадия привязанности: Через 1.5–3 года уровень дофамина снижается. На смену приходит окситоцин и вазопрессин, которые формируют глубокую связь, спокойствие и доверие. Именно окситоцин заставляет нас прощать недостатки партнера и чувствовать тепло от простого присутствия рядом [1, 5].

Гнев. Амигдала действует быстрее коры. Если она оценивает ситуацию как несправедливую или опасную, гипоталамус выбрасывает адреналин. Рациональная кора может подавить этот всплеск, но у нее очень мало времени [4].

Возможно ли управление эмоциями?

Знание о химической природе эмоций дает нам инструменты для управления своим состоянием. Хотя мы не можем прямым усилием воли изменить уровень нейромедиаторов,

мы можем влиять на него через поведение [1, 2].

1. Физическая активность и дыхание. Спорт способствует выбросу дофамина и эндорфинов. Глубокое дыхание помогает насытить мозг кислородом и снизить уровень кортизола.

2. Социальные контакты. Объятия, массаж, общение с друзьями напрямую стимулируют выработку окситоцина [1].

3. Питание. Поскольку нейромедиаторы строятся из компонентов пищи, рацион важен. Для синтеза серотонина нужен триптофан (бананы, индейка, сыр), для дофамина — тирозин (миндаль, авокадо) [2].

4. Эффект новизны. Изучение нового (музыка, языки, блюда) поддерживает мозг в тонусе и помогает формировать новые нейронные связи, делая психику более гибкой [1].

5. Переключение внимания. В момент эмоционального всплеска ученые советуют переключить внимание на тело (ощущения в пальцах, запах, цвет). Это дает мозгу «тайм-аут» для утилизации избытка гормонов и выравнивания равновесия [1].

Итак, мы выяснили, что человеческие эмоции — от творческого вдохновения до глубокой печали — являются результатом тонкой настройки нейрохимических процессов. Дофамин заставляет нас стремиться, серотонин — наслаждаться, а окситоцин — доверять. Сводить ли любовь или дружбу исключительно к набору молекул? Конечно, нет. Однако понимание биохимической основы позволяет нам лучше понимать самих себя, лечить психические расстройства и осознанно строить свою жизнь, создавая условия для здорового гормонального фона. [1, 3].

Список использованных источников:

1. AbravanelB. T.SinhaR. Emotion dysregulation mediates the relationship between lifetime cumulative adversity and depressive symptomatology. *J. Psychiatr. Res.*61, 89–96. 10.1016/j.jpsychires.2014.11.012.

2. Базян А.С., Григорьян Г.А. Молекулярно-химические основы эмоциональных состояний и подкрепления / Успехи физиологических наук.- 2006.- N 1.-С.68-83.

3. Komleva YuK. Where emotions are born: how emotional intelligence is formed. Siberian Medical Review. 2022;(2):111.

4. Кривушкин, Н. А. Изучение и комплексный психоанализ высших психических функций (ВПФ) в лечении психосоматических заболеваний и психических расстройств. Нейрофизиологическая основа ВПФ / Н. А. Кривушкин. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 6 (140). — С. 199-202.

5. Fonagy, P., & Luyten, P. (2009). A developmental, mentalization-based approach to the understanding and treatment of borderline personality disorder. Development and Psychopathology, 21(04), 1355.

6. Зайлалов, А.И. Энергетический аспект личности: интегративный подход. // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии 2026: Сборник материалов Всероссийской (с международным участием) научно-практической конференции. - Альметьевск, 2025.- С.1531-1536.

УДК 622.69

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗРУШЕНИЙ, СПРОВОЦИРОВАННЫХ КРН НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

И.А. Закирова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-25-12)

А.Р. Хасанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. Исследование посвящено анализу методов предотвращения аварийных разрушений магистральных трубопроводов, вызванных коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН). Рассматриваются превентивные технологии, направленные на

снижение напряжённого состояния металла, улучшение противокоррозионной защиты, выбор коррозионностойких материалов и модификацию агрессивной среды. Особое внимание уделяется комплексному подходу, включающему прогнозирование, мониторинг и своевременное выявление дефектов. Анализируются существующие нормативные документы и перспективные направления развития методов борьбы с КРН, а также их эффективность в условиях длительной эксплуатации трубопроводов.

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), магистральные трубопроводы, предотвращение аварий, напряжённое состояние, противокоррозионная защита, коррозионностойкие трубы, мониторинг, диагностика, стресс-коррозия, электрохимическая защита.

UDC 622.69

ANALYSIS OF METHODS FOR PREVENTING ACCIDENTAL DESTRUCTIONS CAUSED BY CRN ON MAIN PIPELINES

I.A .Zakirova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-25-12)
A.R Khasanowa
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, senior lecturer)

Abstract. The study is devoted to the analysis of methods for preventing emergency failures of main pipelines caused by stress-corrosion cracking (SCC). Preventive technologies aimed at reducing the stress state of the metal, improving corrosion protection, selecting corrosion-resistant materials, and modifying the aggressive environment are considered. Particular attention is paid to an integrated approach that includes forecasting, monitoring, and timely detection of defects. Existing regulatory documents and promising directions for the development of methods to combat SCC, as well as their effectiveness under long-term pipeline operation conditions, are analysed.

Keywords: stress-corrosion cracking (SCC), main pipelines, accident prevention, stress state, corrosion protection, corrosion-resistant pipes, monitoring, diagnostics, stress corrosion, electrochemical protection.

1. Введение.

Среди механизмов повреждения стареющих магистральных трубопроводов коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) выделяется особой опасностью. Даже при относительно редком возникновении (реже общей коррозии и дефектов материала) этот процесс из-за трещинообразования способен приводить к катастрофическим внезапным разрывам — так называемому «лавинному разрушению».

2. Механизм и граничные условия КРН.

КРН представляет собой сложный механизм повреждения, для возникновения которого требуется наличие нескольких факторов: растягивающее напряжение (остаточные напряжения от изготовления труб или напряжения, возникающие в процессе эксплуатации.), коррозионная среда (в магистральных трубопроводах это карбонатно-бикарбонатные электролиты (с повышенным pH) или электролиты, приближающиеся к нейтральным (низко-pH КРН), в прилегающем грунте.), чувствительность материала (определенные марки стали и состояния поверхности склонны к образованию трещин.)

3. Методы предотвращения и избегания повреждений.

Профилактика отказов, спровоцированных КРН, опирается на трёхступенчатую стратегию: выявление, анализ и техническое обслуживание.

Внутритрубная инспекция как ключевой инструмент выявления: самым достоверным способом обнаружения КРН считается применение пропускаемых внутритрубных диагностических комплексов. Магнитопорошковый контроль в рассеянном поле: высокоразрешающие снаряды-дефектоскопы оптимально подходят для обнаружения

продольных трещин. Они предоставляют данные о глубине и длине трещин. Электромагнитно-акустические преобразователи: данные системы чутко реагируют на скопления КРН и функционируют бесконтактно, что упрощает их использование в газопроводах. Однако их недостаток заключается в том, что для разграничения отдельных поверхностных царапин и глубоких сеток КРН требуются сложные алгоритмы обработки данных и сопоставление с эксплуатационными параметрами.

Гидростатическое испытание давлением. Хоть этот метод и является разрушающим, гидростатическое испытание давлением остается «золотым стандартом» для непосредственного подтверждения прочности. Принцип: трубопровод заполняется водой и нагружается до уровня напряжений, превышающего рабочее давление. Эффект: трещины, достигшие критического размера, разрушаются из-за пластического раскрытия у вершины трещины. Таким образом, трубопровод очищается от «острых» дефектов. Недостаток: испытание дорогостоящее, требует больших объемов воды и характеризует состояние только на момент проведения теста. Мелкие, некритические трещины могут прогрессировать после испытания.

Методы непосредственной оценки: для трубопроводов, в которых невозможен пропуск внутритрубных диагностических снарядов, используют способ прямой оценки коррозионного растрескивания под напряжением. Процедура реализации: методика предусматривает сбор исходных данных, выполнение косвенных обследований, локальные вскрытия грунта в зонах с повышенной вероятностью повреждений, а также проведение неразрушающего контроля поверхности трубы в том числе магнитопорошковой и вихретоковой дефектоскопии. Преимущества подхода: он даёт возможность верифицировать результаты инструментальной диагностики и отобрать пробы для последующего фактографического анализа.

Численная оценка и эксплуатационная пригодность. После выявления трещин выполняется их анализ в соответствии с утверждёнными нормативными документами. Механика разрушения: с использованием моделей развития трещин производится расчёт периода, за который трещина достигнет критического размера в заданных условиях эксплуатации. Цель: установление безопасных межповерочных интервалов. При этом допустимое рабочее давление пересчитывается снова на основе текущего размера трещины.

Катодная защита и изоляционные покрытия. Поскольку КРН является результатом взаимодействия материала и среды, профилактические меры направлены на предотвращение этого взаимодействия. Управление состоянием покрытия: современные трехслойные системы (эпоксидный слой, клей, полиэтилен) обеспечивают надежную защиту, чем старые битумные покрытия. Регулярный контроль на предмет отслоений имеет важнейшее значение. Регулирование потенциала Катодной защиты: отрицательный потенциал (ниже -1,2 В по медно-сульфатному электроду сравнения) может способствовать водородному охрупчиванию и тем самым способствовать КРН. Таким образом, оптимизация диапазона катодной защиты является тонким, но важным инструментом для минимизации рисков.

4. Заключение.

Результаты проведённого анализа свидетельствуют о том, что полностью исключить возникновение коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) на практике удаётся не всегда, в особенности для трубопроводов с длительным сроком эксплуатации. В связи с этим приоритетной задачей оценки целостности конструкции становится эффективное управление рисками.

Современный уровень развития технологий в этой области обеспечивается сочетанием двух подходов: высокоразрешающей внутритрубной диагностики, позволяющей точно локализовать дефекты; оценки на основе принципов механики разрушения, дающей возможность определить степень критичности выявленных повреждений.

Устойчивое предотвращение крупных аварий магистральных трубопроводов, спровоцированных КРН, достижимо лишь при реализации комплексного подхода, интегрирующего аспекты эксплуатации, диагностики и материаловедения.

Список использованных источников:

1. Сурков Д. К. Роль водорода в стресс-коррозии / Д. К. Сурков, Д. Р. Амельченко, А. Р. Хасанова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 700-706. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830.

2. Хасаншин Р. Р. Электрохимическая защита магистральных трубопроводов / Р. Р. Хасаншин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 443-447. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

3. Идиятуллин Р. Ф. Экологические проблемы добычи и переработки нефти и пути их решения / Р. Ф. Идиятуллин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 948-951. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

4. Забойные телесистемы: предназначение, решаемые проблемы, практическое применение / Б. Р. Шакиров, Д. И. Ахметшина, А. Р. Хасанова, Э. Р. Саитгалина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 1010-1015. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

5. Гарифуллина, Г. И. Механохимическая коррозия магистральных нефтепроводов / Г. И. Гарифуллина // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 01–02 июня 2023 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2023. – С. 120-125. – EDN JDNLCW.

6. Garifullina, G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection / G. Garifullina // VI International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VI-2023), Karshi, 14–16 июня 2023 года. – Les Ulis: EDP SCIENCES S A, 2023. – P. 1028. – DOI 10.1051/e3sconf/202341101028. – EDN FHICTD.

7. Гарифуллина, Г. И. Проблема коррозионной усталости нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2010. – Т. 8. – С. 170-172. – EDN OOVBSV.

8. Гарифуллина, Г. И. Экспериментальное определение трещиностойкости стали вст3сп / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Трубопроводный транспорт - 2023 : Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 59-60. – EDN RFVMVV.

9. Gimaltdinov I.K., Gizzatullina A.A., Gimaltdinova A.A. The dynamics of sound waves in a tube with elastic walls filled with gas-liquid mixture.IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Cep. "International Scientific Conference CAMSTech 2020: Advances in Material Science and Technology - Mathematical Methods in Engineering and Technology", 2020, vol. 919, pp. 062062. DOI: 10.1088/1757-899X/919/6/062062.

10. Галлямов И. И. Физические основы работы ингибиторов коррозии в системе поддержания пластового давления / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. –№ 1 (546). – С. 47-50.

11.Gallyamov I. I. Integration of electric and magnetic fields near wells / I. I. Gallyamov, L. F. Yusupova // Journal of Physics: Conference Series. – 2021 – Vol. 1753. – Номер страницы 1753. – DOI:10.1088/1742-6596/1753/1/012083.

12.Юсупова Л. Ф. Современные методы решения проблемы мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений / Л. Ф. Юсупова, К. Ф. Габдрахманова //

Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 1. – С. 222-225.

13.Галлямов И. И. Актуальность создания дефектоскопических приборов нового класса / И. И. Галялмов, Л. Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / ред. кол. В. Ш. Мухаметшин [и др]. – Уфа: Аркаим, 2015. – Т. 2. – С. 325-329.

14.Дойников Р. С. Особенности фильтрации в трещиноватых трещиновато-пористых коллекторах / Р. С. Дойников, Л. Ф. Юсупова, Л. В. Петрова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 112-115. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44286572

УДК 53.088

ПОГРЕШНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ

Д.А. Ковязин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. РДТ9-25-11)
Руководитель:
А.А. Гизатуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В данной статье анализируются виды погрешностей и то как они влияют на результат измерения. Значимость данной темы заключается в том, что она имеет очень важную роль в науке, технике, производстве, медицине, и многих других сферах деятельности человека.

Ключевые слова: погрешность измерений, истинное значение, действительное значение, точность, случайная погрешность, систематическая погрешность,

UDC 53.088

MEASUREMENT ERRORS

D.A. Kovyazin
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of group RDT9-25-11)
Supervisor:
A.A. Gizatullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This article analyzes the types of errors and how they affect the measurement result. The significance of this topic lies in the fact that it plays a crucial role in science, technology, manufacturing, medicine, and many other fields of human activity.

Keywords: Measurement error, true value, actual value, accuracy, random error, systematic error, gross error.

Введение

Погрешность измерений — это неизбежный элемент практически любой деятельности, где требуется количественная оценка параметров. Она влияет на повседневную жизнь, производство, медицину, науку и многие другие сферы. Понимание погрешностей помогает принимать более взвешенные решения — будь то ремонт квартиры или разработка нового лекарства.

Погрешность измерений влияет на нефтяную сферу на разных этапах: добычу, переработку, транспортировку и реализацию нефти и нефтепродуктов. Коммерческие

расчёты осуществляются на основании показаний средств измерений различных параметров продукта (расход, объём, масса, плотность, вязкость, температура, содержание воды, минеральных солей и механических примесей и др.). Погрешности этих измерений приводят к потерям — из коммерческого учёта выпадает значительная часть валового продукта отрасли.

При этом знак погрешности (положительный или отрицательный) не имеет значения: положительная погрешность для одной стороны (например, поставщика) будет отрицательной для другой стороны (потребителя)

Поэтому совершенствование метрологического обеспечения нефтяного комплекса — повышение точности коммерческого учёта нефти и нефтепродуктов — важно для увеличения объёма реализации нефти и сокращения её себестоимости. Однако беспредельно повышать точность учёта невозможно, так как снижение погрешности измерений связано с затратами средств на научно-исследовательские и другие работы по совершенствованию методов и средств измерений, реконструкции объектов, замене устаревшего оборудования

В науке фундаментальная характеристика любого научного эксперимента. Это разница между полученным в ходе измерений значением и истинным (или действительным) значением физической величины. Поскольку истинное значение принципиально недостижимо, учёные оперируют понятием действительного значения — максимально приближённого к истинному, установленного с высокой точностью.

Погрешность измерения в физике — это разность между измеренным значением величины и её опорным (действительным) значением. Поскольку истинное значение физической величины установить невозможно, в расчётах используют действительное значение — экспериментально полученное, максимально близкое к истинному.

Основная часть

В профессии дефектоскописта погрешности измерений — это ошибки, которые могут возникать при проведении неразрушающего контроля (например, ультразвукового, визуального, магнитного и других методов). Погрешности влияют на достоверность результатов контроля — степень соответствия результатов фактическому состоянию объекта. Мы провели работу и вот что она показала.

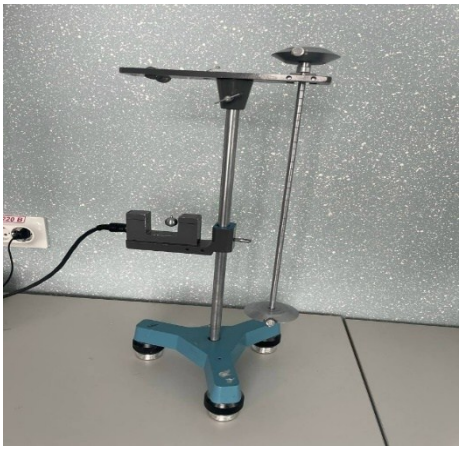


Рисунок 1 – Оборотный маятник

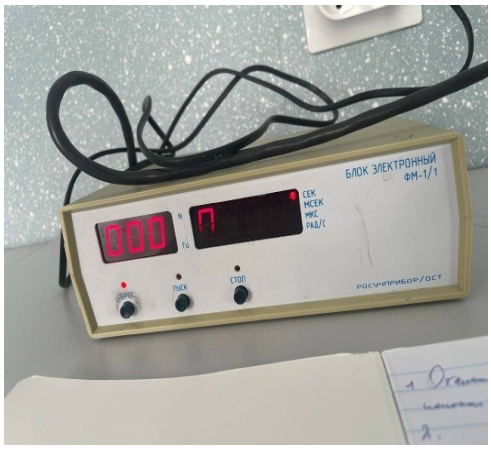


Рисунок 2 – Блок электронный

Оборотный маятник — один из видов физического маятника, предназначенный для точного определения ускорения свободного падения. Метод основан на свойстве взаимности точки подвеса и центра качания: при последовательном подвешивании маятника в этих точках его период остаётся неизменным.

Блок электронный ФМ-1/1 — часть лабораторного модульного комплекса «Физические основы механики» ФМ-1. Комплекс предназначен для проведения лабораторных работ по курсу «Физика», раздел «Механика», высших учебных заведениях

1) **Исходные данные:**

Масса шарика m=4,1 г=0,0041 кг

Диаметр шарика d=1 см$\Longrightarrow R$=0,005 м

Длина нити L=22 см=0,22 м

Число колебаниий N=63 за время t=60 с

Ускорение свободного падения g=9,81 Н/кг

Расчет экспериментального периода обращения маятника:

Вычислим период колебаний Т:

2) Расчет теоретического периода обращения маятника:

Для физического маятника период равен:

где I — момент инерции относительно точки подвеса,

a — расстояние от точки подвеса до центра масс.

Так как шарик висит на нити, центр масс находится на расстоянии:

Рассчитаем момент инерции относительно точки подвеса по теореме Штейнера:

Момент инерции шара относительно своего центра:

Подставляем значения:

Вклад от переноса оси:

Суммарный момент инерции:

Итого, теоретическое значение периода равняется:

Рассчитаем погрешности:

Абсолютная погрешность метода

Относительная погрешность метода

Инструментальные погрешности

- Погрешность секундомера (Δt) обычно принимают равной половине цены деления или цене деления. Для электронного секундомера часто Δt=0,2 с.
- Погрешность линейки (ΔL): половина цены деления. Для сантиметровой линейки с мм делениями ΔL=0,5 мм=0,0005 м.

Полная погрешность измерения периода складывается из погрешности измерения времени и погрешности измерения длины. Так как эти величины независимы, их вклады суммируются квадратично

Окончательный результат:

При учёте размеров шарика (модель физического маятника) экспериментальные данные совпадают с теорией **в пределах погрешности измерений**. Относительное расхождение составляет менее 0,1%, что подтверждает адекватность физической модели и высокое качество проведённых измерений.

И так, погрешность измерений в дефектоскопии играет важную роль, так как влияет на достоверность контроля. Средства неразрушающего контроля (дефектоскопы) предназначены для обнаружения дефектов, измерения геометрических параметров деталей и оценки физико-химических свойств материала, и погрешность измерений может привести к ошибкам в оценке параметров дефектов. При этом важно учитывать, что заявляемые производителями погрешности не всегда обеспечиваются при проведении измерений в цеховых и полевых условиях при реальных технологических разбросах физических и геометрических параметров изделий.

Список использованных источников:

1. Зайдель А. Н. Погрешности измерений физических величин. – Ленинград: Наука, 1985. – 112 с.

2. Гордеев В. А. Основы теории ошибок измерений. – Краснодар: ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2023. – 197 с.

3. Гриценко В.В. Погрешности измерений: Методические указания по организации, содержанию, оформлению и защите расчетного задания (контрольной работы) по дисциплине «Метрология, стандартизация и сертификация» для студентов направлений

«Машиностроение», «Технологические машины и оборудование» и «Конструкторско-технологическое обеспечение машиностроительных производств» всех форм обучения / Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2018. – 35 с.

4. Яноши Л. Теория и практика обработки результатов измерений. URL: https://kpfu.ru/portal/docs/F_1345899763/Obrabotka.rezultatov.izmerenij.Mukhametshin.pdf

5. Тейлор Дж. Введение в теорию ошибок. URL: https://condmatt.phys.msu.ru/upload/iblock/65c/71jb18p6xhk86iknkfwagrr0uoodojhk/errors.pdf

УДК 502.3:551.583

ОЦЕНКА УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Т.И. Кондрашова, А.А. Аксенов, А.С. Баевский

(ФГБОУ ВО «Рязанский государственный радиотехнический университет им. В.Ф. Уткина», аспиранты)

А.В. Несова

(Донецкий Государственный Университет, м.н.с научно-исследовательской лаборатории мониторинга и прогнозирования экосистем Донбасса НИЧ)

Научный руководитель – ***А.Н. Колесенков***

(ФГБОУ ВО «Рязанский государственный радиотехнический университет им. В.Ф. Уткина», профессор кафедры «Космические технологии»)

Аннотация. В статье разработан и обоснован новый метод автоматизированной оценки объемов сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках нефтегазовых месторождений на основе анализа тепловых инфракрасных спутниковых данных. Предложен алгоритм детектирования факелов сжигания газа с использованием данных дистанционного зондирования Земли в тепловом инфракрасном диапазоне. Разработана математическая модель пересчета интегральной мощности теплового излучения факела в объемный расход сжигаемого газа с учетом коэффициента эффективности сгорания и теплотворной способности газа. Создана архитектура геоинформационной системы, включающая базу данных пространственно-временных характеристик факелов, модуль автоматической обработки спутниковых снимков и инструмент расчета углеродного следа месторождения. Разработанный подход обеспечивает независимый верифицируемый мониторинг выбросов парниковых газов для целей углеродной отчетности и соблюдения экологических нормативов.

Ключевые слова: углеродный след, дистанционное зондирование Земли, геоинформационная система, мониторинг выбросов, парниковые газы, нефтегазовые месторождения.

UDC 502.3:551.583

CARBON FOOTPRINT ASSESSMENT OF OIL AND GAS FIELDS BASED ON AEROSPACE MONITORING OF FLARE UNITS

T.I. Kondrashova, A.A. Aksenov, A.S. Baevsky

(Ryazan State Radio Engineering University named after V.F. Utkin, postgraduate students)

A.V. Nesova

(Donetsk State University, M.Sc. from the Scientific Research Laboratory for Monitoring and Forecasting ecosystems of Donbass Research Institute)

Supervisor – ***A.N. Kolesenkov***

(Ryazan State Radio Engineering University named after V.F. Utkin, professor of the Department of Space Technologies)

Abstract. This article develops and validates a new method for automated assessment of associated petroleum gas flaring volumes at oil and gas fields based on the analysis of thermal infrared satellite data. An algorithm for detecting gas flares using Earth remote sensing data in the

thermal infrared range is proposed. A mathematical model for converting the integral power of a flare's thermal radiation into the volumetric flow rate of flared gas is developed, taking into account the combustion efficiency coefficient and the calorific value of the gas. A geographic information system architecture is created, including a database of spatiotemporal flare characteristics, a module for automatic processing of satellite images, and a tool for calculating the carbon footprint of a field. The developed approach ensures independent, verifiable monitoring of greenhouse gas emissions for carbon reporting and environmental compliance.

Keywords: carbon footprint, Earth remote sensing, geographic information system, emissions monitoring, greenhouse gases, oil and gas fields.

Актуальность исследования обусловлена глобальной необходимостью точной оценки выбросов парниковых газов от объектов нефтегазовой инфраструктуры и перехода к низкоуглеродной экономике. Факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) представляет собой значительный источник выбросов диоксида углерода, метана и сажи. Для Российской Федерации, являющейся одним из крупнейших производителей нефти, проблема учета и снижения объемов факельного сжигания имеет особую значимость в свете формирования национальной системы регулирования выбросов парниковых газов [1].

Существующая практика учета объемов сжигания ПНГ основана преимущественно на данных операторов месторождений, которые часто носят оценочный характер и имеют высокую степень неопределенности (до 30-50%). Отсутствие независимых инструментов верификации заявленных объемов сжигания создает риски углеродного демпинга и затрудняет объективную оценку эффективности природоохранных мероприятий. В этой связи развитие методов дистанционного мониторинга факельных установок на основе спутниковых данных представляет собой перспективное направление исследований, позволяющее обеспечить прозрачность и достоверность углеродной отчетности [2].

Проблема заключается в отсутствии оперативных, точных и экономически эффективных методов количественной оценки объемов сжигания ПНГ на множестве распределенных факельных установок нефтегазовых месторождений. Существующие методы наземного учета требуют установки дорогостоящего оборудования на каждом факеле, регулярного обслуживания и калибровки, что экономически нецелесообразно для удаленных и малодебитных месторождений [3]. Кроме того, данные наземного учета могут быть подвержены манипуляциям и ошибкам измерения.

Спутниковый мониторинг предоставляет возможность независимой оценки, однако существующие подходы имеют ряд ограничений [4]:

– низкое пространственное разрешение тепловых каналов спутников (375-1000 м), что приводит к смешиванию сигнала факела с фоном;

– влияние атмосферных условий (облачность, аэрозоли, водяной пар) на точность измерений теплового излучения;

– отсутствие универсальных калибровочных зависимостей между мощностью теплового излучения и объемным расходом газа для различных типов факелов и составов ПНГ;

– необходимость обработки больших объемов данных в режиме, близком к реальному времени.

Проблема мониторинга факельного сжигания газа активно исследуется в мировой научной практике. Основные направления исследований включают [5]:

– Использование данных ночной съемки в видимом диапазоне для детектирования свечения факелов. Метод позволяет обнаруживать факелы, но не обеспечивает количественной оценки объемов сжигания.

– Анализ теплового инфракрасного излучения в средних (3-5 мкм) и дальних (8-14 мкм) инфракрасных диапазонах.

– Применение гиперспектральной съемки для определения концентрации метана и диоксида углерода в шлейфах выбросов. Метод эффективен для обнаружения утечек метана,

но менее точен для оценки факельного сжигания из-за быстрого рассеивания продуктов горения.

– Использование радиолокационных данных для обнаружения тепловых аномалий косвенным путем через анализ возмущений атмосферной рефракции.

– Анализ существующих подходов позволил выявить следующие ключевые проблемы [6]:

– Проблема пространственного разрешения: факел занимает лишь малую часть пикселя (доли процента), что приводит к значительному влиянию фонового излучения почвы, растительности или воды.

– Проблема временной дискретизации: спутник совершает пролет над одной точкой Земли 1-2 раза в сутки (дневной и ночной проходы). При облачности 60-70% количество пригодных для анализа снимков сокращается до 100-130 в год, что создает пробелы во временных рядах.

– Проблема калибровки: существующие эмпирические зависимости между радиансом и расходом газа получены преимущественно для крупных факелов в условиях Ближнего Востока и Африки. Для малых и средних факелов, характерных для российских месторождений, точность оценок резко снижается.

– Проблема верификации: отсутствие открытых баз данных с точными измерениями расходов газа на факелах затрудняет валидацию алгоритмов и сравнение различных методов.

Таким образом, существует потребность в разработке отечественного решения, сочетающего приемлемую точность (10-15%), низкую стоимость (на порядок ниже коммерческих аналогов) и возможность интеграции с российскими геоинформационными системами.

Методология исследования основана на комплексном использовании:

– методов дистанционного зондирования Земли в тепловом инфракрасном диапазоне;

– теории теплопередачи и излучения высокотемпературных газовых факелов;

– геоинформационного моделирования и пространственного анализа;

– методов машинного обучения для классификации и кластеризации;

– технологий баз данных для хранения и обработки пространственно-временных данных.

Научная новизна полученных результатов заключается в следующем:

– Впервые предложена адаптивная пороговая модель детектирования факелов на основе динамического анализа локального фона, позволяющая снизить количество ложных срабатываний на 40% по сравнению со статическими порогами радианса.

– Разработана уточненная математическая зависимость между мощностью теплового излучения факела (в диапазоне 3,5-4,0 мкм) и массовым расходом сжигаемого газа, учитывающая нелинейные эффекты самопоглощения излучения в пламени при расходах газа свыше 50 тыс. куб. м/сут.

– Предложен новый показатель «коэффициент пространственно-временной наблюдаемости факела», учитывающий влияние облачности, угла обзора спутника и периодичности пролетов для оценки неопределенности годовых оценок сжигания газа.

– Создана оригинальная архитектура интеграции разнородных данных (спутниковые снимки, реестр скважин, метеорологическая информация) в единой геоинформационной системе с использованием пространственно-временной индексации для ускорения выборок в 15-20 раз.

Разработанная архитектура системы мониторинга включает следующие компоненты:

– Модуль приема и предварительной обработки спутниковых данных.

– Модуль детектирования факелов.

– Модуль расчета мощности излучения

– Модуль расчета углеродного следа

– База данных: PostgreSQL с расширением PostGIS;

– Геоинформационная система QGIS 3.28 с пользовательскими плагинами на Python

Полученные результаты демонстрируют, что разработанный метод обеспечивает приемлемую точность оценки объемов сжигания ПНГ при существенно меньших затратах по сравнению с наземными системами учета.

Предложенная система обеспечивает следующий функционал:

– Автоматическая загрузка и обработка спутниковых данных в режиме, близком к реальному времени (задержка не более 6 часов после пролета спутника).

– Детектирование факелов сжигания газа с точностью географической привязки ±50 м.

– Расчет объемных расходов сжигаемого газа с обновлением данных при каждом пролете спутника (1-2 раза в сутки).

– Расчет выбросов CO2, CH4 и CO2-эквивалента с учетом состава ПНГ конкретного месторождения.

– Формирование отчетов: суточных, месячных, годовых объемов сжигания; карт распределения интенсивности сжигания; временных графиков динамики выбросов; сравнительного анализа с предыдущими периодами.

– Оповещение о превышении установленных лимитов сжигания (пороговые значения настраиваются).

– Экспорт данных в различные форматы.

– Веб-интерфейс для визуализации данных с поддержкой ролевой модели доступа.

Разработанный подход обеспечивает независимый верифицируемый мониторинг выбросов парниковых газов и может быть использован [7]:

– нефтегазовыми компаниями для оптимизации учета ПНГ и снижения экологических рисков;

– надзорными органами для контроля соблюдения нормативов утилизации;

– научным сообществом для исследований в области климатического моделирования;

– международными организациями для верификации национальных кадастров выбросов.

В результате проведенного исследования решена актуальная научно-техническая задача разработки метода автоматизированной оценки объемов сжигания попутного нефтяного газа и расчета углеродного следа месторождений на основе анализа тепловых инфракрасных спутниковых данных.

Установлено, что использование еженедельных спутниковых данных позволяет сократить неопределенность годовых оценок сжигания газа с 35-40% (при использовании отчетных данных операторов) до 12-15%, что критически важно для достоверной углеродной отчетности.

Исследование демонстрирует высокий потенциал спутниковых технологий для решения задач экологического мониторинга и перехода к низкоуглеродной экономике. Дальнейшее развитие направления связано с интеграцией данных различных спутниковых систем, применением искусственного интеллекта и масштабированием на отраслевом уровне.

Список использованных источников:

1. Gusev S. I. Geoinformation system architecture for complex analysis of hydrometeorological data / S. I. Gusev, A. N. Kolesenkov // Innovative methods of mathematics and physics in environmental and hydrometeorological research. St. Petersburg, 2025. – P. 249-254.

2. Несова, А. В. Комбинированный метод сегментации изображений на основе алгоритмов SLIC и Random forest для мониторинга лесных массивов по данным ДЗЗ / А. В. Несова, А. Н. Колесенков // Вестник Донецкого национального университета. Серия Г:

Технические науки. – 2025. – № 2. – С. 101-109. – DOI 10.5281/zenodo.15586093. – EDN PEZMTZ.

3. Construction of basic graphic elements library for geoinformation ecological monitoring system / N. V. Akinina, S. I. Gusev, A. N. Kolesenkov, A. I. Taganov // 2017 27th International Conference Radioelektronika, RADIOELEKTRONIKA 2017. – Brno, 2017. – P. 7937585. – DOI 10.1109/RADIOELEK.2017.7937585.

4. Повышение информативности космических изображений Земли / Н. А. Егошкин, В. В. Еремеев, Е. П. Козлов [и др.]. – Москва : КУРС, 2021. – 368 с. – ISBN 978-5-907352-94-0.

5. Usage of Vilenkin-Crestenson functions for land image correlation / S. I. Babaev, A. I. Baranchikov, A. Bastrychkin [et al.] // 2017 6th Mediterranean Conference on Embedded Computing, MECO 2017 - Including ECYPS 2017, Proceedings. – Bar, 2017. – P. 7977191. – DOI 10.1109/MECO.2017.7977191.

6. Колесенков, А. Н. Применение методов дистанционного зондирования земли для поиска месторождений полезных ископаемых в труднодоступных районах / А. Н. Колесенков // Междисциплинарные подходы в биологии, медицине и науках о Земле: теоретические и прикладные аспекты : Материалы симпозиума XX (LII) Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Кемерово, 22 апреля 2025 года. – Кемерово: Кемеровский государственный университет, 2025. – С. 189-192.

7. Forest fire monitoring by means of cyber-physical system / V. Ruchkin, V. Fulin, B. Kostrov [et al.] // 2016 5th Mediterranean Conference on Embedded Computing, MECO 2016 - Including ECyPS 2016, BIOENG.MED 2016, MECO: Student Challenge 2016 : 5, Bar, 12–16 июня 2016 года. – Bar, 2016. – P. 30-34. – DOI 10.1109/MECO.2016.7525745.

УДК 621.436+621.89.017

СПОСОБ ОБОСНОВАНИЯ УСЛОВИЙ ИСПЫТАНИЯ МОТОРНОГО МАСЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА ДИЗЕЛЯ

М.Д. Прокопцова

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России», научный сотрудник)

Аннотация. Разработан новый «комбинированный» способ для обоснования условий испытания смазочных масел на моторном стенде Д-245 с помощью компьютерного моделирования рабочего процесса дизеля на базе программных комплексов «Компас-3Д», «Дизель-РК», «Ansys Workbench R3». Использование компьютерного моделирования рабочего процесса в дизеле Д-245.12С позволило в 7 раз сократить затраты на оптимизацию условий испытаний при разработке метода оценки склонности моторных масел к образованию отложений в смазочной системе дизеля.

Ключевые слова: моторные масла, испытания, дизель, компьютерное моделирование

UDC 621.436+621.89.017

METHOD FOR JUSTIFYING THE CONDITIONS FOR TESTING ENGINE OIL USING COMPUTER MODELING OF THE DIESEL ENGINE OPERATION PROCESS

M.D. Prokoptsova

(FAA 25 of the State Research Institute of Chemmatology of the Ministry of Defense of the Russian Federation, research assistant)

Abstract. A new combined method for optimization the conditions for testing lubricating oils on an engine test bench has been developed using computer modeling of the diesel engine's operating process based on software systems «Kompas-3D», «Diesel-RK», «Ansys Workbench R3». The use of computer modeling of the diesel engine's workflow has resulted in a 7-fold reduction in the cost of optimizing test conditions when developing a method for assessing the tendency of engine oils to form deposits in the diesel engine's lubrication system.

Keywords: lubricating oil, testing, diesel engine, computer simulation

Одним из этапов разработки методики лабораторно-стендовых испытаний является оптимизация параметров работы испытательного оборудования. Для научного обоснования условий проведения испытания рекомендуется проводить эту работу в рамках планирования и реализации активного эксперимента с независимым изменением варьируемых факторов на различных уровнях. Обработка результатов активного эксперимента позволяет получить математическую модель в виде полинома того или иного вида, содержащую описание изменения оцениваемого параметра химмотологического процесса в зависимости от варьируемых факторов (параметров работы испытательного оборудования). Решение полученного полинома относительно того или иного критерия позволяет найти оптимальные условия проведения испытания. Такой путь оптимизации условий испытания предполагает проведение значительного числа эксперимента. Например, полнофакторный эксперимент 3^3 для трех влияющих факторов при их варьировании на трех уровнях требует 27 экспериментов.

Испытания масел на моторных стендах являются длительными процедурами, продолжительность одного эксперимента может составлять от 10 до 30 рабочих дней. Поэтому, в случае испытаний масел на моторных стендах, прямая реализация активного эксперимента практически невозможна, т.к. потребует значительных затрат времени, например для плана 3^3 (270 – 810) рабочих дней, что занимает от 12 до 36 календарных месяцев.

В связи с вышеизложенным, в ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России» разработан новый «комбинированный» способ обоснования условий испытаний смазочных масел на моторных стендах на базе полноразмерных двигателей, сочетающий проведение натурного и виртуального эксперимента, и не требующий длительных экспериментов на моторных стендах [1]. Сущность «комбинированного» способа заключается в экспериментальной проверке взаимосвязи между параметрами исследуемого химмотологического процесса и наиболее критичным параметром рабочего процесса дизеля для исследуемого эксплуатационного свойства моторного масла, реализации с помощью компьютерных технологий виртуального эксперимента по исследованию влияния параметров работы дизеля на наиболее критичный параметр рабочего процесса и экспериментальном подтверждении оптимальности найденного сочетания параметров работы дизеля для оцениваемого параметра химмотологического процесса.

Практическая реализация «комбинированного» способа обоснования условия испытания проведена при разработке метода оценки склонности моторных масел к образованию отложений на моторном стенде Д-245 с полноразмерным дизелем Д-245.12С [2]. Экспериментально на моторном стенде Д-245 была установлена взаимосвязь между параметром химмотологического процесса образования отложений (общая загрязненность поршня) и критичным параметром рабочего процесса дизеля (температура первой поршневой канавки). Установлено, что повышение температуры первой поршневой канавки на 16 °С привело к трехкратному увеличению общей загрязненности поршня. В целях сокращения продолжительности этапа оптимизации условий испытаний активный эксперимент по исследованию влияния параметров работы двигателя на критичный параметр рабочего процесса дизеля был реализован на основании компьютерного моделирования рабочего процесса дизеля. Критерием оптимизации являлось достижение максимально возможного значения температуры первой поршневой канавки. Для реализации активного эксперимента на базе программных комплексов «Компас-3Д», «Дизель-РК» и «Ansys Workbench R3» был спланирован D-оптимальный план Бокса-Бенкина с числом опытов 15 (таблица 1). В качестве независимых переменных выбраны: температура охлаждающей жидкости (T_{ox}), угол опережения впрыска топлива (φ), коэффициент избытка воздуха (α). Функция отклика - температура первой поршневой канавки ($T_{1-пк}$). Интервалы варьирования переменных факторов и их значения выбраны исходя из возможности обеспечения надежной безаварийной работы дизеля Д-245.12С.

Таблица 1 – Матрица планирования эксперимента по плану Бокса-Бенкина

№ п/п	Эксперимент в кодированных переменных			Эксперимент в натуральных переменных			Функция отклика $T_{1-пк}$, °С
	X_1	X_2	X_3	$T_{ох}$, С	φ,°	α	
1	1	1	0	120	33	1,5	207,3
2	1	-1	0	120	13	1,5	219,3
3	-1	1	0	100	33	1,5	202,4
4	-1	-1	0	100	13	1,5	214,7
5	1	0	1	120	23	2,1	204,5
6	1	0	-1	120	23	0,9	195,5
7	-1	0	1	100	23	2,1	200,3
8	-1	0	-1	100	23	0,9	190,3
9	0	1	1	110	33	2,1	223,3
10	0	1	-1	110	33	0,9	214,2
11	0	-1	1	110	13	2,1	231,4
12	0	-1	-1	110	13	0,9	220,2
13	0	0	0	110	23	1,5	250
14	0	0	0	110	23	1,5	250,5
15	0	0	0	110	23	1,5	251

Расчет температурного состояния поршня дизеля Д-245.12С для каждого сочетания факторов x_1, x_2, x_3, представленного в таблице 1, проводился в программном комплексе «Ansys Workbench R3», который представляет собой многоцелевой пакет программ для численного моделирования физических процессов и явлений в области прочности, гидрогазодинамики, теплофизики, электромагнетизма, акустики. Основу расчетов в данном программном комплексе составляет метод конечных элементов, представляющий собой эффективный численный метод решения инженерных и физических задач. Предполагается, что цельная конструкция рассматривается как совокупность отдельных конечных элементов. Суть метода конечных элементов заключается в аппроксимации искомой, непрерывно изменяющейся по объему тела величины (температуры, перемещения) ее дискретной моделью. Последняя строится с помощью интерполяционного полинома, выражающего изменение искомой функции в пределах области, занимаемой конечным элементом, через значения этой функции в узлах граней рассматриваемого элемента. Тело мысленно разбивают на большое число достаточно малых конечных элементов той или иной формы. Поэтому поршень рассматривался как совокупность отдельных конечных элементов (рисунок 1).

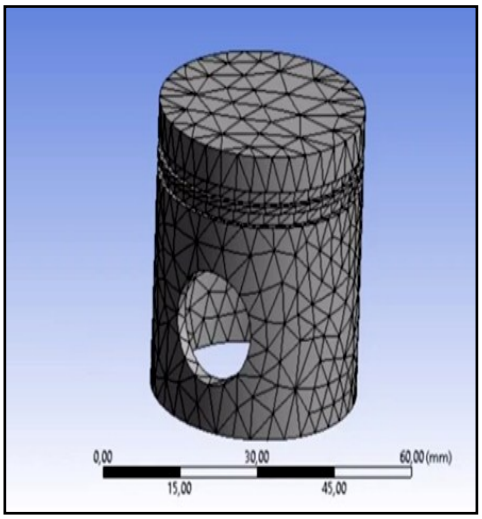


Рисунок 1 – Разбивка поршня дизеля Д-245.12С на отдельные элементы в программном комплексе «Ansys Workbench R3»

В качестве исходных данных при расчетах в программном комплексе «Ansys Workbench R3» использовали 3D-модель исследуемого поршня, построенную в программном

комплексе «Компас-3Д» (рисунок 2), и параметры теплообмена в цилиндре дизеля Д-245.12С (средняя температура цикла – T_{cp} и коэффициент теплоотдачи – α_w), найденные с использованием программного комплекса «Дизель-РК».

Результатом расчета в программном комплексе «Ansys Workbench R3» является визуализация температурного состояния поршня (распределение температуры по поверхности поршня), представленная в виде ¼ от его 3D-модели (рисунок 3). В зависимости от температуры участок поршня окрашен в определенный цвет. Для интерпретации полученных результатов в левом верхнем углу рисунка располагается температурная шкала, в которой каждому цвету соответствует определенная температура. Максимальное значение температуры соответствует красному цвету, минимальное – синему. Из рисунка 3 следует, что наименее нагретой поверхностью поршня является зона юбки, а наиболее – участок днища, расположенный под форсункой.

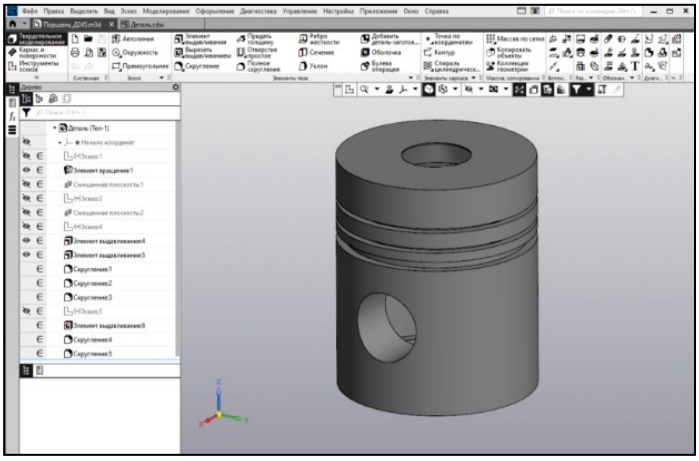


Рисунок 2 – Трехмерная модель поршня дизеля Д-245.12С

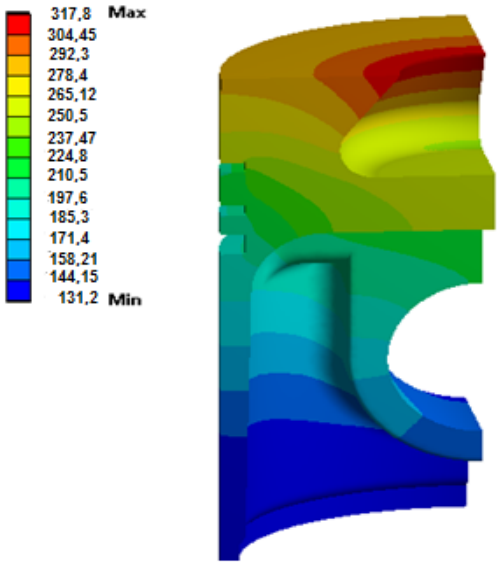


Рисунок 3 – Температурное состояние поршня двигателя Д-245.12С при температуре охлаждающей жидкости 110 °С, угле опережения впрыска топлива 20°, коэффициенте избытка воздуха 1,6

На основании проведенных расчетов установлено оптимальное сочетание параметров работы моторного стенда Д-245, при которых достигается максимальная температура первой поршневой канавки: температура охлаждающей жидкости - 110 °С, угол опережения впрыска топлива - 20°, коэффициент избытка воздуха - 1,6. Оптимальность найденного сочетания параметров работы моторного стенда Д-245 для оцениваемого параметра

химмотологического процесса образования отложений (общая загрязненность поверхности поршня) подтверждена экспериментально на моторном стенде Д-245 [3,4].

Использование компьютерного моделирования рабочего процесса дизеля Д-245.12С позволило в 7 раз сократить затраты на оптимизацию условий испытаний при разработке метода оценки склонности моторных масел к образованию отложений в смазочной системе дизеля. Реализация полного факторного эксперимента 3^3 на моторном стенде Д-245 потребовала бы 700 рабочих дней или 32 календарных месяца, а также 64 800 литров дизельного топлива и 350 литров моторного масла. Фактические затраты составили 98 рабочих дней (4,5 календарных месяца), 8 400 литров дизельного топлива и 52 литра масла.

Список использованных источников:

1. М.Д. Прокопцова, К.В. Шаталов. Оптимизация условий испытаний моторного масла на моторном стенде Д-245 с использованием компьютерного моделирования рабочего процесса в дизеле Д-245.12С // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. 2024. – Вып. 62. – С. 305-320.

2. Прокопцова, М.Д. Метод оценки склонности моторных масел к образованию низкотемпературных отложений на деталях двигателя / М.Д. Прокопцова, К.В. Шаталов, Д.А. Уханов// Вестник технологического университета. – 2025. – Т.28 № 1. – С.99-106.

3. Прокопцова, М.Д. Механизм образования низкотемпературных отложений в смазочной системе дизельного двигателя / М.Д. Прокопцова, К.В. Шаталов, С.Н. Волгин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2023. – №11-12. – С.38-43.

4. Прокопцова, М.Д. Склонность моторного масла М-10Г2к к образованию низкотемпературных отложений в дизелях / М.Д. Прокопцова, Д.А. Уханов, И.Д. Глазунов // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. – 2020. – № 59. – С. 272-280.

УДК 622.69

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ИНИЦИАЦИЮ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (КРН) В ТРУБОПРОВОДЕ

А.В. Сурков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-25-12)

А.Р. Хасанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Аннотация. В работе рассмотрен феномен коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), который является одним из опасных разрушений трубопроводов. Рассмотрен комплекс, который разрушает стальной трубопровод, а именно: влияние внешней среды, влияние механических напряжений, влияние свойств металла. Описаны ключевые механизмы развития КРН: локальное разрушение пассивной плёнки, активация анодных процессов, водородное охрупчивание, циклическое вскрытие свежих металлических поверхностей. Особое внимание уделено роли сварных швов, геометрических переходов, дефектов материала и коррозионных язв как зон концентрации напряжений и инициаторов трещин. Проанализировано влияние температурных условий: с одной стороны, повышение температуры ускоряет электрохимические реакции и диффузию водорода, с другой — в определённых интервалах возможно формирование стабильных пассивных плёнок, временно тормозящих рост трещин.

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением; трубопроводные стали; механические напряжения, агрессивная среда, микроструктура металла, сварные соединения, защита от коррозии.

UDC 622.69

INFLUENCE OF VARIOUS PARAMETERS ON THE INITIATION AND PROPAGATION OF STRESS CORROSION CRACKING (SCC) IN PIPELINES

A.V.Surkov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-25-12)
A.R Khasanowa
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, teacher)

Abstract. The paper examines the phenomenon of stress corrosion cracking (SCC), which is one of the most dangerous types of pipeline failure. The study addresses the complex set of factors that contribute to the degradation of steel pipelines, specifically: the influence of the external environment, the impact of mechanical stresses, and the effect of the metal's properties. The key mechanisms driving SCC development are described, including: local breakdown of the passive film, activation of anodic processes, hydrogen embrittlement, and cyclic exposure of fresh metal surfaces. Special attention is given to the role of weld joints, geometric transitions, material defects, and corrosion pits as stress concentration zones and crack initiation sites. The influence of temperature conditions is also analysed: on the one hand, elevated temperatures accelerate electrochemical reactions and hydrogen diffusion, thereby promoting SCC. On the other hand, within certain temperature ranges, stable passive films may form, temporarily inhibiting crack growth.

Keywords: stress corrosion cracking; pipeline steels; mechanical stresses, aggressive environment, metal microstructure, welded joints, and corrosion protection.

1. **Введение.**

Рост потребления нефти и газа влечёт за собой создание высокопрочных трубопроводных сталей. У таких материалов улучшены механические свойства и повышена устойчивость к коррозионным факторам. Один из таких факторов – распространение коррозионных трещин под напряжением (КРН), который формируется под действием механических нагрузок, химических факторов среды и структуры самого металла. Особенностью данного процесса является разрушение при напряжениях значительно ниже предела текучести материала, чем весьма опасен с точки зрения скрытности повреждений и внезапности отказа трубопровода.

2. **Параметры, инициирующие возникновение трещин под напряжением.**

Напряжённое состояние стенки трубы – ключевой параметр инициирования трещин. Данные напряжения носят непредсказуемый характер и появляются под действием внутреннего давления, температурных градиентов, остаточных сварочных напряжений и монтажных деформаций. Напряжение, возникающее вблизи сварных швов, геометрических переходов, дефектов материала и коррозионных язв, - наиболее опасно. В данных областях происходит локальное разрушение пассивной плёнки и активизация анодных процессов растворения металла. Даже постоянные напряжения могут привести к зарождению трещин по причине того, что циклические нагрузки ускоряют процесс за счёт периодического вскрытия свежих металлических поверхностей и разрушения защитных слоёв.

Химический состав – фактор особенно влияющий на возникновение КРН. Электролитические свойства почвы определяют условия протекания коррозии. Наличие ионов хлора, сероводорода, углекислого газа влияют на агрессивность среды и способствуют локальному растворению металла. Одним из важных параметров является кислотность среды. В кислых растворах преобладает процесс активного анодного растворения. В щелочных – водородное охрупчивание. Атом водорода, который находится на поверхности металла, проникает в кристаллическую решётку стали, концентрируясь в зонах дефектов и сжигая когезионную прочность материала. Тем самым облегчается развитие трещин по соединениям трубопровода.

Фактор, определяющий скорость коррозионных и диффузионных процессов, - температурные условия. Но данный фактор не настолько однозначен. Если температура повышается, то происходит ускорение электрохимических реакций, увеличивается

подвижность атомов водорода, способствуя ускорению КРН. Но существуют определённые температурные интервалы, при которых возможно формирование более стабильных пассивных плёнок, временно тормозящих рост трещин. Бывают температурные колебания, которые вызывают дополнительные термические напряжения и циклические деформации, усиливающие процесс разрушения. Длительная работа при повышенных температурах может привести к структурному старению стали и снижению её износостойкости.

Микроструктура металла трубопровода является внутренним фактором материала сопротивляться коррозионному растрескиванию. Фазовый состав, размер зерна, неметаллические включения и способ распределения карбидов обобщаются в концентраторы напряжений. Грубозернистая структура облегчает распространение, повышенное содержание серы, фосфора или водорода снижает когезионную прочность межзёренных границ, но термическая обработка позволяет существенно повысить иммунитет стали к КРН (за счёт стабилизации микроструктуры).

Состояние поверхности трубопровода одно из влияющих факторов, инициирующее коррозию. Коррозионные питтинги, зоны локального истончения стенки и механические повреждения как магнит для напряжения и очаг электрохимической неоднородности. Нарушение защитного покрытия или неравномерная работа катода создают участки с высокой скоростью разрушения поверхности металла в электролите. В таких условиях локальная коррозия как катализатор образования трещин. Шероховатость поверхности стали увеличивает площадь контакта со средой, ускоряя разрушение пассивных слоёв.

Качество сварных соединений – важнейший фактор, влияющий на появление коррозии. Дефекты сварки являются готовыми инициаторами трещин, повышая чувствительность к водородному охрупчиванию. Межкристаллическое разрушение одно из последствий неправильно подобранного режима сварки. Скорость распространения КРН определяется скоростью взаимодействия напряжения и электрохимических процессов. Рост трещины происходит неравномерно: периоды активного растворения сменяются со временной стабилизацией. На вершине трещины таковы напряжения и химические активности, что механизм разрушения даже поддерживается самостоятельно. Если длина трещина становится критической, то возможен переход к быстрому хрупкому разрушению.

Факторы эксплуатации также весьма существенны. Колебания температуры, состава среды, режимов перекачки, давления или гидроудары ускоряют рост дефектов. Недостаточный контроль защиты катодами, дренажа увеличивает вероятность возникновения трещины.

3.Заключение.

Таким образом, КРН является результатом взаимодействия среды, напряжений и свойств металла. Надежность определяется совокупностью факторов, а эффективное предотвращение КРН требует комплексного подхода (оптимизация состава стали и её микроструктуры, снижение рабочего давления, совершенствование сварочных соединений и поддержание защитных покрытий). Только системное управление этими параметрами позволяет повысить ресурс и безопасность трубопроводов.

Список использованных источников:

1. Гумеров А.Г., Медведев А.П., Фаритов А.Т. и др. Концепция развития системы технического диагностирования промысловых трубопроводов. - Нефтяное хозяйство. 2005. №1. С. 23. EDN: JXLXBH

2. Garifullina, G. Causes of corrosion cracking of pipe metal andmethods for their protection / G. Garifullina // VI International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VI-2023), Karshi, 14-16 июня 2023 года. - Les Ulis: EDP SCIENCES S A, 2023. - P. 1028. DOI: 10.1051/e3sconf/202341101028 EDN: FHICTD

3. A.K. Gumerov and A.R. Khasanova, "Stress corrosion cracking in pipelines", IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., vol. 952, pp. 1-5, 2020,. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012046

4. A.K. Gumerov, A.R. Khasanova, A.G. Gumerov, and A.M. Shammazov, 2019

"Applicability of energy flow vector in the mechanics of destruction", Oil and Gas Business, vol. 17(5), pp. 89-92, 2019,. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-89-92

5. A K Gumerov, KhShShamilov, S M Sultanmagomedov. Underground Fastening of the Trunk Pipelines in Areas of Intermittent and Insular Permafrost// Published 1 April 2020 • Published under licence by IOP Publishing Ltd.

6. A K Gumerov, R M Askarov, KhShShamilov. Analysis of Longitudinal Stresses in Main Pipelines with a Long Operating Life// Published 1 April 2020 • Published under licence by IOP Publishing Ltd.

7. Aidar K Gumerov. New problems of fracture mechanics //Materials of the International Conference "Process Management and Scientific Developments" (Birmingham, United Kingdom, 30 October, 2018).

8. Хасанова А. Р. Коррозионное растрескивание под напряжением в магистральных трубопроводах / А. Р. Хасанова, Д. И. Ахметшина // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - С. 356-359. - URL: item.asp?id=44100931. EDN: JUYDMW

9. Проблемы солеотложения. Общие принципы и особенности конкретных решений / А. Р. Хасанова, Д. И. Ахметшина, К. Д. Квашнин, Р. Р. Ахметшин // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - С. 359-362. - URL: item.asp?id=44100931. EDN: KMHLIK

10. Хасанова А. Р. Природа возникновения коррозионных разрушений нефтегазопроводов / А. Р. Хасанова, Д. И. Валеев // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - С. 362-365. - URL: item.asp?id=44100931. EDN: GQYKGL

УДК 004.384.6:004.27

АРХИТЕКТУРА КВАНТОВЫХ КОМПЬЮТЕРОВ: ОТ ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДО ПРОМЫШЛЕННОГО РЕШЕНИЯ

А.Р. Тухбатшин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25-12)

Аннотация. В статье рассматривается эволюция архитектуры квантовых вычислителей - от экспериментальных установок до прототипов промышленных систем. Выделены ключевые физические платформы (сверхпроводниковые кубиты, ионные ловушки, фотонные чипы), проанализированы их преимущества и ограничения с точки зрения масштабируемости. Показано, что переход к промышленному решению требует решения проблемы декогеренции, разработки архитектуры отказоустойчивых квантовых кодов и создания гибридных классическо-квантовых систем. Предложена модель модульной архитектуры, обеспечивающая баланс между точностью управления и количеством кубитов.

Ключевые слова: квантовые вычисления, архитектура, кубит, сверхпроводниковые схемы, масштабирование, декогеренция, промышленный квантовый компьютер.

UDC 004.384.6:004.27

ARCHITECTURE OF QUANTUM COMPUTERS: FROM LABORATORY SETUP TO INDUSTRIAL SOLUTION

A.R. Tukhbatshin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. RDT9-25-12)

Abstract. The paper examines the evolution of quantum computer architecture from experimental setups to industrial-grade prototypes. Key physical platforms (superconducting qubits, ion traps, photonic chips) are analyzed in terms of their scalability, advantages, and limitations. It is

shown that transitioning to industrial solutions requires overcoming decoherence, developing fault-tolerant quantum codes, and creating hybrid classical-quantum systems. A modular architecture model is proposed to balance control precision with the number of qubits.

Keywords: quantum computing, architecture, qubit, superconducting circuits, scaling, decoherence, industrial quantum computer.

Когда первые квантовые компьютеры появились в лабораториях, они занимали целые комнаты, потребляли энергию на уровне небольшого завода и требовали присутствия команды физиков для каждого запуска. Сегодня мы стоим на пороге перехода: от научного стенда к промышленному устройству, которое должно работать стабильно, компактно и быть интегрированным в существующую IT-инфраструктуру. Именно архитектура — то, как соединены кубиты, как организовано управление и исправление ошибок — становится главным барьером на пути к квантовому превосходству в индустрии.

Именно поэтому тема архитектуры квантовых компьютеров сегодня принципиально важна. В данной работе под архитектурой понимается не просто схема расположения элементов, а целостная система, включающая физическую платформу (материалы, типы кубитов), систему управления (электроника, криогеника) и логический слой (квантовые коды коррекции ошибок). Такая система должна не только демонстрировать квантовое поведение, но и делать это предсказуемо, в промышленном режиме 24/7.

Одна из самых заметных трудностей при переходе от лаборатории к промышленности — разрыв между “рекордными” показателями и реальной стабильностью. Многие прототипы демонстрируют впечатляющее время когерентности или рекордное количество кубитов на презентациях, но теряют работоспособность при попытке решить прикладную задачу, требующую тысяч операций. В этой точке особенно важно менять фокус: оценивать не только пиковые метрики (количество кубитов), но и качество архитектуры — связность, точность вентилей, возможность масштабирования без потери точности.

По нашему анализу, продуктивнее всего сегодня выглядит трехслойная архитектура квантового вычислителя. Первый слой — физический: выбор носителя кубита. Сверхпроводниковые схемы (Google, IBM) выигрывают в скорости переключения, ионные ловушки (IonQ) — в точности и времени жизни, фотонные чипы (Xanadu) — в возможности работы при комнатной температуре, но проигрывают в масштабируемости [2]. Второй слой — логический: организация отказоустойчивых вычислений. Здесь ключевым решением становятся поверхностные коды (surface codes), которые позволяют распределить логический кубит на множество физических, жертвуя количеством ради стабильности [3]. Третий слой — архитектура управления: классическая электроника, которая должна работать на криогенных температурах (в случае сверхпроводников) или обеспечивать сверхточную лазерную фокусировку (для ионов). Завершает картину анализ эффективности конкретной архитектуры для конкретного класса задач (химия, оптимизация, машинное обучение).

Роль разработчика в такой модели заметно меняется. Сегодня инженер-квантовик перестает быть только физиком-экспериментатором и становится системным архитектором. Он должен понимать не только квантовую механику, но и теплофизику, материаловедение, схемотехнику и алгоритмы. Наставник (руководитель лаборатории или R&D-отдела) задает стратегию выбора платформы, удерживает баланс между “хочу” (рекордные показатели) и “могу” (промышленная надежность), помогает не уйти в тупиковые ветки разработки.

Отдельный эффект дает работа междисциплинарных команд. Современный квантовый центр — это не только физики, но и инженеры-электронщики, криогенщики, разработчики ПО для квантовых симуляторов. Именно на стыке дисциплин рождаются решения, позволяющие перейти от лабораторного стенда к продукту: например, создание cryo-CMOS-контроллеров, работающих внутри криостата, или разработка фотонных интегральных схем для квантовой связи.

Оценивать продвижение архитектурных решений целесообразно по двум группам показателей. Количественные индикаторы отражают: число физических кубитов, время

когерентности, точность двухкубитных операций, доля успешных запусков. Качественные индикаторы показывают, насколько архитектура готова к масштабированию, совместима с существующей классической инфраструктурой и поддается тиражированию.

Список использованных источников:

1. Google Quantum AI**.** Suppressing quantum errors by scaling a surface code logical qubit // Nature. - 2023. - Vol. 614. - P. 676–681. (Масштабирование квантовых процессоров)
2. Gambetta J. M., Chow J. M., Steffen M**.** Building logical qubits in a superconducting quantum computing system // npj Quantum Information. - 2024. - Vol. 10. - P. 52. (Архитектура промышленных решений)
3. Ryan-Anderson C. et al**.** High-fidelity surface code operation on a trapped-ion processor // Physical Review X. — 2024. — Vol. 14. — P. 031043. (Ионные ловушки как платформа)
4. Bravyi S. et al. Correcting coherent errors with surface codes // Quantum. - 2024. - Vol. 8. - P. 1425. (Квантовая коррекция ошибок)
5. Тылланувовы и др**.** Моделирование квантово-классических гибридных систем // Проблемы вычислительной и прикладной математики. - 2025. - № 1. - С. 45–52 (Гибридные архитектуры)

УДК 574/577

БИОТОПИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СЕРОЙ ВОРОНЫ *(CORVUS CORNIX)* И ДОМОВЫЙ ВОРОБЕЙ *(PASSER DOMESTICUS)* КАК СИНАНТРОПНЫХ ПТИЦ НА ТЕРРИТОРИИ ПАРКОВ КАЛИНИНСКОГО РАЙОНА ГОРОДА УФЫ, РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Б.А. Узорова

(ФГБОУ ВО НГУ, г. Нижневартовск, кафедра экология, факультет экологии и инжиниринга, аспирант 5 курса)

А.А. Кулагин

(ФГБОУ ВО НГУ, г. Нижневартовск, д.б.н., профессор кафедры экологии, факультета экологии и инжиниринга)

Аннотация. Синантропные животные - дикие животные, активно использующие плоды жизнедеятельности человека, часто обитающие непосредственно в жилище человека. В настоящее время в мире наблюдается тенденция к увеличению численности синантропных животных. Одними из наиболее распространенных групп таких
животных являются птицы. Синантропные виды птицы от других видов отличаются более высокой плотностью, что часто создает серьезные проблемы.

Возросшее внимание к изучению проблем городской среды и накопление многочисленных сведений, касающихся приспособлений птиц к существованию в тесном контакте с человеком, способствовали возникновению особого научного направления в орнитологии, изучающего авифауну урбанизированных ландшафтов [1].

Ключевые слова: биотоп**,** синантропные, антропогенные, ландшафт, серая ворона, домовой воробей, биоиндикация.

UDC 574/577

BIOTOPIC DISTRIBUTION OF THE GREY CROW (CORVUS CORNIX) AND THE HOUSE SPARROW (PASSER DOMESTICUS) AS SYNANTHROPIC BIRDS IN THE PARKS OF THE KALININSKY DISTRICT OF THE CITY OF UFA, REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

B.A. Uzorova

(FGBOU VO NSU, Nizhnevartovsk, Department of Ecology, Faculty of Ecology and Engineering, 5th year postgraduate student)

A.A. Kulagin

(FSBEE HE NSU, Nizhnevartovsk, Doctor of Biological Sciences, Professor of the Department of

Abstract. Synanthropic animals are wild animals that actively use the fruits of human activity, and they often live directly in human dwellings. Currently, there is a global trend towards an increase in the number of synanthropic animals. Birds are one of the most common groups of such animals. Synanthropic bird species have a higher density than other species, which often causes serious problems.

The increased attention to the study of urban environment problems and the accumulation of numerous data concerning the adaptations of birds to the existence in close contact with humans have contributed to the emergence of a special scientific field in ornithology, which studies the avifauna of urbanized landscapes [1][2]..

Keywords: biotope, synanthropic, anthropogenic, landscape, gray crow, house sparrow, bioindication.

Целью исследования являлось изучение распространения Серой вороны *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)* как биоиндикация изменения антропогенных ландшафтов (динамика численности и плотности птиц в биотопах) на территориях парков в Калининском районе города Уфа.

Задачи исследования:

1) Изучение вида Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)* на территории в Калининском районе города Уфы (2019-2025 года).

2) Исследование особенности сезонной динамики численности вида Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)* на территории парков в Калининском районе города Уфы на территориях с разной степенью антропогенной нагрузки (2019-2025 года).

3) Оценка динамики численности и экологии вида Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)* в различных биотопах города Уфы.

4) Выявить орнитологические изменения в парках в Калининском районе города Уфы за последние пять лет.

Объекты, материалы и методы исследований

Объектом исследования послужил следующий отряд Воробьинообразные *(Passeriformes)*: Серая ворона *(Corvus cornix)* относящийся к семейству Врановых *(Corvidae)*, Домовой воробей *(Passer domesticus)* к семейству Воробьиновые *(Passeridae)*.

Расчет плотности населения. Следующим этапом обработки данных является расчет плотности населения птиц ***(N)*** каждого вида в особях на 1 км^2 территории.

Расчет ведется для каждого из встреченных видов отдельно по формуле:

$$N=n_1*40+n_2*10+n_3*3+n_4/L,$$

где n_1, n_2, n_3, n_4 — число особей, зарегистрированных соответственно на расстояниях 0-25 м (близко), 25-100 м (недалеко), 100-300 м (далеко), 300-1000 м (очень далеко); ***40, 10, 3*** — коэффициенты, “расширяющие” полосу учета до 1 км.; ***L*** — расстояние, пройденное на учете в км.

Полученные для каждой полосы обнаружения произведения суммируются и записываются в графу $\sum n$ выборки. Для птиц, встреченных летящими, пройденное расстояние заменяется на суммарное время учета в часах ***(H)***, помноженное на ***30*** км/час (средняя скорость полета птицы):

$$N=n_1*40+n_2*10+n_3*3+n_4/H*30$$

В графе ***N*** данные по плотности “сидящих” и “летящих” птиц суммируются.

Данные о плотности населения вида (в особях на 1 км^2) являются основным первичным материалом и составляют основу для предварительных научных выводов и дальнейших исследований (Равкин, 1967; Равкин, Доброхотов, 1963).

Шкала статусов по плотности птиц (ос./км^2): 0,01-2 (РР)-очень редкие; 2,01-7 (Р)-редкие; 7,01-20 (Мл)-малочисленные; 20,01-60 (Об)-обычные; 60,01-90 (Мн)-

многочисленные; 90,01-100 (Ом)- очень многочисленные [3].

Статистическая обработка.

Учеты и обработка материалов осуществлялись по методике, предложенной А. Н. Кузякиным (1962). Расчет плотности каждого вида производился в парах на 1 км^2 (в гнездовое время) или в особях на 1 км^2 (зимой) по следующей формуле:

$$D_{\text{вида}} = \frac{nL}{a}$$

где ***n*** - количество фактически учтенных птиц на 1 км пути (в гнездовое время поющий самец условно принимался за пару птиц), ***L*** - величина, зависящая от ширины полосы обнаружения вида, ***a*** - активность вида.

Коэффициент сходства видового состава Жаккара рассчитывали по формуле:

$$K = \frac{c}{(a+b)-c}$$

где ***K*** - коэффициент, ***a*** - количество видов на первой пробной площадке, ***b*** - количество видов на второй пробной площадке, ***c*** - количество видов, общих для первой и второй площадок.

Вычисление индекса Симпсона производилось по формуле:

$$C = \Sigma(n_i/N)^2$$

где ***n*** - обилие i-го вида, N - суммарное обилие видов.

Индекс Шеннона вычислялся по формуле:

$$H = -\Sigma \frac{n_i}{N} log_2 \frac{n_i}{N}$$

где n_i- средняя плотность населения вида ***i***; ***N*** - суммарная плотность населения птиц.

Стандартная ошибка среднего. Эта ошибка вычисляется путем деления стандартного отклонения выборки на квадратный корень от количества элементов выборки.

$$M = \frac{\Sigma(S*P)}{n},$$

где ***S (варианты)*** – отдельное количество вырождении признаков, ***P (частоты)*** – числа, показывающие, сколько раз повторяются варианты, ***n*** -число исследуемых.

Результаты исследования и их обсуждение

Наблюдение проводили еженедельно в будние и выходные дни в утреннее (8:00-10:00), дневное (12:00-15:00) и вечернее (18:00-21:00) время в течение сезонов 2020-2025 года на 5 территориях парков города Уфы в Калининском и Орджоникидзевском районе*:* 1 - «им. Н. Ф. Гастелло»; 2 - «Первомайский»; 3 - «Победы»; 4 - «им. М. И. Калинина»; 5 - «Нефтехимиков».

Исследованы парки были разбиты на три маршрута каждый продолжительность каждого 1,5 км\час (в гнездовой сезон) и 2 км\час (зимой). Период исследования был разбит на три сезонных этапа*:* август-ноябрь (2020-2025 года), декабрь-март (2020-2025 года), апрель-июль (2019-2025 года)[4]

Таблица 1 - Показатели биологического разнообразия синантропных птиц на территории парков Калининского района города Уфы за 2019-2025 годы.

Период исследований	Количество синантропных птиц (ос.)	Индекс разнообразия Шеннона (H)	Индекс доминирования Симпсона (D)	Доверительные интервалы и показатели среднего значения (tm)	Ошибка значения плотности (M)
август-ноябрь					
2019-2020 гг	1427	0,0007	0,0034	24,5	5,5
2021-2022 гг	1647	0,0006	0,0030	26,6	6
2023-2025 гг	1753	0,0005	0,0030	29,5	5,9
декабрь-март					
2019-2020 гг	1247	0,0008	0,0004	30,3	4,9

2021-2022 гг	1336	0,0007	0,003	32,4	5,9
2023-2025 гг	1235	0,00062	0,004	33,32	6,6
апрель-июль					
2019-2020 гг	1662	0,0005	0,0036	31	3,9
2021-2022 гг	1657	0,0009	0,003	32,6	6,9
2023-2025 гг	1958	0,00052	0,0025	34,1	7.9

Как видно рисунка 1, самый низкое показателя значение в августе-ноябре (2024 - 2025 гг.) - 0,0005. Самое высокое значение в апреле-июле (2020 - 2023 гг.) - 0,00062.

Остальные показатели за периоды август-июль (2020 - 2025 года) варьируются в пределах норм 0,0007 - 0,00052. Это указывает на то, что Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домовой воробей *(Passer domesticus)* синантропные птицы, которые являются доминирующими в экосистеме данных парков в Калининском районе, города Уфы, Республики Башкортостан.

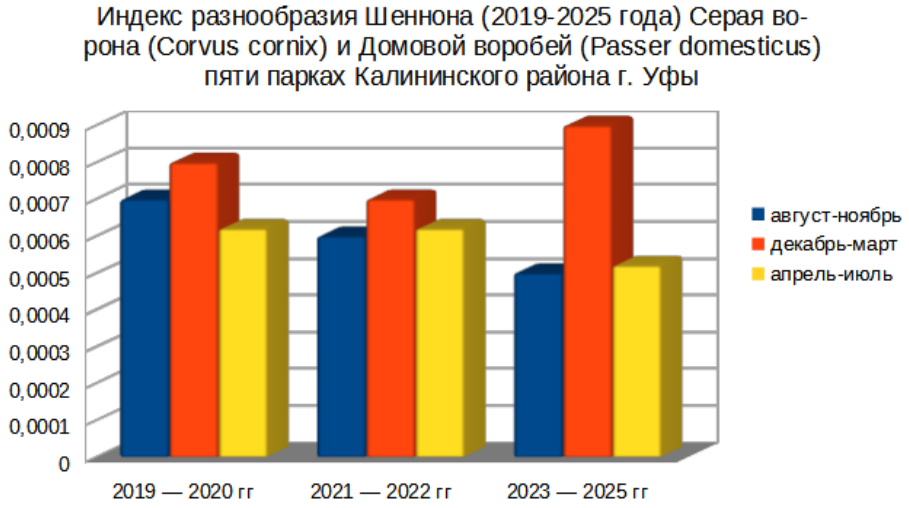


Рисунок 1 - Индекс разнообразия Шеннона (2019-2025 года)

Из приведенных данных в рисунке 2 Индекса доминирования Джини-Симпсона, что самое низкое значение декабрь-июль (2022 - 2023 гг.) - 0,003. Самые большие показатели значения апрель-июль (2020 - 2021 гг.) - 0,0036. Остальные показатели за периоды август-июль (2020 - 2025 года) варьируются в пределах норм 0,004 - 0,0025. Это указывает на то, что Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домовой воробей *(Passer domesticus)* синантропные птицы, которые являются доминирующими в экосистеме данных парков в Калининском районе, города Уфы, Республики Башкортостан.

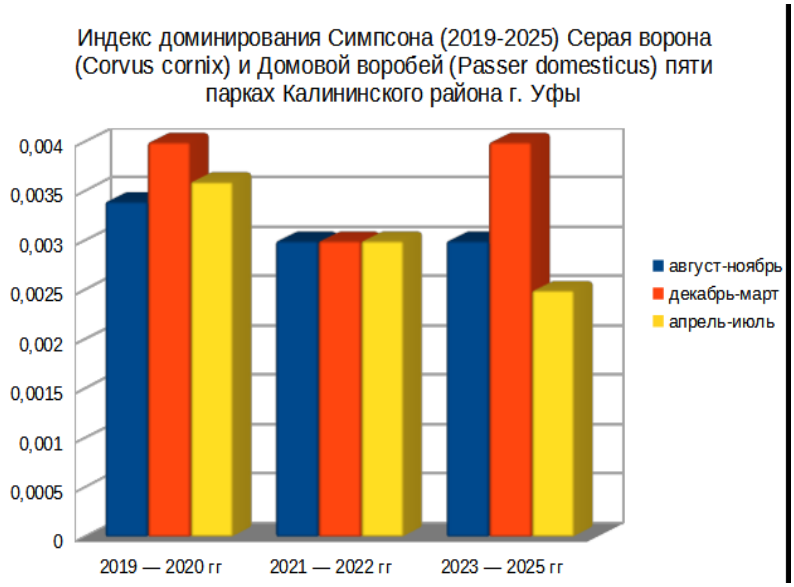


Рисунок 2- Индекс доминирования Симпсона (2019-2025 года)

Как видно из рисунка 3. Доверительный интервал (%) Серой вороны *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus),* следует что доверительные интервалы показывают, что популяции этих птиц остаются стабильными, однако наблюдаются различия в уровне населения в разные временные промежутки. Статистические данные:

- Самый высокий доверительный интервал: 34,1% (апрель-июль 2024-2025 год).
- Самый низкий доверительный интервал: 24,5% (август-ноябрь 2020-2021 год).
- Остальные показатели за периоды август-июль (2020-2025 года) варьируются в пределах норм 26,6-33,32(%).

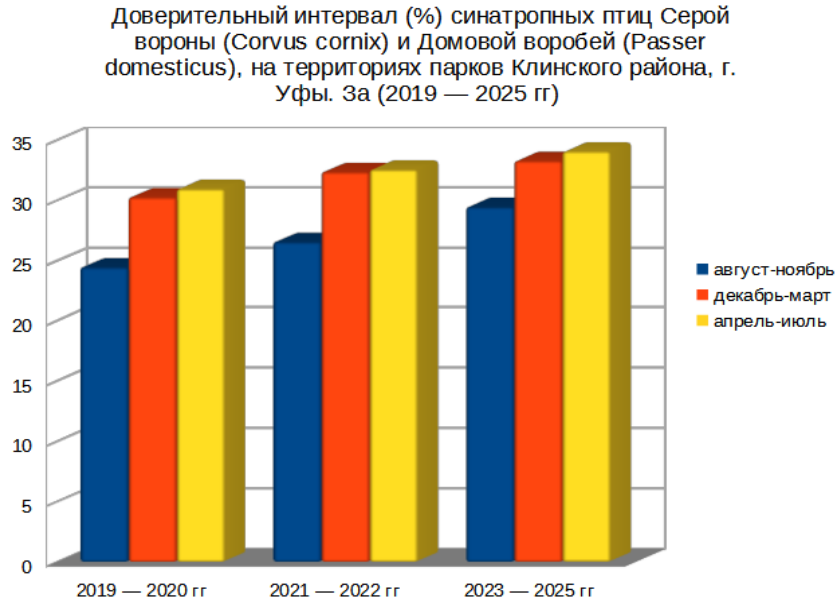


Рисунок 3 - Доверительный интервал (%) (2019-2025 года)

Эти данные могут быть полезны для оценки состояния экосистем, в которых обитают синантропные птицы, и для разработки мер по охране и управлению их популяциями. Более узкие доверительные интервалы свидетельствуют о более точных оценках, что может быть связано с большим количеством наблюдений или более однородной выборкой в некоторых периодах.

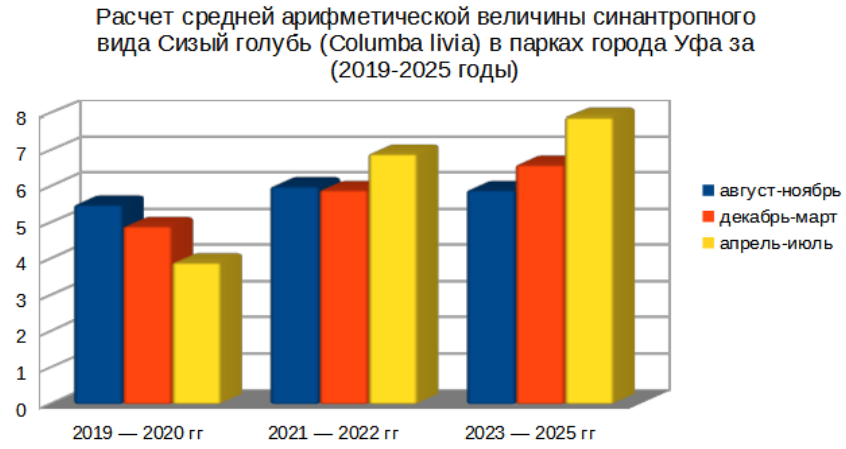


Рисунок 4 - Расчет средней арифметической вылечены (2019-2025 года

Значение Серой вороны *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)* в природе и жизни человека на территории Калининского района города Уфа

В Калининском районе Уфы растет численность серой вороны и домового воробья, которые создают как пользу, так и проблемы для жителей. Для их минимизации можно предложить:

1. Улучшить систему утилизации мусора, регулярно убирать свалки и устанавливать закрытые контейнеры.
2. Ограничить места гнездования с помощью антипатичных сеток и других устройств.
3. Информировать жителей о влиянии шума птиц на качество жизни, особенно во время гнездования.
4. Проводить образовательные программы о роли птиц и важности баланса между людьми и природой.
5. Создать систему мониторинга численности птиц для оценки необходимости контроля.

Комплексный подход поможет улучшить условия жизни и сохранить экологическое равновесие в городе.

Заключение

Нами рассмотрено биотопическое распределение Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домовой воробей *(Passer domesticus)* на территории парков Калининского района города Уфы Республики Башкортостан.

1. На территории 5 парков Калининского найдена и зафиксировано два вида наиболее распространенных видов птиц.
2. Чем выше значение индекса Шеннона, тем выше уровень видового разнообразия. Если индекс равен 0, то в сообществе присутствует только один вид. Это свидетельствует о не равномерном распределения признаков Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домовой воробей *(Passer domesticus)* в пяти парках Калининского района города Уфы.

В весенне-летний период за 2020-2025 года индекс приближен к 1. Это свидетельствует равномерном распределению признаков Серая ворона *(Corvus cornix)* и Домовой воробей *(Passer domesticus*) в пяти парках Калининского района города Уфы.

3. Уровень биоразнообразия в парках Калининского района Уфы варьируется. Индекс Джини-Симпсона оценивает разнообразие видов: значения близкие к 1 — высокое разнообразие, к 0 — преобладание нескольких видов. Если индекс показывает доминирование Серой вороны *(Corvus cornix)* и Домового воробья *(Passer domesticus)*, это признак низкого разнообразия и экологической несбалансированности. Для оценки здоровья экосистем важно учитывать факторы, влияющие на биоразнообразие: урбанизацию, климат, изменения среды обитания и человеческое вмешательство.
4. Парки Калининского района Уфы благоприятны для Серой вороны и Домового

воробья. Высокий уровень взаимодействия человека и природы обеспечивает достаток пищи, включая остатки еды, кормушки и насекомых. Отсутствие серьезных природных врагов и наличие мест для гнездования способствуют увеличению численности этих видов. Парки поддерживают биоразнообразие и успешную адаптацию синантропных птиц к городской среде.

5. Антропогенная нагрузка в парках Калининского района Уфы оказывает двойственное влияние на птиц: регулярное посещение создает кормовые ресурсы, но вызывает стресс и снижает численность, особенно в периоды размножения. Сезонные изменения влияют на миграцию, а зимой снежные условия затрудняют поиск пищи, особенно для синантропных видов. Снижение посещаемости уменьшает кормушки и места для гнездования. Рекомендуется зимой создавать укрытия и кормушки, а летом поддерживать разнообразие корма и учитывать шум для улучшения условий обитания птиц.

Список использованных источников:

1. Домовый воробей (Passer domesticus) использует для гнездования элементы декоративной светотехники/С.Н. Баккал//Русский орнитологический журнал. – 2014 - №23. – с. 2999 – 3004

2. Альбинизм в городских популяциях домовых и полевых воробьев (Passer domesticus и Passer montanus)/А.В. Барановский//Поведение, экология и эволюция животных: Сб. науч.трудов кафедры экологии РГПУ. – Рязань, 2002 – с. 8 – 11

3. Механизмы экологической сегрегации домового (Passer domesticus) и полевого (Passer montanus) воробьев/А.В. Барановский//Русский орнитологический журнал. – 2003 – №241. – с. 1207 – 1218

4. Зимняя орнитофауна лесостепной зоны Предуралья Башкирии/В.А. Валуев//Материалы к распространению птиц на Урале, в Приуралье и Западной Сибири. – Челябинск, 2002 – с. 67 – 68

УДК 004.942

МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ФИЗИКИ

Д. Р. Хайруллин

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)

Ф.А. Ихсанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В работе рассматривается разработка мобильного приложения для решения задач математической физики на примере волнового уравнения. Реализованы методы Даламбера и Фурье для задач с различными начальными и граничными условиями. Разработана математическая модель вычисления коэффициентов ряда Фурье и алгоритм автоматической генерации решения. Программная реализация выполнена на языке Kotlin с использованием WebView и библиотеки MathJax для визуализации формул. Проведён анализ корректности вычислений и возможностей применения приложения в образовательном процессе.

Ключевые слова: волновое уравнение, метод Фурье, метод Даламбера, математическое моделирование, мобильное приложение, Android.

UDC 004.942

MOBILE APPLICATION FOR SOLVING PROBLEMS OF MATHEMATICAL PHYSICS

D. R. Khayrullin

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr.MGR12-25-11)

F.A. Ihsanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. This paper presents the development of a mobile application for solving problems of mathematical physics using the wave equation as an example. The D'Alembert and Fourier methods are implemented for problems with various initial and boundary conditions. A mathematical model for calculating Fourier series coefficients and an algorithm for automatic solution generation are developed. The software is implemented in Kotlin using WebView and the MathJax library for formula visualization. The correctness of calculations and the applicability of the application in education are analyzed.

Keywords: wave equation, Fourier method, D'Alembert method, mathematical modeling, mobile application, Android.

В курсе математической физики волновое уравнение занимает центральное место, поскольку описывает широкий круг колебательных процессов – от вибрации струн до распространения звуковых волн. Классический вид этого уравнения хорошо известен:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial t^2} - a^2 \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = 0$$

где U(x,t) – это смещение точки среды в момент времени t, a – скорость распространения волны.

Сложность для студентов часто заключается не столько в понимании физики процесса, сколько в громоздких математических выкладках, сопровождающих поиск решения. В связи с этим была поставлена цель: разработать инструмент, который не просто выдает ответ, но и демонстрирует ход рассуждений, автоматизируя рутинные операции интегрирования и разложения в ряд.

1. Обзор реализованных методов решения

В разработанном приложении заложены два подхода, выбор которых зависит от постановки задачи.

Метод Даламбера удобен для случаев, когда мы имеем дело с бесконечной или полубесконечной прямой. Его физическая интерпретация — это суперпозиция двух волн, распространяющихся в противоположных направлениях. В программной реализации этот метод сведен к автоматической подстановке начальных функций $\varphi(x)$ и $\psi(x)$ в классическую формулу:

$$U(x,t) = \frac{\varphi(x-at) + \varphi(x+at)}{2} + \frac{1}{2a}\int_{x-at}^{x+at} \psi(z)dz - \text{формула Даламбера}$$

Метод Фурье (разделение переменных) применяется для задач, ограниченных пространственным интервалом, например, для струны с закрепленными концами. В этом случае решение ищется в виде бесконечного тригонометрического ряда:

$$U(x;t) = \sum_{n=1}^{\infty} \left(a_n \cos\frac{a\pi n}{l}t + b_n \sin\frac{a\pi n}{l}t\right) sin\frac{n\pi x}{l}dx$$

Коэффициенты ряда определяются по формулам:

$$a_n = \frac{2}{l}\int_0^l \varphi(x) sin\frac{n\pi x}{l}dx$$

$$b_n = \frac{2}{a\pi n}\int_0^l \psi(x) sin\frac{n\pi x}{l}dx$$

где φ(x) и ψ(x) – начальные условия.

2. Особенности программной реализации

Основной акцент при разработке делался на то, чтобы приложение могло выступать в роли обучающего помощника. Для этого была создана математическая модель, которая работает с полиномиальными функциями: она способна распознавать введенные выражения, выполнять символьное дифференцирование и интегрирование для нахождения коэффициентов Фурье.

Алгоритм работы приложения построен следующим образом:

1. Пользователь задает начальные условия и границы области.
2. Система определяет корректный метод решения (Даламбера или Фурье).
3. Выполняется вычисление коэффициентов ряда (при необходимости).
4. Генерируется итоговая формула с подставленными значениями.
5. Результат выводится на экран с промежуточными преобразованиями.

Разработка велась в среде Android Studio с использованием языка Kotlin. Поскольку математические формулы в коде выглядят громоздко, а их читаемость критична, было принято решение использовать компонент WebView. В связке с библиотекой MathJax это позволяет рендерить формулы в формате LaTeX в реальном времени. Такой подход обеспечивает высокое качество отображения даже сложных конструкций с интегралами и суммами.

3. Тестирование и результаты

Проверка работоспособности осуществлялась на ряде тестовых примеров. Для каждого набора начальных условий вычисления, проведенные приложением, сравнивались с эталонными аналитическими решениями. Расхождений выявлено не было, что подтверждает корректность заложенных алгоритмов символьных вычислений. Примеры экранных форм приложения в процессе работы показаны на рисунке 1.

Заключение

Разработанное мобильное приложение показало свою эффективность как инструмент для автоматизации расчетов. Оно позволяет снизить вероятность арифметических ошибок при вычислении интегралов и коэффициентов, что особенно полезно при самостоятельной подготовке к практическим занятиям по математической физике.

В дальнейшем планируется расширить функционал: добавить поддержку уравнения теплопроводности, реализовать графическую визуализацию колебаний (построение графиков U(x,t)$U(x,t)$) и добавить возможность экспорта готовых решений в PDF.

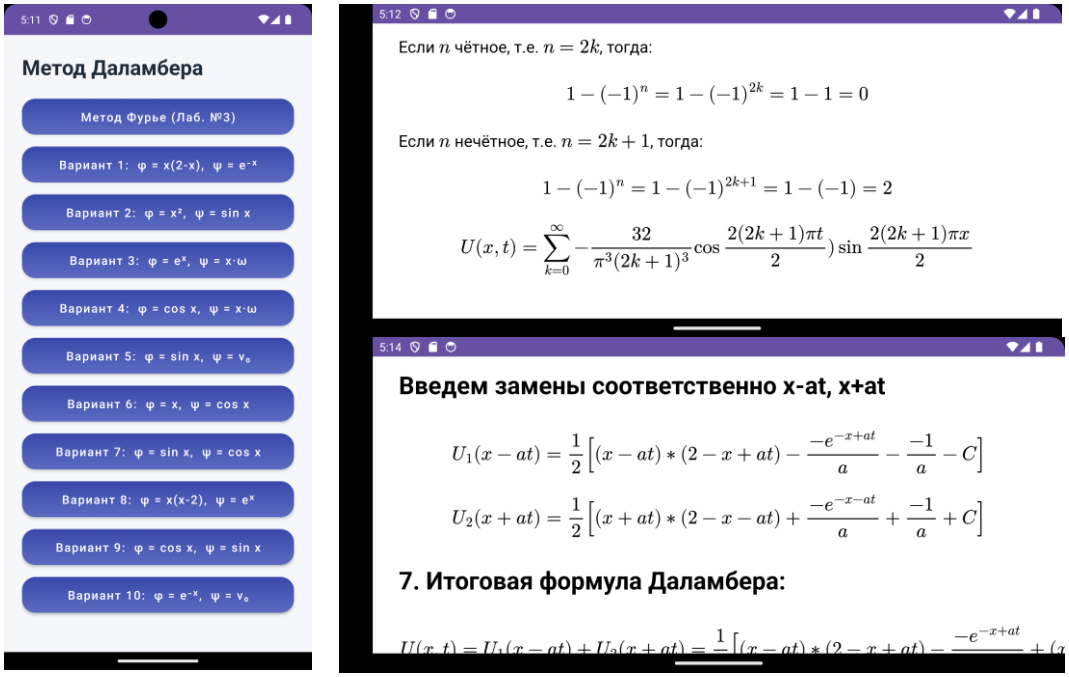


Рисунок 1 – Экраны приложений

Список использованных источников:

1. Ихсанова Ф. А. Построение виртуальной лаборатории нахождения числовых характеристик в математической статистике в MS Excel / Ф.А. Ихсанова, А.У. Бойжигитов, Р.Р., Юсупов, А.В., Шайдуллин, А.А Ситников // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием/ коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 862-865. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020 (дата обращения: 10.04.2023).

2. Ихсанова Ф.А., Зарафутдинов Р.Д., Буравова В.В, Калигин А.А., Асоян А.Ю, Смагин А.А. Прогноз показателей разработки месторождения Башкортостана // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2025: сборник трудов С56 международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: УГНТУ, 2025. – С. 168-173.

3. Ихсанова Ф А. Проектная работа в составе временных творческих коллективов на основе синергетического подхода в обучении. Актуальные вопросы высшего образования – 2018 [Текст]: материалы Международной научно-методической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – С.59-62. (31 октября 2018 г.)

4. Ихсанова Ф. А. Синергетический подход в организации практико-ориентированного обучения студентов нефтяного профиля [Текст] /Ф. А. Ихсанова // Актуальные вопросы инженерного образования-2016: сборник научных трудов международной научно-методической конф., посвященный 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: /отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – С. 227-231.

5. Ихсанова, Ф.А. Применение анимации в системе Mathematica на практических занятиях по математике в вузе [Текст] / Ф.А. Ихсанова // Казанская наука. – 2010. – № 8. – С. 655-658.

УДК 622.691.4

ВНЕДРЕНИЕ ДЛС-КС - СТАЦИОНАРНОГО ЛАЗЕРНОГО ДЕТЕКТОРА МЕТАНА В ШАРАНСКОМ ЛПУМГ

А.Р. Хасанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

А.А. Галиуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-25-12)

Аннотация. В данной работе рассмотрено воздействие объектов газовой отрасли в России на окружающую среду. Проводился анализ структуры и динамики выбросов загрязняющих веществ. Выявлены причины изменения объемов выбросов. Предложено внедрение стационарного лазерного детектора метана для снижения эмиссии.

Ключевые слова: метан, охрана атмосферного воздуха, природоохранные мероприятия, лазерный детектор метана.

UDC 622.691.4

INTRODUCTION OF DLS-KS - A STATIONS-BASED LASER DETECTOR OF METHANE IN SHARANSKY LPMG

A.R. Khasanova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, teacher)

A. A. Galiullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-25–12)

Abstract. This paper examines the impact of gas industry facilities in Russia on the environment. It analyzes the structure and dynamics of pollutant emissions. The paper identifies the causes of changes in emission volumes. It proposes the implementation of a stationary methane laser detector to reduce emissions.

Keywords: methane, atmospheric air protection, environmental measures, methane laser detector.

Газовая отрасль экономики России представляет собой сложную систему, включающую в себе добычу, транспортировку, хранение и переработку газа. Несмотря на экологические превосходства при использовании газа по отношению к другим видам топлива, объекты ветви прямо или косвенно оказывают негативное воздействие на окружающую среду, отличное по своей значимости на этапах строительства и эксплуатации.

Разработка месторождений, жилищное строительство газопроводов большой протяженности приводит к образованию новых существенных по площади техногенных ландшафтов. В результате отчуждения территорий под строительства сокращаются площади лесов, сельскохозяйственных угодий, оленьих пастбищ. При прокладке трубопроводов случается активное воздействие на почвенный слой, нарушаются и загрязняются водные системы, наносится титанический ущерб всему растительному и животному миру. Эксплуатация трубопроводов вдобавок приводит к загрязнению почв, поверхностных и подземных вод, приземного слоя атмосферы. Основной загвоздкой становится выброс в атмосферу продуктов сгорания газотурбинных аппаратов - оксидов углерода, оксидов азота, углеводородов. Огромный убыток наносят потери природного газа, которые происходит по каждой технологической цепочке.

Целью работы является оценка воздухоохранной работы Шаранского ЛПУМГ.

Шаранское ЛПУМГ (Шаранское линейное производственное регулирование магистральных газопроводов) является подразделением общества с ограниченной ответственностью (ООО) «Газпром трансгаз Уфа», осуществляющим транспортировка природного газа по МГ и снабжающим населенные пункты и предприятия естественным газом с заданным давлением.

Выполнение требований законодательства в области охраны находящейся вокруг среды при осуществлении основной деятельности по транспорту и распределению естественного газа- приоритетная задача ЛПУМГ, которую в пределах собственных должностных полномочий реализует служба лабораторного контроля и охраны находящейся вокруг среды.

Шаранское ЛПУМГ ООО "Газпром трансгаз Уфа" является предприятием 2 группы.

Шаранский район территориально расположен в Предуральской степной зоне и снаружи представляет собой чередование холмов и равнинных участков, перерезанных большим колличеством оврагов и поймами рек Сюнь, Ик и Шаранка. Одну четвёртую частность территории района занимают смешанные леса.

Газораспределительные станции (ГРС) предуготовлены для подачи газа потребителям (населенным пунктам, промышленным фирмам) в заданном количестве, с определенным давлением, необходимой степенью чистки, одоризации. Типовой комплекс оборудования включает в себя: подогрев газа (высота дымовой трубы - 4 м., диаметр 0,2 м.), блок чистки, блок одоризации, блок переключения, блок редуцирования, блоки КИПиА, узел учета.

Газ по входному трубопроводу поступает в блоки подогрева, где нагревается до температуры, исключающей гидратообразование при редуцировании. Подогретый газ проходит чрез блок очистки, где из него удаляются механические примеси, конденсация. В блоке редуцирования снижается давление газа. В блоке одоризации к газу прибавляют одорант СПМ, в узле учета осуществляется коммерческий учет газа.

Газ одорируется капельным одоризатором соразмерно его расходу. Содержание одоранта регламентировано и составляет 30 г на 1000 м3. Запас одоранта сберегается в подземной емкости, откуда методом передавливания (газом невысокого давления) подается в рабочий бачок. Для предотвращения выбросов одоранта ГРС оборудованы эжекторными установками, использование информации которых полностью исключает попадание паров одоранта в атмосферу.

Для подготовки газа применяются подогреватели газа, для технологических нужд -

котлоагрегаты. Газ до одоризации подвергается чистке от механических примесей и влаги.

ГРС эксплуатируется непрерывно в течение возраст.

В атмосферу от источников предприятия поступает 36 загрязняющих веществ, в том количестве 26 газообразных и жидких и 10 твердых, образующих 7 групп веществ, владеющих эффектом комбинированного вредного действия. Подлежат нормированию 37 засоряющих веществ. Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на объектах КС, ГРС и МГ Шаранского ЛПУМГ считаются газоперекачивающие агрегаты, пылеуловители, сепараторы, адсорберы, подогреватели, котлы, одоризационные установки. По рисунку 1 позволительно увидеть, что в большой степени на предприятии образуются загрязняющие препарата 3 класса опасности.

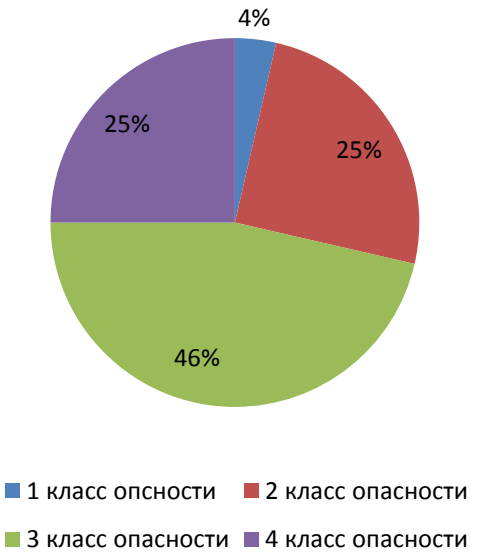


Рисунок 1 - Соотношение загрязняющих веществ по классам угрозыи

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух при эксплуатации объектов, считаются природный газ –метан (CH_4), оксиды азота (NO, NO_2) и оксид углерода (CO). Соотношение выбросов приоритетных засоряющих веществ представлено на рисунке 2.

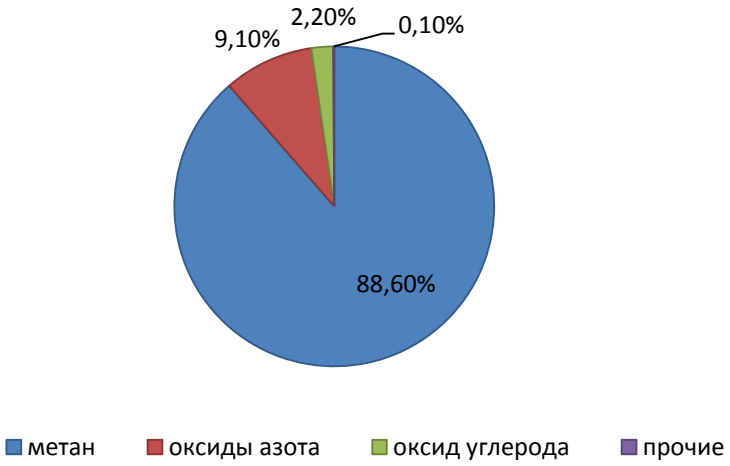


Рисунок 2 - Соотношение выбросов засоряющих веществ в атмосферу за 2022 год.

Анализ структуры выбросов по Шаранскому ЛПУМГ проявляет, что основная доля приходится на метан (88,6%).

Форму № 2-ТП (воздух) предполагают предприятия и их обособленные подразделения, имеющие стационарные источники выбросов пагубных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух. По данным статотчетов за 2021-2023 лета на рисунке 3 представлена динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

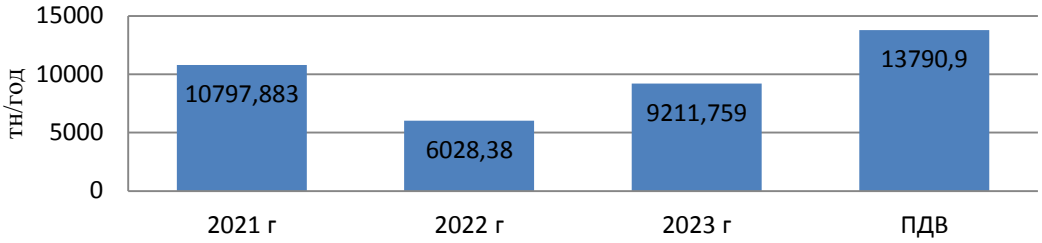


Рисунок 3 - Динамика выбросов засоряющих веществ в атмосферу

Уменьшение объема загрязняющих веществ в атмосферные осадки воздух за 2022 год по сравнению с 2021 годом объясняется меньшей наработкой ГПА, проведением наименьшего количества работ, связанных со стравливанием природного газа на магистральных газопроводах при капитальных ремонтах, а вдобавок предварительной выработкой газа из отключаемых участков газопровода и научно-технических коммуникаций на ГРС перед проведением ППР.

Увеличение объема выбросов засоряющих веществ в атмосферный воздух за 2023 год связано с увеличением объема ремонтных дел на линейной части магистральных газопроводов.

В качестве природоохранного события было предложено внедрение системы контроля утечек естественного газа «ДЛС-КС - стационарного лазерного детектора метана»

Детектор состоит из оптического блока, шкафа с сетевым оборудованием, кои имеют исполнение для установки на взрывоопасных объектах и автоматическое рабочее места оператора. Дистанционный лазерный детектор «ДЛС-КС» обнаруживает метан в атмосферном воздухе и непроизвольно оповещает о превышении концентрации его свето-звуковой сигнализацией. Система мерит концентрацию метана в воздухе, зондируемом лучом лазера, каковой отражается топографическим объектом (земля, трава, деревья, битум, кирпич, и т.д.), находящимся на расстоянии 20 – 150 метров от прибора.

Принцип воздействия прибора основан на свойстве метана поглощать лазерное радиоактивное излучение определенных длин волн, (так называемые полосы поглощения). При данном лазер излучает в импульсном режиме с длительностью импульсов 300 мксек, а пикет волны излучения сканируется в течение импульса в окрестности одной из мощных линий поглощения. Часть лазерного излучения, рассеянного объектом, намерен приемным зеркалом и фокусируется на фотоприемнике. При обработке сигнала фотоприемника в рС вычисляется концентрация на оптическом пути от прибора до объекта и выводится на холст монитора в режиме реального времени с сохранением в памяти рС. При помощи программного обеспечения, можно получать пространственное разверстка метана в окрестности места утечки с привязкой к координатам.

Эколого – финансовое обоснование внедрения «ДЛС-КС - стационарного лазерного детектора метана» показана полномочия снижения эмиссии углеводородов на 60%, затраты на проведение охранного события составят более 3,5 млн рублей.

Список использованных источников:

1. Хасаншин Р. Р. Проблемы экологии в нефтехимии / Р. Р. Хасаншин, А. Р. Хасанова, Д. И. Ахметшина // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш.

Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 371-374. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931 (дата обращения: 11.04.2026). –23.

2. Analysis of materials for hydrogen storage and transportation / G. I. Garifullina, Kh. N. Yagafarova, R. I. Azigamov, A. A. Gilmanov // Third International Scientific and Practical Symposium on Materials Science and Technology (MST-III 2023), Dushanbe, 25–27 октября 2023 года. Vol. 12986. – Washington: SPIE-SOC PHOTO-OPTICAL INSTRUMENTATION ENGINEERS, 2024. – P. 1298616. – DOI 10.1117/12.3018055. – EDN BLQXWU.

3. Ягафарова, Х. Н. Коррозионное разрушение насосно-компрессорных труб и методы их защиты / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1092-1097. – EDN FLODGT.

4. Сурков Д. К. Роль водорода в стресс-коррозии / Д. К. Сурков, Д. Р. Амельченко, А. Р. Хасанова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 700-706. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830.

5. Хасаншин Р. Р. Электрохимическая защита магистральных трубопроводов / Р. Р. Хасаншин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 443-447. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

6. Идиятуллин Р. Ф. Экологические проблемы добычи и переработки нефти и пути их решения / Р. Ф. Идиятуллин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 948-951. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

7. Забойные телесистемы: предназначение, решаемые проблемы, практическое применение / Б. Р. Шакиров, Д. И. Ахметшина, А. Р. Хасанова, Э. Р. Саитгалина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 1010-1015. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

8. Хасанова А. Р. Стресс-коррозия / А. Р. Хасанова, В. Р. Галиев // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 368-371. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931 (дата обращения: 11.04.2026). – 22.

УДК 615.074

ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА НЕФТИ: АНАЛИЗ И СТАНДАРТИЗАЦИЯ

А.Р.Хасанова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, преподаватель)

Н.Н.Гордиенко

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр ГР-22-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются ключевые химические методы оценки качества нефти, которые имеют большое значение для её добычи, переработки и также её применения. Подробно описаны физико-химические свойства нефти, такие как плотность, вязкость, содержание серы, парафинов и смол, которые влияют на непосредственный выбор методов её переработки.

Ключевые слова: качество нефти, физико-химические свойства, анализ нефти, спектроскопия, хроматография, титриметрические методы, кинетические методы, состав углеводородов, содержание серы, переработка нефти.

UDC 615.074

CHEMICAL METHODS FOR OIL QUALITY ASSESSMENT: ANALYSIS AND STANDARDIZATION

A.R. Khasanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, teacher)
N.N. Gordienko
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-22-11)

Abstract. This article discusses chemical methods for assessing the quality of oil, which are crucial for its extraction, processing and application. The physico-chemical properties of oil, such as density, viscosity, sulfur content, paraffins and resins, which influence the choice of methods of its processing, are described in detail.

Keywords: oil quality, physico-chemical properties, oil analysis, spectroscopy, chromatography, titrimetric methods, kinetic methods, hydrocarbon composition, sulfur content, oil refining.

Нефть является жизненно необходимым для человека ресурсом, и её качество может оказывать значительное влияние на её процессы добычи, переработки и применения. Для выявления физико-химических свойств нефти, анализ её поведения в процессе переработки и оценки экономической ценности необходимо провести оценку качества. В данной статье рассмотрим основные химические методы анализа качества нефти.

Качество нефти можно определить по нескольким характеристикам, среди которых: состав углеводородов, наличие примесей и уровень содержания серы. Важные характеристики, такие как вязкость, плотность, а также содержание парафинов и смол, играют решающую роль при выборе оптимальных методов переработки и применения нефти. Для измерения и анализа этих показателей применяются различные химические методы анализа.

Прежде чем перейти к анализу методов, следует рассмотреть несколько основных характеристик, определяемых при оценке качества нефти:

Плотность: масса единицы объема тела, т.е. отношение массы тела к его объему.

— нефть с плотностью менее 0,83 г/куб.см считается — легкой

— с плотностью от 0,83 до 0,86 г/куб.см — средней

— более 0,86 г/куб.см — тяжелой

Вязкость: Влияет на транспортировку нефти по трубопроводам и может изменяться в зависимости от температуры.

Содержание серы: Высокий уровень серы может привести к коррозии оборудования.

Содержание парафинов и смол: Оказывает влияние на физические свойства нефти и её способность к переработке. Очень сильно влияют на вязкость нефти.

Спектроскопия - изучение спектров электромагнитного излучения, которые возникают при переходах между энергетическими уровнями в атомах и молекулах, а также образованных из них макроскопических объектах. В более широком смысле в спектроскопии занимаются изучением спектров различных видов излучения. Спектроскопия является одним из наиболее распространенных аналитических методов, позволяющим исследовать состав нефти на молекулярном уровне.

К основным способам спектроскопии относятся:

Инфракрасная спектроскопия (IR): раздел спектроскопии, изучающий

взаимодействие инфракрасного излучения с веществами.

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР): резонансное поглощение или излучение электромагнитной энергии веществом, содержащим ядра с ненулевым спином во внешнем магнитном поле, на частоте ν (называемой частотой ЯМР), обусловленное переориентацией магнитных моментов ядер.

Масс-спектрометрия (МС): метод исследования и идентификации вещества, позволяющий определять концентрацию различных компонентов в нём (изотопный, элементный или химический состав). Основой для измерения служит ионизация компонентов, позволяющая физически различать компоненты на основе характеризующего их отношения массы к заряду и, измеряя интенсивность ионного тока, производить отдельный подсчёт доли каждого из компонентов (получать масс-спектр вещества).

Хроматография позволяет определить качественный и количественный состав органических веществ, в том числе летучих углеводородов и биологических жидкостей. Хроматографический анализ используется практически во всех сферах производства, в фармацевтике, медицине, а также для обеспечения социальной безопасности. Большое разнообразие и специфика метода обуславливает его широкое распространение. Хроматографические методы, такие как газовая и жидкостная хроматография, активно используются для анализа сложных смесей углеводородов в нефти.

Газовая хроматография (ГХ): это вариант хроматографии, в котором подвижной фазой является инертный газ (газ-носитель), протекающий через неподвижную фазу, обладающую большой поверхностью. Эффективна для разделения легковоздушных компонентов. Метод позволяет измерить содержание углеводородов различной длины цепи и распределение фракций.

Жидкостная хроматография (ЖХ): то метод разделения и анализа сложных смесей веществ, в котором подвижной фазой служит жидкость. Применяется для анализа неконденсируемых компонентов и высокомолекулярных соединений, что имеет значение для определения содержания смол и асфальтенов.

Титриметрические методы позволяют измерять химические свойства нефти, такие как кислотность и щелочность:

Кислотное число: Отражает количество карбоновых кислот и важно для оценки коррозионной способности.

Щелочное число: Определяет содержание оснований, которые могут нейтрализовать кислоты и предотвращают коррозию.

Оценка качества нефти напрямую влияет на её маркетинг и переработку. Нефть с высоким содержанием серы, как правило, имеет более низкую цену по сравнению с более чистыми образцами, которые легче перерабатываются и сжигаются. Анализ вязкости и плотности тоже крайне важен для расчётов по транспортировке нефтепродуктов.

Подводя итог, химические методы оценки качества нефти играют важную роль в переработке и защите окружающей среды. Используя спектроскопию, хроматографию, титриметрические и кинетические методы, мы можем лучше понять состав нефти, выявить примеси и оценить её характеристики, такие как плотность, вязкость и содержание серы. Эти характеристики влияют на экономическую ценность нефти и выбор технологий переработки. В условиях изменяющегося рынка и требований к экологии внедрение современных методов анализа необходимо для улучшения качества нефтепродуктов и повышения их конкурентоспособности.

Список использованных источников:

1. Сурков Д. К. Роль водорода в стресс-коррозии / Д. К. Сурков, Д. Р. Амельченко, А. Р. Хасанова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 700-706. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=46696929&selid=46712830.

2. Хасаншин Р. Р. Электрохимическая защита магистральных трубопроводов / Р. Р.

Хасаншин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 443-447. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

3. Идиятуллин Р. Ф. Экологические проблемы добычи и переработки нефти и пути их решения / Р. Ф. Идиятуллин, А. Р. Хасанова // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 948-951. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

4. Забойные телесистемы: предназначение, решаемые проблемы, практическое применение / Б. Р. Шакиров, Д. И. Ахметшина, А. Р. Хасанова, Э. Р. Саитгалина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 1010-1015. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=46697046&selid=47204020.

5. Хасанова А. Р. Компетентностный подход к обучению студентов технического вуза в условиях реализации стандартов третьего поколения / А. Р. Хасанова, Р. А. Гилязетдинов, Р. Г. Хасанов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 141-145. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47339118.

6. Хасанова А. Р. Применение информационных технологий для проведения дистанционных практических занятий по дисциплине «Химия» / А. Р. Хасанова, Р. А. Гилязетдинов, Р. Г. Хасанов // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 145-148. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=47339118.

7. Хасанова А. Р. Стресс-коррозия / А. Р. Хасанова, В. Р. Галиев // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 368-371. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931 (дата обращения: 11.04.2023). – 22.

8. Хасаншин Р. Р. Проблемы экологии в нефтехимии / Р. Р. Хасаншин, А. Р. Хасанова, Д. И. Ахметшина // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 371-374. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44100931 (дата обращения: 11.04.2023). –23.

9. Хасанова А. Р. Дистанционные образовательные технологии / А. Р. Хасанова, Д. И. Ахметшина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 176-179. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44493646 (дата обращения: 11.04.2023).– 20.

10. Гильмутдинов Д. Р. Проблемы дистанционного обучения в вузах / Д. Р. Гильмутдинов, А. Р. Хасанова // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 180-182. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44493646 (дата обращения: 11.04.2023).– 22.

11. Analysis of materials for hydrogen storage and transportation / G. I. Garifullina, Kh. N. Yagafarova, R. I. Azigamov, A. A. Gilmanov // Third International Scientific and Practical Symposium on Materials Science and Technology (MST-III 2023), Dushanbe, 25–27 октября 2023 года. Vol. 12986. – Washington: SPIE-SOC PHOTO-OPTICAL INSTRUMENTATION ENGINEERS, 2024. – P. 1298616. – DOI 10.1117/12.3018055. – EDN BLQXWU.

12. Ягафарова, Х. Н. Коррозионное разрушение насосно-компрессорных труб и методы их защиты / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1092-1097. – EDN FLODGT.

13. Ягафарова, Х. Н. Влияние концентраторов напряжний на ресурс трубопровода / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, А. А. Гильманов // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1097-1100. – EDN TULCKO.

14. Garifullina, G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection / G. Garifullina // E3S Web of Conferences. – 2023. – Vol. 411. – P. 01028. – DOI 10.1051/e3sconf/202341101028. – EDN JBKTJT.

15. Ягафарова, Х. Н. Виды коррозионных разрушений нефтегазового оборудования / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, А. В. Исаева // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1100-1105. – EDN IMXCHE.

16. Гарифуллина, Г. И. Механохимическая коррозия магистральных нефтепроводов / Г. И. Гарифуллина // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 01–02 июня 2023 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2023. – С. 120-125. – EDN JDNLCW.

17. Garifullina, G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection / G. Garifullina // VI International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection (APEC-VI-2023), Karshi, 14–16 июня 2023 года. – Les Ulis: EDP SCIENCES S A, 2023. – P. 1028. – DOI 10.1051/e3sconf/202341101028. – EDN FHICTD.

18. Гарифуллина, Г. И. Проблема коррозионной усталости нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2010. – Т. 8. – С. 170-172. – EDN OOVBSV.

19. Гарифуллина, Г. И. Экспериментальное определение трещиностойкости стали вст3сп / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Трубопроводный транспорт - 2023: Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции, Уфа, 16–17 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 59-60. – EDN RFVMVV.

УДК 366.636

ВЛИЯНИЕ АЛГОРИТМОВ РЕКОМЕНДАЦИИ ЦИФРОВЫХ ПЛАТФОРМ НА МЕДИАПОТРЕБЛЕНИЕ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ

А. М. Хрипко
(ФГБО ВО Тюменский индустриальный университет в г. Тюмень, студент группы ДМб-25-1.)
П. А. Кобозева
(ФГБО ВО Тюменский индустриальный университет в г. Тюмень, студент группы ДМб-25-1.)
В. Ю. Захарова
(ФГБО ВО Тюменский индустриальный университет в г. Тюмень, студент группы ДМб-25-1.)

Аннотация: Анализируется влияние алгоритмов рекомендаций цифровых платформ на структуру медиапотребления пользователей, выявляя механизмы формирования информационных пузырей и эхо-камер. Особое внимание уделяется осознанию пользователями алгоритмического воздействия и современным стратегиям противодействия – от государственного регулирования до развития медиа- и ИИ-грамотности. Исследование подчеркивает амбивалентность персонализации: удобство сочетается с рисками поляризации общества и искажения картины субъективной реальности пользователей. Показаны образовательные и профессиональные инструменты по повышению информационной устойчивости пользователей.

Ключевые слова: цифровизация, алгоритмы рекомендаций, информационный пузырь, медиапотребление, цифровые платформы.

UDC 366.636

THE IMPACT OF RECOMMENDATION ALGORITHMS OF DIGITAL PLATFORMS ON USERS' MEDIA CONSUMPTION

A. *M. Khripko*
(Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, student, group DMb-25-1)
P. A. Kobozeva
(Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, student, group DMb-25-1)
V. Yu. Zakharova
(Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia, student, group DMb-25-1)

Abstract. The article analyzes the impact of recommendation algorithms of digital platforms on the structure of users' media consumption, identifying mechanisms for forming information bubbles and echo chambers. Special attention is paid to users' awareness of algorithmic influence and modern counteraction strategies—from state regulation to the development of media and AI literacy. The study highlights the ambivalence of personalization: convenience is combined with risks of societal polarization and distortion of reality perception. Educational and professional measures are proposed to enhance users' information resilience.

Keywords: digitalization, recommendation algorithms, information bubbles, media consumption, media literacy, AI literacy

В условиях стремительной цифровизации современного общества объём доступной информации растёт экспоненциально, а повседневное медиапотребление россиян практически полностью мигрирует в онлайн-пространство. Цифровые платформы (социальные сети, видеосервисы, стриминговые ресурсы и новостные агрегаторы и др.) превращаются в главного посредника между человеком и информационным миром. Через них пользователи получают новости, общаются, обучаются, потребляют развлекательный контент и совершают покупки [1, с.12]. Человек оказывается погружён в непрерывный поток сообщений, визуальных образов и рекомендаций, который невозможно контролировать и фильтровать вручную. В этой ситуации способы организации и отбора информации перестают быть технической деталью, становясь важным фактором формирования мировоззрения, ценностных ориентиров и поведенческих практик пользователей.

Особую роль приобретают алгоритмы рекомендаций, лежащие в основе работы платформ VK (ВК), Dzen (Дзен), YouTube (Ютьюб), TikTok (Тик-ток), маркетплейсов и стриминговых сервисов. Анализируя цифровой след пользователя — клики, лайки, репосты, время просмотра, комментарии, подписки, геолокацию и прочие поведенческие метрики с помощью инструментов Big Data, — эти системы формируют индивидуализированный профиль интересов и предпочтений. На его основе строится персонализированная лента контента, которая воспринимается пользователем как объективная картина реальности, хотя фактически представляет собой алгоритмически сконструированный «персональный мир» информации.

Переход к персонализированным лентам возводит рекомендательные алгоритмы в статус главного фильтра информационного пространства. Пользователь видит не весь спектр доступного контента, а лишь то, что система признаёт для него релевантным, интересным или удерживающим внимание. При этом в основе алгоритмов нередко заложены предпочтения эмоционально насыщенным, поляризующим и провокационным материалам, поскольку именно они повышают вовлечённость аудитории и время удержания пользователя на ресурсе(платформе). С одной стороны, персонализация обеспечивает удобство конечному потребителю: снижает когнитивную нагрузку, экономит время поиска и создаёт иллюзию «подстроенной под себя» среды. С другой стороны, она чревата формированием «информационных пузырей», когда пользователь преимущественно сталкивается с контентом, подтверждающим его существующие убеждения, а альтернативные точки зрения вытесняются на периферию восприятия [2, 25].

Таким образом, в условиях платформенной экономики и тотального доминирования алгоритмических систем анализ их влияния на медиапотребление приобретает междисциплинарную значимость. Исследование данной проблематики необходимо для разработки стратегий повышения медиаграмотности пользователей, создания прозрачных и этически ответственных алгоритмических систем, а также формирования устойчивой к манипуляциям медиасреды, которая будет сочетать удобство персонализации с сохранением информационного разнообразия и общественной безопасности [1.с.15]

Проблемный аспект с позиции этики потребления и воздействия на личность пользователей заключается в трансформации медиапотребления под воздействием алгоритмов рекомендаций цифровых платформ (социальных сетей, видеосервисов и стриминговых ресурсов). Эти алгоритмы, ориентированные на максимизацию времени удержания пользователя, формируют «информационные пузыри» и «эхо-камеры», существенно изменяя структуру выбора контента и привычки потребления информации со снижением степени осознанности человека в происходящее. В результате пользователь оказывается погружен в замкнутое информационное пространство, где ему предлагается преимущественно контент, подтверждающий уже существующие взгляды и предпочтения. Это не только сужает кругозор, но и способствует радикализации позиций: альтернативные точки зрения статистически вытесняются из поля видимости, что усиливает общественную поляризацию и формирует искажённую картину окружающего мира.

Для осмысления перед нами встали следующие вопросы: - Как рекомендательные системы изменяют восприятие нами реальности, заменяя объективную значимость субъективной персонализацией? - Перестаём ли мы различать популярное и востребованное от общественно важного и принципиально необходимого для понимания? - В какой мере платформы типа TikTok предугадывают наши интересы и наклонности быстрее, чем мы способны их осознать самостоятельно?

Аналогичную проблематику в своих работах освещают А.Д Лысенко. и В.В. Миниханова, отмечая: «алгоритмы рекомендаций играют решающую роль в формировании информационного пузыря. С каждым взаимодействием с контентом алгоритм «узко настраивает» контент, который будет предлагаться пользователю. Таким образом, человек начинает получать всё больше информации, которая соответствует его взглядам и интересам, что ведёт к сужению информационного пространства» [3, с.58].

Еще одно следствие – увеличение времени, проведенного «за экранами» по мере усовершенствования ленты рекомендаций. Среди молодежи и других категорий населения наблюдаются девиации в усвоении информации, повышается тревожность [4, с.40].

Таким образом мы приходим к важной проблеме: как современное общество отвечает на вызовы алгоритмического медиапотребления. Осознание того, что алгоритмы рекомендаций не только облегчают навигацию по цифровой среде, но и незаметно конструируют горизонты «видимого и невидимого» для пользователя, приводит к формированию целого комплекса ответных стратегий. В современном мире решение проблемы информационных пузырей и «эхо‑камер» разворачивается одновременно на

уровне регулирования цифровых платформ со стороны государственных органов, профессионального сообщества, развития медиа- и ИИ-грамотности, а также переосмысления профессиональных стандартов в сфере медиа коммуникаций.

1. Регуляторные и институциональные меры

В российском и международном контексте одним из первых ответов на риски алгоритмического сужения информационного поля становится усиление внимания к правовому регулированию рекомендательных технологий и прозрачности алгоритмов. Такие меры направлены на то, чтобы вывести работу рекомендационных систем из режима «чёрного ящика» и сделать их, по крайней мере частично, предметом публичного и экспертного обсуждения. В ряде аналитических материалов подчёркивается, что требование раскрывать общие принципы работы алгоритмов, типы используемых данных и цели их обработки рассматривается как минимальное условие для защиты пользователя от манипулятивного формирования его информационной повестки.

При этом, как показывают современные исследования, одних регуляторных усилий недостаточно: даже при наличии норм, декларирующих прозрачность, конкретный пользователь по-прежнему редко понимает, каким образом алгоритмы «решают», что именно ему показать, и как его собственные действия закрепляют тот или иной вариант медиареальности. Это смещает акцент с исключительно юридического измерения на образовательное и культурное: проблема алгоритмически сконструированных пузырей начинает осмысляться как задача формирования новых типов грамотности [5, с.9]

2. Медиаобразование и медиаграмотность как ответ на информационные пузыри

В отечественной научной и общественно-популярной литературе центральным ответом на вызовы алгоритмического медиапотребления становится построения системы медиаобразования [6, с.11]. В сборнике «Медиаграмотность – 2025» медиаобразование рассматривается как ключевой механизм противодействия информационным манипуляциям, среди которых отдельно выделяется влияние алгоритмов социальных сетей, создающих «информационные пузыри» и тем самым ограничивающих доступ к альтернативным точкам зрения.

Так, Т.С. Бессонова, анализируя медиаобразование в контексте формирования осознанного патриотизма, прямо указывает на роль алгоритмически формируемых лент в закреплении стереотипных представлений, акцентируя внимание на снижении восприимчивости к разнообразию интерпретаций. По её наблюдениям, алгоритмы социальных сетей «способствуют созданию информационных пузырей, которые ограничивают воздействие разнообразных перспектив и укрепляют существующие стереотипы». В качестве ответа на это в медиаобразовательных программах предлагается развивать у обучающихся критическое мышление, навыки анализа медиатекстов, умение распознавать манипулятивные стратегии, а также практики осознанного расширения собственного информационного пространства за пределы автоматически формируемых рекомендаций[6, с.12].

Авторы сборника подчёркивают, что медиаобразование не сводится к «технической» цифровой грамотности, а включает также работу с эмоциональной и когнитивной сферой. Ряд авторов связывают развитие эмоционального интеллекта детей и подростков с их устойчивостью к поляризующему и аффективно нагруженному контенту, который часто активно продвигается рекомендационными системами в целях увеличения вовлечённости. Тем самым медиаобразование оказывается не только когнитивным, но и ценностно-эмоциональным ответом на алгоритмическое конструирование актуальной повестки.

3. ИИ-грамотность: от критики контента к пониманию алгоритмов

Следующим шагом в развитии образовательно-научного ответа на проблему становится акцент на ИИ-грамотности как новой медиакомпетенции. В статье А.В. Жеребненко «ИИ-грамотность как необходимая медиакомпетенция специалиста сферы

медиа и коммуникаций» показано, что для будущих профессионалов медиасферы недостаточно лишь критически относиться к содержанию медиатекстов, — они должны понимать, как именно устроены алгоритмы, определяющие конфигурацию современного медиапространства [4, с.45].

А.В. Жеребненко выделяет несколько компонентов ИИ‑грамотности: знание основных принципов работы систем искусственного интеллекта; понимание механизмов функционирования ИИ‑алгоритмов, в том числе рекомендательных; владение ИИ‑инструментами как рабочими средствами; критическое осмысление рисков и ограничений технологий; а также знание правовых и этических норм в сфере использования ИИ. Анализируя результаты опросов студентов медиа‑направлений и запросы медиаиндустрии, автор показывает, что большинство респондентов слабо представляют себе реальные механизмы работы алгоритмов, хотя активно пользуются сервисами, основанными на ИИ [5, с.44].

В логике поставленной в нашей статье проблемы это означает переход от модели, в которой пользователь только реагирует на уже отобранный для него контент, к модели, в которой будущий специалист медиасферы осмысляет саму архитектуру отбора. ИИ‑грамотность в данном контексте выступает попыткой вернуть субъектность не только в плоскости интерпретации медиатекстов, но и в плоскости понимания того, как «TikTok *(и другие платформы)* догадывается о наших наклонностях быстрее, чем мы сами»: через накопление и обработку больших массивов поведенческих данных, встраивание сигналов вовлечённости в алгоритмическую логику и последующее «узкое» таргетирование контента [5, с.45].

Эмпирическое измерение проблемы в разрезе возможных ответов демонстрирует статья А.Д. Лысенко и В.В. Миниховой «Влияние алгоритмов рекомендаций на формирование информационного пузыря у пользователя» [3, с. 57]. Авторы исследуют влияние алгоритмов рекомендаций социальных сетей на формирование информационного пузыря у пользователей в возрасте 17–30 лет и показывают, что именно совокупность высокой активности в социальных сетях и низкой осведомлённости о принципах работы алгоритмов существенно повышает риск «запирания» пользователей в однородной информационной среде. По данным Лысенко и Миниховой, алгоритмы рекомендаций «играют решающую роль в формировании информационного пузыря»: с каждым взаимодействием с контентом система «узко настраивает» последующие рекомендации, в результате чего пользователь получает всё больше информации, соответствующей его уже имеющимся взглядам и интересам, что ведёт к сужению информационного пространства. Важно, что авторы не ограничиваются констатацией проблемы, но подчёркивают необходимость повышения цифровой и медиаграмотности как одного из ключевых направлений её преодоления.

Среди предложенных ими стратегий — информирование пользователей о базовых принципах алгоритмической персонализации, развитие навыков сознательного разнообразия источников (подписка на разные по позиции медиаресурсы, целенаправленный поиск информации вне автоматических рекомендаций), а также формирование привычки проверять значимые сообщения по нескольким каналам. В этом смысле эмпирическое исследование Лысенко и Миниховой дополняет теоретические и педагогические разработки Бессоновой и Жеребненко, показывая, как абстрактные риски информационных пузырей проявляются в повседневных практиках молодых пользователей и какие образовательные меры они сами считают наиболее адекватными [3, с.60].

Следует отметить, что профильное образование в вузах, в т.ч. по специальности «реклама и связи с общественностью» формирует профессиональные и общекультурные компетенции обучающихся, значимых для понимания процессов в медиасреде. Компетентностная модель выпускника включает развитые цифровые компетенции: работу с Big Data, нейросетями, инструментами интернет-маркетинга [7, с.129], что способствует осознанному подходу будущих специалистов к медиапотреблению.

Таким образом, современные исследования сходятся в том, что перечисленные меры — развитие медиа- и ИИ-грамотности, повышение прозрачности алгоритмов, работа с профессиональными стандартами и эмпирическое изучение пользовательских практик пока не устраняют проблему информационных пузырей, но переводят её в зону осознанности и рефлексии. Алгоритмы рекомендаций по-прежнему остаются встроенными в бизнес-модели платформ, ориентированные на максимизацию времени удержания, а не на обеспечение информационного разнообразия. Тем не менее сам факт, что влияние алгоритмов рекомендаций становится объектом научного анализа, образовательных программ и регуляторных дискуссий, свидетельствует о формировании многослойного ответа современного общества на вызовы алгоритмического медиапотребления. Этот ответ включает в себя и институциональные усилия, и изменения в профессиональной культуре медиа, и постепенное развитие у пользователей навыков критической навигации по цифровой среде, позволяющих, хотя бы частично, выходить за пределы автоматически сконструированных информационных пузырей.

Список использованных источников:

1. Актуальные проблемы развития экранных и интерактивных медиа: влияние алгоритмов рекомендательных систем на формирование медиапотребления подростков / под ред. … – М.: Изд-во МГУ, 2025. – С. 12–15.

2. Медиатренды России – 2025: осознанное потребление контента / под ред. А.В. Симоновой. – М.: Rambler&Co, 2025. – С. 25–32.

3. Лысенко А.Д. Влияние алгоритмов рекомендаций на формирование информационного пузыря у пользователя / А.Д. Лысенко, В.В. Миниханова // Форум молодых учёных. – 2025. – № 4 (104). – С. 58–63.

4. Мавлютов Т.С., Самчук В.О., Калинина А.В. Изменение портебления медиа контента молодежью/Т.С. Мавлютов//Проблемы инженерного и социально-экономического образования в техническом вузе в условияхмодернизации высшего образования В 2-хт. Т.2. – Тюмень: ТИУ, 2025. – . С.35-41.

5. Жеребненко А.В. ИИ-грамотность как необходимая медиакомпетенция специалиста сферы медиа и коммуникаций / А.В. Жеребненко // Знак: проблемное поле медиаобразования. – 2025. – № 3 (57). – С. 41–49.

6. Бессонова Т.С. Формирование осознанного патриотизма: методы медиаобразования в противовес информационным манипуляциям / Т.С. Бессонова // Медиаграмотность – 2025: материалы международной научно-практической конференции. – Казань: Казанский инновационный университет, 2025. – С. 8–14.

7. Калинина А.В., Третьякова О.В. Профессиональные инструменты специалиста по рекламе и связи с общественностью в диджитал сфере /А.В.Калинина //Социальные коммуникации: наука, образование, профессия. – 2024. – № 24. – С. 129-132.

Научный руководитель: Калинина А.В. , к.и.н., доцент кафедры маркетинга и муниципального управления ФГБУ ВО Тюменский индустриальный университет (*статья согласована 18.03.2026*).

УДК 004.43

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА НА PYTHON ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЕТА УСПЕВАЕМОСТИ СТУДЕНТОВ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ УЧРЕЖДЕНИИ

В.И. Якупова
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», преподаватель информационных технологий)
Д.Л. Закирова
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», студент гр. ИС-242б)

Д.А. Салимзянова
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум»,
студент гр. ИС-242б)

Аннотация. В данной работе представлена разработка прикладного программного обеспечения для автоматизированного ведения учета текущей успеваемости обучающихся. Подробно описывается процесс применения объектно-ориентированной методологии при создании иерархии классов, включающей такие сущности, как «Обучающийся», «Учебная группа», «Дисциплина», «Оценка» и «Журнал». Рассматриваются вопросы построения пользовательского интерфейса средствами библиотеки tkinter, а также реализация ключевого функционала: внесение отметок, расчет успеваемости, генерация отчетных форм, отслеживание академических задолженностей. Приводятся итоги тестирования и направления дальнейшего совершенствования системы.

Ключевые слова: Python, объектно-ориентированное программирование, мониторинг успеваемости, tkinter, автоматизация, электронные ведомости, обучающиеся, система образования.

UDC 004.43

DEVELOPMENT OF A PYTHON SOFTWARE PACKAGE FOR AUTOMATING STUDENT PROGRESS RECORDS IN AN EDUCATIONAL INSTITUTION

V.I. Yakupova
(GAAPOU «Almetyevsk Polytechnic College», Teacher of Information Technology)
D.L. Zakirova
(GAAPOU «Almetyevsk Polytechnic College», Student of Group IS-242b)
D.A. Salimzyanova
(GAAPOU «Almetyevsk Polytechnic College», Student of Group IS-242b)

Abstract. This paper presents the development of application software for automated student progress tracking. It describes in detail the application of object-oriented methodology to the creation of a class hierarchy, including entities such as "Student," "Study Group," "Course," "Grade," and "Journal." It also examines the construction of a user interface using the Tkinter library, as well as the implementation of key functionality: entering grades, calculating progress, generating report forms, and tracking academic failures. Testing results and areas for further system improvement are presented.

Keywords: Python, object-oriented programming, academic performance monitoring, tkinter, automation, electronic records, students, education system.

Введение

Информационные технологии активно проникают во все сферы деятельности, включая образование. Автоматизация контроля успеваемости позволяет оптимизировать труд преподавателей, ускорить обработку данных и повысить объективность оценки знаний [1]. Наибольшую актуальность эта проблема имеет в учреждениях среднего профессионального образования, где до сих пор используются бумажные журналы и разрозненные таблицы, что приводит к ошибкам и нерациональным затратам времени [2].

К основным недостаткам традиционных методов относятся: низкая скорость поиска информации, риск потери данных, отсутствие автоматического подсчета показателей, сложность формирования отчетов и контроля задолженностей. Преподаватели тратят много времени на рутинные вычисления, а администрация испытывает трудности при сборе и обобщении сведений по группам и курсам.

Цель работы — создание программного продукта для автоматизации учета успеваемости на языке Python с использованием объектно-ориентированного подхода. Приложение должно обеспечивать удобный интерфейс для внесения оценок, автоматический расчет статистических показателей, формирование отчетов и контроль задолженностей.

Для достижения цели решались следующие задачи:

1. анализ требований к системе учета успеваемости;
2. проектирование структуры классов;
3. создание графического интерфейса;
4. реализация функций внесения и корректировки оценок;
5. разработка механизмов подсчета успеваемости и формирования отчетов;
6. контроль задолженностей;
7. тестирование приложения.

Объект исследования — процесс автоматизации учета успеваемости. Предмет исследования — применение объектно-ориентированного подхода при создании системы учета успеваемости на Python.

Анализ предметной области и функциональные требования

При проектировании системы учета успеваемости необходимо учитывать ряд особенностей. Студенты распределены по учебным группам, каждая из которых имеет шифр, специализацию и перечень дисциплин. Учебный процесс строится вокруг предметов, характеризующихся названием, количеством часов и формой контроля (зачет/экзамен). Оценки могут быть текущими и итоговыми, включая как числовые отметки, так и бинарные («зачтено»/«не зачтено»). Система должна автоматически выявлять задолженности и формировать отчетность: средний балл по группам, рейтинги студентов, списки должников [3].

На основе анализа определены следующие функции приложения [4]:

1. учет студентов и групп;
2. учет учебных дисциплин;
3. ведение журнала успеваемости;
4. подсчет среднего балла;
5. контроль задолженностей;
6. формирование отчетов;
7. поиск и фильтрация.

Нефункциональные требования: удобный интерфейс, производительность, надежность, кроссплатформенность, масштабируемость.

Объектно-ориентированное проектирование

Объектно-ориентированное программирование (ООП) представляет собой методологию, основанную на взаимодействии объектов — экземпляров классов [5]. Ключевые принципы ООП: инкапсуляция (объединение данных и методов), наследование (создание новых классов на базе существующих) и полиморфизм (различная реализация методов с единым интерфейсом) [6].

Python выбран благодаря поддержке ООП, простоте синтаксиса, богатой стандартной библиотеке и наличию модуля tkinter для создания графических интерфейсов [7].

На основе анализа предметной области разработана структура классов (Рисунок 1).

Класс `Student` обеспечивает хранение персональных данных обучающегося и всех выставленных ему оценок, предоставляя методы для добавления отметок и расчета усредненных показателей. Класс `Group` выполняет функции контейнера для студентов и дисциплин, относящихся к конкретной учебной группе. Класс `Subject` фиксирует информацию об учебной дисциплине и особенностях ее контроля. Класс `Grade` представляет конкретную оценку с привязкой к обучающемуся и дисциплине. Класс `ProgressJournal` координирует взаимодействие всех компонентов системы, обеспечивая выполнение основных операций и подготовку отчетов.

Тестирование работы классов и вывод оценок

Для проверки работоспособности разработанной системы был создан тестовый скрипт, демонстрирующий работу всех классов. На Рисунке 2 представлен код для тестирования, а на Рисунке 3 — результат его выполнения.

```python
class Student:
    """Класс для представления данных об обучающемся"""
    def __init__(self, surname, name, patronymic, group_id):
        self._surname = surname
        self._name = name
        self._patronymic = patronymic
        self._group_id = group_id
        self._grades = []

    @property
    def full_name(self):
        """Формирование полного имени"""
        return f"{self._surname} {self._name} {self._patronymic}"

    def add_grade(self, grade):
        """Добавление оценки в список"""
        self._grades.append(grade)

    def calculate_average(self):
        """Вычисление среднего балла"""
        if not self._grades:
            return 0
        numeric_grades = [g.value for g in self._grades
                          if isinstance(g.value, (int, float))]
        return sum(numeric_grades) / len(numeric_grades) if numeric_grades else 0
```

```python
class Group:
    """Класс для представления учебной группы"""
    def __init__(self, group_id, specialization, course):
        self._group_id = group_id
        self._specialization = specialization
        self._course = course
        self._students = []
        self._subjects = []

    def add_student(self, student):
        """Добавление студента в группу"""
        self._students.append(student)

    def add_subject(self, subject):
        """Добавление предмета для группы"""
        self._subjects.append(subject)

    def group_average(self):
        """Вычисление среднего балла по группе"""
        if not self._students:
            return 0
        total = sum(s.calculate_average() for s in self._students)
        return total / len(self._students)
```

```python
class Subject:
    """Класс для описания учебной дисциплины"""
    def __init__(self, name, hours, control_type):
        self._name = name
        self._hours = hours
        self._control_type = control_type  # "зачет" или "экзамен"
```

```python
class Grade:
    """Класс для представления оценки"""
    def __init__(self, student, subject, value, grade_category="final"):
        self._student = student
        self._subject = subject
        self._value = value
        self._grade_category = grade_category  # "current" или "final"
        student.add_grade(self)

    def is_successful(self):
        """Проверка успешности сдачи"""
        if self._subject._control_type == "зачет":
            return self._value == "зачтено"
        return self._value >= 3
```

```python
class ProgressJournal:
    """Главный управляющий класс системы"""
    def __init__(self):
        self._groups = []
        self._students = []
        self._subjects = []

    def register_group(self, group):
        """Регистрация новой группы"""
        self._groups.append(group)

    def register_student(self, student):
        """Регистрация нового студента"""
        self._students.append(student)
        for group in self._groups:
            if group._group_id == student._group_id:
                group.add_student(student)

    def register_subject(self, subject):
        """Регистрация нового предмета"""
        self._subjects.append(subject)

    def identify_debtors(self):
        """Выявление студентов с задолженностями"""
        debtors = []
        for student in self._students:
            for grade in student._grades:
                if not grade.is_successful() and grade._grade_category == "final":
                    debtors.append(student)
                    break
        return debtors
```

Рисунок 1 - Классы Student, Group, Subject, Grade, ProgressJournal (Листинг 1)

```python
# Создание группы
group = Group("ИС-307", "Информационные системы", 2)
journal.register_group(group)
print(f"\n✓ Создана группа: {group._group_id}")

# Создание предметов
subjects = [
    Subject("Информатика", 120, "экзамен"),
    Subject("Программирование", 160, "экзамен"),
    Subject("Базы данных", 100, "зачет")
]

for subject in subjects:
    journal.register_subject(subject)
    group.add_subject(subject)
print(f"✓ Добавлено предметов: {len(subjects)}")

# Создание студентов
student1 = Student("Петрова", "Дарина", "Львовна", "ИС-307")
student2 = Student("Иванов", "Пётр", "Айдарович", "ИС-307")
journal.register_student(student1)
journal.register_student(student2)
print(f"✓ Добавлено студентов: 2")

print("\n" + "-" * 60)
print("ВЫСТАВЛЕНИЕ ОЦЕНОК")
print("-" * 60)

# Оценки для первого студента
Grade(student1, subjects[0], 5)  # Информатика
print(f"{student1.full_name}: {subjects[0]._name} - 5")
Grade(student1, subjects[1], 5)  # Программирование
print(f"{student1.full_name}: {subjects[1]._name} - 5")
Grade(student1, subjects[2], "зачтено")  # Базы данных
print(f"{student1.full_name}: {subjects[2]._name} - зачтено")

# Оценки для второго студента
Grade(student2, subjects[0], 4)  # Информатика
print(f"{student2.full_name}: {subjects[0]._name} - 4")
Grade(student2, subjects[1], 4)  # Программирование
print(f"{student2.full_name}: {subjects[1]._name} - 4")
Grade(student2, subjects[2], "не зачтено")  # Базы данных (долг)
print(f"{student2.full_name}: {subjects[2]._name} - не зачтено")
```

```python
print("\n" + "=" * 60)
print("РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСПЕВАЕМОСТИ")
print("=" * 60)

# Вывод информации о группе
print(f"\nГруппа: {group._group_id}")
print(f"Средний балл группы: {group.group_average():.2f}")
print("-" * 40)

# Вывод информации о каждом студенте
for student in group._students:
    print(f"\nСтудент: {student.full_name}")
    print(f"Средний балл: {student.calculate_average():.2f}")
    print("Оценки по предметам:")
    for grade in student._grades:
        status = "✓ (сдано)" if grade.is_successful() else "✗ (долг)"
        print(f"  {grade._subject._name}: {grade._value} {status}")

# Вывод списка задолжников
print("\n" + "-" * 40)
debtors = journal.identify_debtors()
if debtors:
    print("СТУДЕНТЫ С АКАДЕМИЧЕСКИМИ ЗАДОЛЖЕННОСТЯМИ:")
    for debtor in debtors:
        print(f"  • {debtor.full_name}")
else:
    print("Задолженностей нет")
print("=" * 60)
```

Рисунок 2 - Тестовый код для проверки работы классов

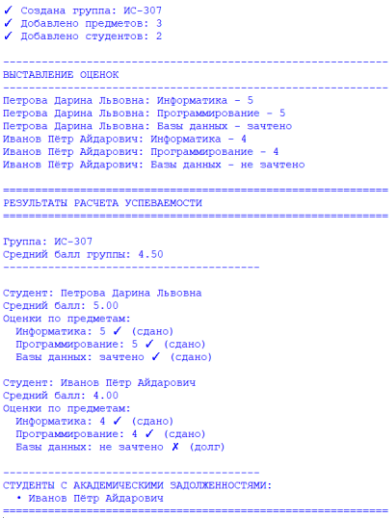


Рисунок 3 - Результат выполнения тестового кода

Анализ результатов. Система корректно выставила оценки, рассчитала средние баллы (5.00 и 4.00) и средний балл группы (4.25), правильно идентифицировала студентку с задолженностью.

Заключение

В ходе выполнения работы разработано приложение для автоматизации учета успеваемости студентов на языке Python с применением объектно-ориентированного подхода. Создана иерархия классов (Student, Group, Subject, Grade, ProgressJournal).

Проведенное тестирование подтвердило корректность работы всех функций: внесения оценок, расчета среднего балла, выявления задолженностей. Полученные результаты полностью соответствуют ожидаемым и демонстрируют работоспособность разработанной библиотеки.

Разработанное приложение может быть рекомендовано к использованию в образовательных учреждениях для автоматизации учета успеваемости, а также может быть расширено дополнительными функциями, такими как графический интерфейс, экспорт данных и формирование различных отчетных форм.

Заключение

В ходе выполнения работы разработано приложение для автоматизации учета успеваемости студентов на языке Python с применением объектно-ориентированного подхода. Создана иерархия классов (Student, Group, Subject, Grade, ProgressJournal).

Проведенное тестирование подтвердило корректность работы всех функций: внесения оценок, расчета среднего балла, выявления задолженностей. Полученные результаты полностью соответствуют ожидаемым и демонстрируют работоспособность разработанной библиотеки.

Разработанное приложение может быть рекомендовано к использованию в образовательных учреждениях для автоматизации учета успеваемости, а также может быть расширено дополнительными функциями, такими как графический интерфейс, экспорт данных и формирование различных отчетных форм.

Список использованных источников:

1. Лутц М. Программирование на Python. Том 1. - М.: Вильямс, 2021. — 992 с.
2. Саммерфилд М. Программирование на Python 3. Подробное руководство. — М.: Символ-Плюс, 2019. — 608 с.
3. Прохоренок Н.А., Дронов В.А. Python 3 и PyQt 5. Разработка приложений. — СПб.: БХВ-Петербург, 2021. — 832 с.
4. Грациозо Ф. Архитектура приложений на Python. — М.: ДМК Пресс, 2020. — 328 с.

5. Рамбо Дж., Блаха М. UML 2.0. Объектно-ориентированное моделирование и разработка. — СПб.: Питер, 2021. — 528 с.
6. Гамма Э., Хелм Р., Джонсон Р., Влиссидес Д. Приемы объектно-ориентированного проектирования. — СПб.: Питер, 2022. — 416 с.
7. Доусон М. Программируем на Python. — СПб.: Питер, 2022. — 416 с.
8. Официальная документация Python [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://docs.python.org/3/library/tkinter.html

УДК 004.434

ПРИМЕНЕНИЕ ОБЪЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ БИБЛИОТЕЧНОЙ СИСТЕМЫ НА PYTHON

В.И. Якупова
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», преподаватель информационных технологий)
М.М. Маскина
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», студент гр. ИС-242б)
Д.А. Муханов
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», студент гр. ИС-242б)

Аннотация. В статье рассматривается проблема ручного учёта выдачи и возврата книг в студенческой библиотеке. Для автоматизации библиотечных процессов разработано приложение «Библиотека ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», которое позволяет значительно упростить работу сотрудников, ускорить обслуживание читателей и повысить качество учета библиотечного фонда. В статье приводится описание графического интерфейса приложения, реализованного с помощью Tkinter - стандартной библиотеки для создания графических пользовательских интерфейсов (GUI) в Python. Представлены результаты тестирования и перспективы развития проекта.

Ключевые слова: библиотечная система, автоматизация учета, книговыдача,Python, объектно-ориентированное программирование, Tkinter.

UDC 004.434

USING OBJECT-ORIENTED PROGRAMMING TO CREATE A LIBRARY SYSTEM IN PYTHON

V.I. Yakupova
(GAUPO «Almetyevsk Polytechnic College», Teacher of Information Technology)
M.M. Maskina
(GAUPO «Almetyevsk Polytechnic College», Student of Group IS-242b)
D.A. Mukhanov
(GAUPO «Almetyevsk Polytechnic College», Student of Group IS-242b)

Abstract. The article discusses the problem of manual accounting of book loans and returns in a student library. To automate library processes, the "Library of the Almetyevsk Polytechnic College" application was developed, which significantly simplifies the work of employees, speeds up the service of readers, and improves the quality of library stock accounting. The article provides a description of the application's graphical user interface, which is implemented using Tkinter, a standard library for creating graphical user interfaces (GUI) in Python. The article presents the results of testing and the prospects for the project's development.

Keywords: library system, accounting automation, book lending, Python, object-oriented programming, Tkinter.

В современном мире информационные технологии проникают во все сферы деятельности человека. Библиотечное дело не является исключением. Автоматизация библиотечных процессов позволяет значительно упростить работу сотрудников, ускорить обслуживание читателей и повысить качество учета библиотечного фонда [4]. Особенно актуальна эта проблема для небольших библиотек, в том числе студенческих, где часто учет ведется вручную или с использованием электронных таблиц, что приводит к ошибкам и потере времени [9].

Целью данной работы является разработка программного приложения для автоматизации учета выдачи и возврата книг в студенческой библиотеке с использованием языка Python и объектно-ориентированного подхода.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. проанализировать требования к библиотечной системе учета;
2. разработать структуру классов для описания предметной области;
3. реализовать графический интерфейс пользователя;
4. обеспечить функциональность выдачи и возврата книг;
5. реализовать контроль просрочек возврата;
6. провести тестирование разработанного приложения.

Объектом исследования является процесс автоматизации библиотечного учета. Предмет исследования – применение объектно-ориентированного программирования на языке Python для создания библиотечной системы.

Студенческая библиотека обладает рядом специфических характеристик, которые важно учитывать при проектировании соответствующего программного обеспечения. Во-первых, студенты распределены по учебным группам, что облегчает их идентификацию и учет. Во-вторых, библиотечный фонд ограничен числом экземпляров каждой книги, что накладывает ограничения на доступность ресурсов. Третье важное свойство заключается в срочности возврата книг: читатель получает литературу на установленный период, чаще всего составляющий две недели. Нарушение сроков влечет наложение штрафов. Наконец, одним из ключевых аспектов является необходимость эффективного поиска: читатели активно используют систему для нахождения нужной литературы по названию или имени автора. Эти особенности делают библиотеку уникальной средой, требующей особого подхода при создании удобного и функционального ПО [7].

На основе проведенного анализа предметной области были определены ключевые требования к создаваемому приложению для студенческой библиотеки [3].

Приложение должно обеспечивать выполнение следующих функций:

1. учет студентов: поддержка классификации учащихся по учебным группам;
2. каталогизация книг: фиксация сведений о книгах, включая авторов, годы издания и доступное число экземпляров;
3. выдача книг студентам: предоставление возможности выдачи конкретной книги определенному учащемуся;
4. возврат книг: регистрация факта возвращения книги обратно в библиотеку;
5. мониторинг доступности книг: контроль текущего числа свободных экземпляров;
6. контроль сроков пользования книгами: отслеживание дат выдачи и своевременности возврата;
7. фильтрация и поиск: реализация механизма поиска книг по таким параметрам, как название, автор или год выпуска;
8. пополнение фонда библиотеки: включение функционала добавления новых книг в каталог.

Кроме функциональных возможностей, приложение также должно удовлетворять следующим нефункциональным требованиям:

1. удобство интерфейса: интуитивно понятный дизайн и навигация для пользователей всех уровней подготовки;

2. производительность системы: высокая скорость обработки запросов и операций с базой данных;

3. надёжность хранения данных: обеспечение целостности и сохранности информации;

4. совместимость платформ: кросс-платформенность приложения, позволяющая запускать его на разных операционных системах и устройствах.

На основе анализа предметной области были выделены четыре класса:

– Book хранит информацию о книгах и контролирует процесс их выдачи и возврата;

– Student позволяет управлять списком взятых книг и отслеживать сроки их удержания;

– Group агрегирует студентов по учебным группам;

– Library выступает основным управляющим объектом, реализуя взаимодействие между остальными классами и обеспечивая эффективную организацию библиотечного процесса [5].

Выбор языка Python для реализации приложения обусловлен простотой и ясностью синтаксиса, обширной стандартной библиотекой, поддержкой объектно-ориентированной парадигмы [2],[8].

```
class Book:
    """Класс для описания одной книги"""

    def __init__(self, title, author, year, total=1):
        self.title = title  # название
        self.author = author  # автор
        self.year = year  # год издания
        self.total = total  # всего книг
        self.available = total  # сколько сейчас доступно

    # Проверка, можно ли взять книгу
    def can_take(self):
        return self.available > 0

    # Взять книгу
    def take_it(self):
        if self.available > 0:
            self.available = self.available - 1
            return True
        return False

    # Вернуть книгу
    def return_it(self):
        if self.available < self.total:
            self.available = self.available + 1
            return True
        return False

    # Для отображения в списке
    def get_info(self):
        if self.available > 0:
            return f"{self.title} - {self.author} (еще {self.available} шт.)"
        else:
            return f"{self.title} - {self.author} (НЕТ В НАЛИЧИИ)"
..
class Group:
    """Класс для описания группы студентов"""

    def __init__(self, name):
        self.name = name  # название группы
        self.students = []  # список студентов в группе

    # Добавить студента
    def add_student(self, student):
        self.students.append(student)

    # Найти студента по имени (для поиска)
    def find_student(self, search_name):
        search_name = search_name.lower()
        result = []
        for student in self.students:
            if search_name in student.name.lower():
                result.append(student)
        return result
```

```
class Student:
    """Класс для описания студента"""

    def __init__(self, name, group):
        self.name = name  # имя студента
        self.group = group  # группа
        self.my_books = []  # какие книги взял
        self.when_taken = []  # когда взял (дата)

    # Взять книгу
    def take_book(self, book):
        if book.take_it():  # пытаемся взять книгу
            self.my_books.append(book)  # добавляем в список
            self.when_taken.append(datetime.now())  # запоминаем дату
            return True
        return False

    # Вернуть книгу
    def return_book(self, book_index):
        if 0 <= book_index < len(self.my_books):
            book = self.my_books[book_index]
            book.return_it()  # возвращаем в библиотеку
            self.my_books.pop(book_index)
            self.when_taken.pop(book_index)
            return True
        return False

    # Сколько дней книга у студента
    def days_with_book(self, book_index):
        if 0 <= book_index < len(self.when_taken):
            delta = datetime.now() - self.when_taken[book_index]
            return delta.days
        return 0
```

```
class Library:
    """Класс для всей библиотеки"""

    def __init__(self):
        # Словарь: ключ - название группы, значение - объект группы
        self.groups = {}

        # Список всех книг
        self.books = []

        # Заполняем тестовыми данными
        self.add_test_data()

    # Добавляем тестовые данные
    def add_test_data(self):
        # ===== СОЗДАЕМ ГРУППЫ =====
        for group_name in ["ИС-2426", "ИС-2516", "ЭКС-2416", "МЕХ-2416"]:
            self.groups[group_name] = Group(group_name)

        # ===== СОЗДАЕМ СТУДЕНТОВ =====
        # Список: (группа, имя)
        all_students = [
            ("ИС-2426", "Муханов Данила Алексеевич"),
            ("ИС-2426", "Маскина Мария Михайловна"),
            ("ИС-2516", "Сафаргалиева Эллария Ильдаровна"),
            ("ИС-2516", "Семенов Дмитрий Вячеславович"),
            ("ЭКС-2416", "Губайдулина Диляра Ильхомовна"),
            ("ЭКС-2416", "Грошев Андрей Александрович"),
            ("МЕХ-2416", "Быстренин Егор Анатольевич"),
            ("МЕХ-2416", "Сергиванов Артём Сергеевич"),
        ]

        for group_name, student_name in all_students:
            student = Student(student_name, group_name)
```

Рисунок 1 — листинг основных классов Book, Student, Group, Library

Графический интерфейс приложения разработан с помощью Tkinter - стандартной библиотеки для создания графических пользовательских интерфейсов (GUI) в Python [1],[6].

Главное окно приложения структурировано на две панели: левая предназначена для работы со студентами, позволяя искать по ФИО, выбирать группу и просматривать подробную информацию о каждом студенте, включая взятые книги и возможные просрочки;

правая панель сосредоточена на управлении книгами, предлагая поиск, просмотр их наличия, а также инструменты для выдачи, возврата и добавления новых изданий.

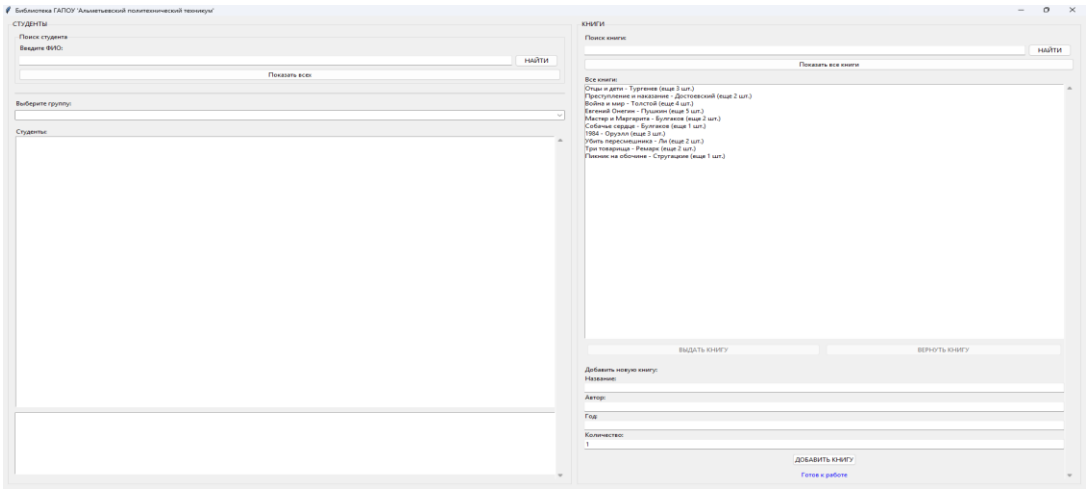


Рисунок 2 — окно приложения библиотеки

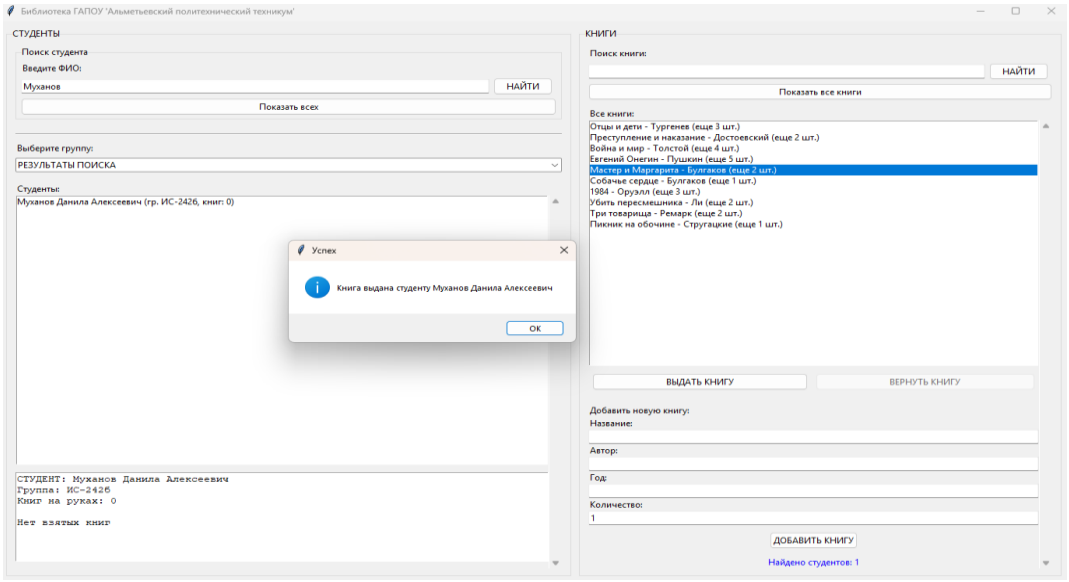


Рисунок 3 — пользовательский сценарий выдачи книги

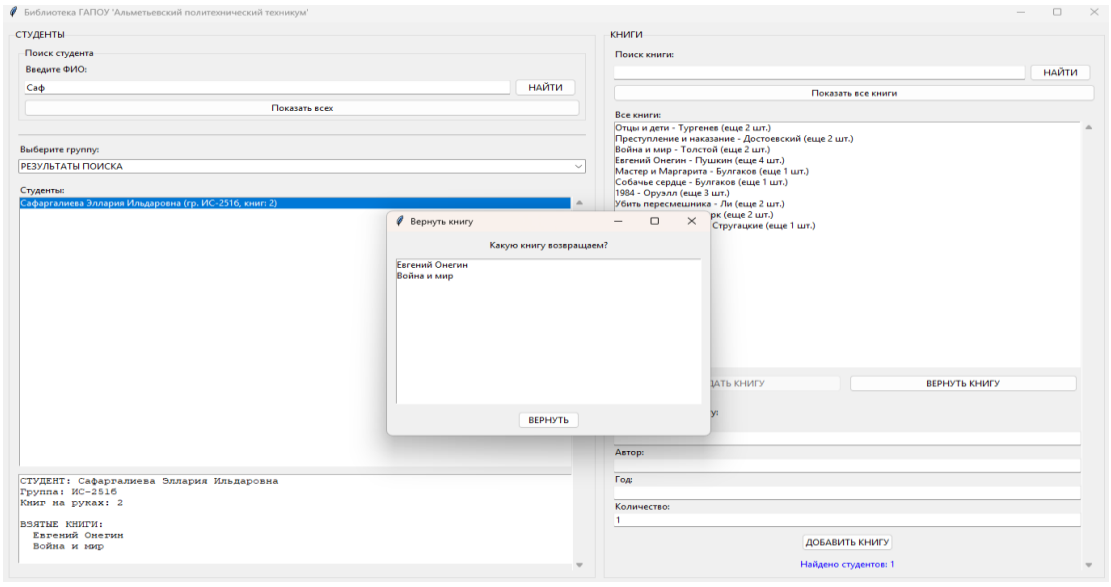


Рисунок 4 — пользовательский сценарий возврата книги

Операции в приложении включают проверку наличия студента и книги перед выдачей, контроль дублирования книг у студента, обновление статуса при успешном выполнении действий, обработку возврата с уведомлением о возможных штрафах за просрочку, расширенный поиск студентов и книг, автоматическое увеличение количества экземпляров при повторном вводе существующей книги и постоянный мониторинг просроченных заимствований.

Особое внимание уделялось оптимизации алгоритмов поиска, благодаря чему стало возможным быстрое обнаружение нужного студента даже в больших базах данных, независимо от размера учебного заведения. Тестирование показало стабильную работу приложения и способность справляться с нагрузками реального библиотечного процесса.

Тестирование проводилось по следующим сценариям:

1. поиск студента – ввод «Муханов», отображается студент с группой;
2. выдача книги – выбор студента и книги, нажатие «выдать» – книга появляется в списке студента;
3. попытка выдачи недоступной книги – кнопка «выдать» неактивна;
4. возврат книги – выбор книги в диалоге, подтверждение – книга исчезает из списка;
5. поиск книг – ввод «Булгаков», отображаются только книги Булгакова.

Все сценарии успешно пройдены. Приложение работает стабильно, интерфейс интуитивно понятен.

Одним из главных преимуществ проекта стала простота расширения функционала. Например, введение нового механизма поиска студентов во всех группах потребовало лишь незначительных изменений в исходном коде, демонстрируя преимущества объектно-ориентированного подхода и продуманную архитектуру.

Таким образом, цель была достигнута: разработан надежный инструмент, позволяющий значительно повысить эффективность работы библиотеки, сократить временные затраты сотрудников и оптимизировать обслуживание читателей. Данное решение рекомендовано к внедрению в образовательные учреждения различного уровня.

Список использованных источников:

1. Бадер Д. Python. Чистый код для продолжающих. – М.: Эксмо, 2022. – 416 с.
2. Гамма Э., Хелм Р., Джонсон Р., Влиссидес Д. Приемы объектно-ориентированного проектирования. Паттерны проектирования. – СПб.: Питер, 2022. – 416 с.
3. Грациозо Ф. Архитектура приложений на Python. – М.: ДМК Пресс, 2020. – 328 с.
4. Доусон М. Программируем на Python. – СПб.: Питер, 2022. – 416 с.
5. Лутц М. Программирование на Python. Том 1. – М.: Вильямс, 2021. – 992 с.
6. Официальная документация Python [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.python.org/3/library/tkinter.html (дата обращения: 10.03.2026).
7. Прохоренок Н.А., Дронов В.А. Python 3 и PyQt 5. Разработка приложений. – СПб.: БХВ-Петербург, 2021. – 832 с.
8. Рамбо Дж., Блаха М. UML 2.0. Объектно-ориентированное моделирование и разработка. – СПб.: Питер, 2021. – 528 с.
9. Саммерфилд М. Программирование на Python 3. Подробное руководство. – М.: Символ-Плюс, 2019. – 608 с.

СЕКЦИЯ «МЕХАНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ МАШИНОСТРОЕНИЯ»

УДК 004-92

СОЗДАНИЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В САПР «КОМПАС-3D»

А. С. Акуленко
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23)
А. М. Гильманова, О. В. Филимонов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н.)
И. Ф. Галиуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ассистент)

Аннотация: Проект посвящен изучению принципов проектирования параметрических моделей в системе автоматизированного проектирования (САПР) Компас-3D, модернизации моделей, а также запуску новой параметрической модели основания для платформы обслуживания блочно-кустовой насосной станции.

Ключевые слова: 3D-проектирование, Компас-3D**,** параметрические модели, основание для платформы обслуживания блочно-кустовой насосной станции**.**

UDC 004-92

CREATING A PARAMETRIC MODEL IN KOMPAS-3D CAD

A. S. Akulenko
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-23)
A. M. Gilmanov, O. V. Filimonov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
I. F. Galiullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)

Abstract: The project is dedicated to studying the principles of designing parametric models in the Kompas-3D computer-aided design (CAD) system, modernizing the models, and launching a new parametric foundation model for a service platform for a block-cluster pumping station.

Keywords: 3D design, Compass-3D, parametric models, base for a service platform for a block-cluster pumping station

Введение

В современном мире стремительно появляются новые технологии. Они позволяют увеличивать производительность труда, одновременно облегчая труд и снижая количество ошибок, но за это сотрудники и компании платят необходимостью постоянного развития. Каждая компания обязана развиваться и обучать сотрудников на постоянной основе, чтобы быть гибкой и конкурентно способной.

Если такие традиционные рабочие специальности, как токарь, фрезеровщик или сварщик не подверглись кардинальному изменению, то профессия инженера-конструктора за последнее десятилетие полностью переформатировалась в сторону цифровизации. Широкое распространение получили системы автоматизированного проектирования (САПР), такие, как КОМПАС-3D от компании АО «АСКОН». Они существенно упростили процесс разработки конструкторской документации, а также позволили создавать точные и наглядные 3D-модели, что дало огромный толчок в производительности инженера-конструктора и значительно снизило влияние человеческого фактора на процесс создания конструкторской документации. Поэтому важно не только пользоваться этими программами, но и использовать их полный функционал.

В данной статье я разобрал условия применения параметрических моделей и их влияние на процесс разработки конструкторской документации (КД). Параметрические 3D-

модели целесообразно применять в тех случаях, когда сборочная единица или деталь используются достаточно часто для появления необходимости создания параметризованной модели, при этом в каждом отдельном случае требует регулярных изменений по размерам, конфигурации или составу. При необходимости построения моделей одинаковой структуры, но различных параметров будет целесообразно один раз вложить дополнительные трудозатраты в создание детально продуманной параметрической модели. Здесь важно подчеркнуть, что размеры модели должны быть часто различны, либо иметь широкий диапазон. В противном случае будет проще выполнить сборочную единицу в различных исполнениях. Такое решение будет легче реализовать и применять сотрудникам конструкторского бюро.

Параметрические модели позволят инженеру получить нужную сборочную единицу, изменив лишь несколько ключевых параметров, вместо полного построения модели с нуля. Такой подход практически убирает человеческий фактор и значительно сокращает время разработки окупая первоначальные усилия по параметризации.

Цель работы: на основе разработанной 3D-модели сформулировать методику построения параметрического объекта; сформулировать условия для разработки параметрических моделей.

Практическая значимость: повышение квалификации при работе с CAD-системами; значительное снижение трудозатрат инженера-конструктора.

Теоретические основы: В данной статье я намеренно избегал теоретических выкладок по работе в Компас-3D, подразумевая, что читатель уже знаком с работой в программе.

В параметрическом изображении устанавливается математическая и геометрическая зависимость между элементами модели, которая управляется через систему параметров и ограничений. Под ограничением подразумевается зависимость между параметрами отдельного объекта или равенство параметра объекта константе. В КОМПАС-3D реализован вариационный способ параметризации. Это значит, что ограничения накладываются в любом порядке на заранее начерченные объекты.

Сделаем небольшой вывод: сначала нам необходимо построить похожую модель, затем создать переменные, то есть определить какие параметры должны изменяться и наложить ограничения на каждый элемент нашей модели.

Построение модели: для наглядной демонстрации параметрической модели я выполнил 3D и 2D-модели основания для платформы обслуживания блочно-кустовой насосной станции.

Анализ конструкции: первый шаг построения – создание основной модели-прототипа. Необходимо проанализировать и сформулировать примерный конструктив сборки. Длина платформы не должна быть больше 12 метров и ширина больше 3 метров для комфортной транспортировки от завода изготовителя до фактического места расположения станции. Рама основания должна быть выполнена из швеллера 24У, а расстояние между несущими швеллерами не должно быть больше 2 метров для сохранения прочности рамы, также при ширине более 1,5 метров должен быть добавлен ряд швеллеров по центру площадки, скрепляющий несущие швеллера. Для площадки, по которой предусмотрен выкат насосного оборудования при проведении ремонтных работ, необходима более прочная конструкция, поэтому в модели я предусмотрел вариант расстояния между несущими швеллерами от 1000 мм до 2000 мм.

Построение примерного эскиза конструкции: все эскизы для упрощения последующей параметризации необходимо выполнять с максимальными габаритными размерами. Строим первый эскиз (см. Рис. 1). Рекомендую использовать только осевые линии для исключения ошибок со стороны программы. Командой профиль по кривой строим 3D-модель из заранее определенных металлоконструкций.

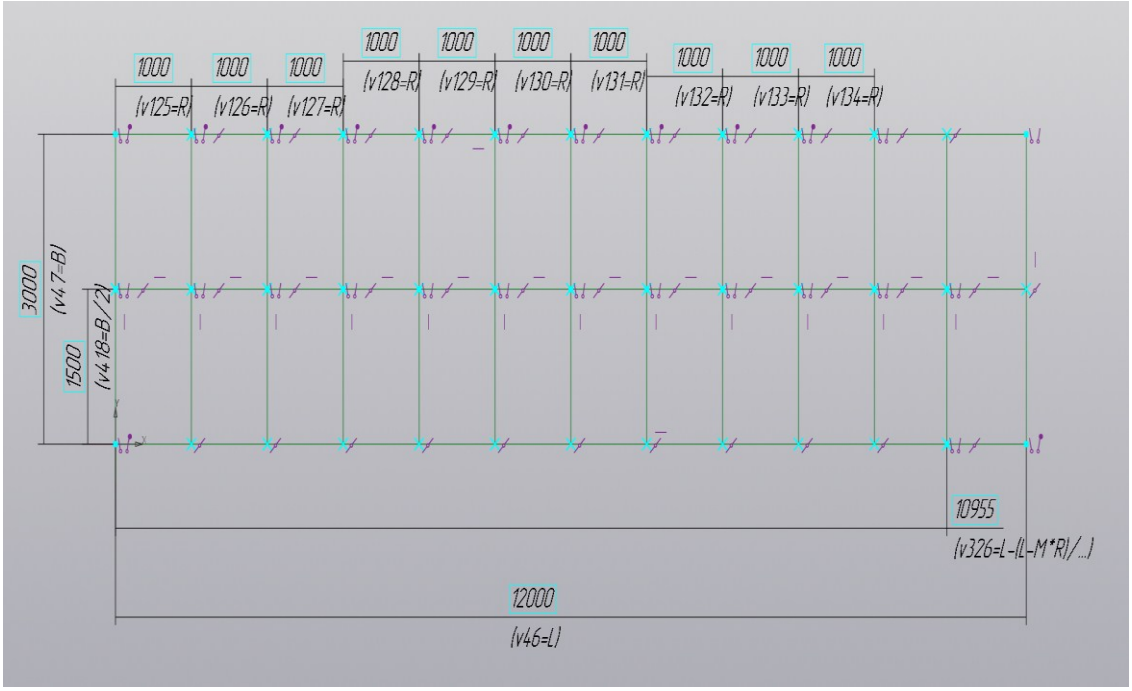


Рисунок 2 – Эскиз рамы основания

Создаем переменные (см. Рис. 2): L – длина, B – ширина, R – расстояние между несущими швеллерами. Как можно увидеть по рисунку, эти переменные являются внешними. Так мы можем управлять моделью даже после добавления ее в вышестоящую сборочную единицу.

Переменные

	Имя	Выражение	Значение	Па...	Комментарий
	Сборка (Тел-70, Сборочных единиц-0, Деталей-0)				
	L	12000	12000		Длина площадки
	B	3000	3000		Ширина площадки
	R	1000	1000		Расстояние между несущими швеллерами
	Pos1	0	0		Расположение внешнего швеллера 1
	Pos2	0	0		Расположение внешнего швеллера 2
	Pos3	0	0		Расположение внешнего швеллера 3
	Pos4	0	0		Расположение внешнего швеллера 4
	N	CEIL(L/R)	12		Количество расстояний между швеллерами по Y
	A	R>=1501?4:(R>=1001)?3:2	2		Количество расстояний между швеллерами для уголка
	M	N-2	10		Для сущ швеллеров
	R0	(L-M*R)/2	1000		Для посл швеллера
	A0	R0>=1501?4:(R0>=1001)?3:2	2		Кол-во уголков
	NList	CEIL((L-150)/1250)	10		Кол-во ниж листов
	VList	CEIL((L-150)/1350)	9		Кол-во верх листов

Рисунок 3 – Таблица переменных

Зная предельные значения трех переменных, можем рассчитать максимальное количество несущих швеллеров – L/R=12000/1000=12, не учитывая швеллера по краям платформы получаем количество несущих - 11. Расставляем в эскизе ограничения таким образом, чтобы эскиз в конечном счете был полностью определен. В ином случае велик шанс ошибки при некоторых значениях параметров. Каждому швеллеру прописываем условия исключения. Для этого вводим информационную переменную N=CEIL(L/R).

▾ Швеллер24У ГОСТ 8240-97:6				
	v219	N>3?0:1	0	Исключить из расчета
	v220		0	Смещение 1
	v221		0	Смещение 2
	v222		180	Угол поворота
	v223		3	Позиционирующая точка
▾ Швеллер24У ГОСТ 8240-97:7				
	v224	N>4?0:1	0	Исключить из расчета
	v225		0	Смещение 1
	v226		0	Смещение 2
	v227		180	Угол поворота
	v228		3	Позиционирующая точка
▾ Швеллер24У ГОСТ 8240-97:8				
	v229	N>5?0:1	0	Исключить из расчета
	v230		0	Смещение 1
	v231		0	Смещение 2
	v232		180	Угол поворота
	v233		3	Позиционирующая точка
▾ Швеллер24У ГОСТ 8240-97:9				
	v234	N>6?0:1	0	Исключить из расчета
	v235		0	Смещение 1
	v236		0	Смещение 2
	v237		180	Угол поворота
	v238		3	Позиционирующая точка
▾ Швеллер24У ГОСТ 8240-97:10				
	v239	N>7?0:1	0	Исключить из расчета
	v240		0	Смещение 1
	v241		0	Смещение 2
	v242		180	Угол поворота
	v243		3	Позиционирующая точка

Рисунок 3 – Условия исключения из расчета

CEIL(L/R) – команда, округляющая результат операции до ближайшего целого в большую сторону, она нужна для получения всегда правильного значения. Пример – L=12000, R=1000 и L=12000, R=1001 при таких данных количество несущих швеллеров будет одинаковым, а значение L/R будет разным, здесь и нужна команда CEIL(L/R).

Вводим новую переменную – N. Из рисунка 2 видно, что слева от названия переменной стоит знак «!». Это означает, что переменная информационная, то есть зависит от значения других переменных и не задается вручную пользователем. Рассчитываем, при каких значениях N будет существовать тот или иной элемент и каждому прописываем условие исключения. Для исключения какого-либо элемента, как правило, используется вариантное заключение вида a ? b : c (если a -истина, то b, иначе c). Мы уже определили максимальное количество несущих швеллеров, а теперь просчитываем - при каких значениях переменной N каждый из швеллеров будет существовать в нашей модели и задаем каждому швеллеру вариантное заключение.

Для швеллера, отмеченного на рисунке 4 Пример №1 вариантное заключение будет иметь вид: N>1?0:1 – значит в случае, если переменная N больше 1, то параметр *Исключить* из расчета получит значение 0 и ничего не произойдет, если же переменная N будет меньше 2, то параметр примет значение 1 и элемент будет исключен из расчета, то есть исчезнет.

То же самое необходимо проделать и с производными объектами от этих швеллеров. В случае, если мы исключим из расчета элемент, но производный от него объект будет существовать, то программа посчитает это за ошибку в построении.

Для швеллеров, существующих только при ширине основания больше 1500 мм, я также прописал условия их исключения из расчета.

Пример №1 (см. рис. 4): N>4&&B>1500?0:1 – в данном вариантном исключении используется символ && - логическое И, значит заключение будет истинным и примет значение 0, только в случае, если оба условия выполнены. При ширине основания более 1500 мм и значении параметра N большем 4 швеллер будет существовать.

Основной каркас платформы выполнен (рис. 1, 2), теперь, изменяя значения у параметров L, B, R проверяем правильность построения. Важно перебрать максимальные и минимальные значения всех элементов и убедиться в правильности построения.

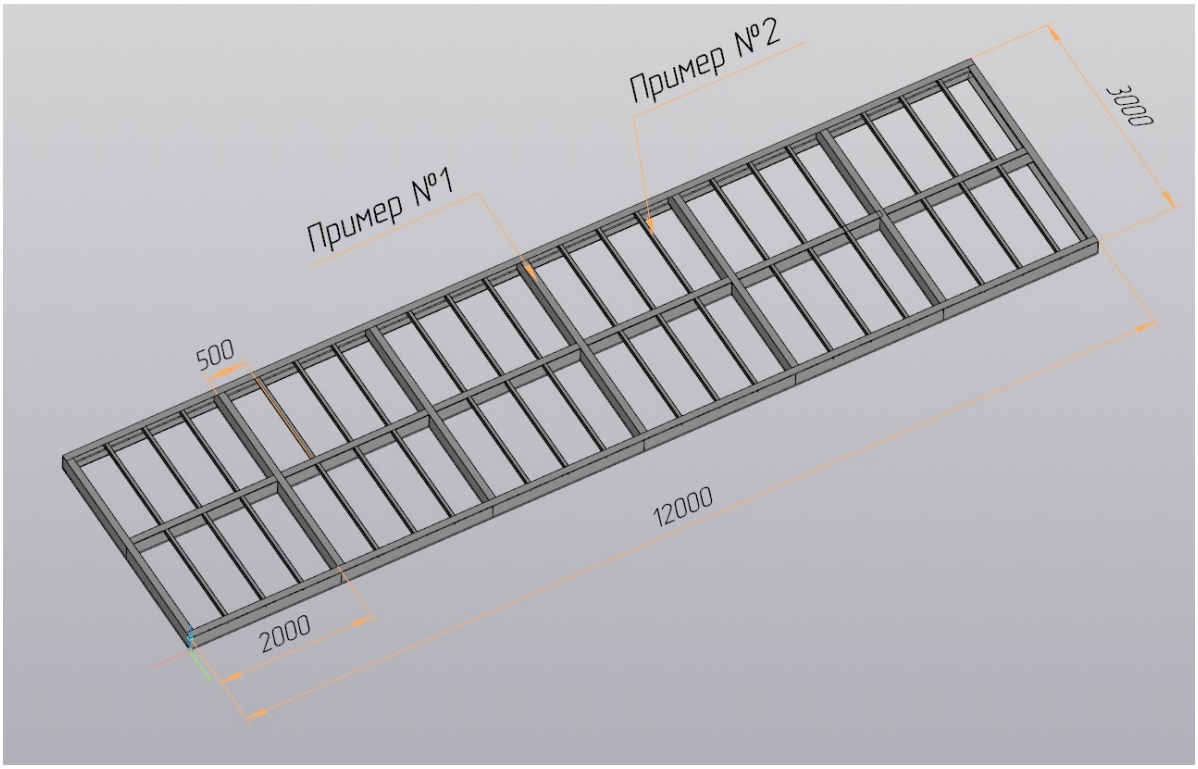


Рисунок 4 – 3D-модель (верхние листы скрыты)

Для предотвращения прогибания листа при перемещении рабочего по платформе необходимо закладывать уголок 50х50х5 не больше, чем через 500 мм. То есть, если между несущими швеллерами будет 2 метра, то необходимо предусмотреть 3 уголка – это и есть наше предельное значение. По аналогии с построением швеллеров строим эскиз (см. рис. 5), создаем переменные А и А0 (см. рис. 2), накладываем ограничения и командой *Построить по кривой* добавляем уголки в модель. Задаем условия существования каждого уголка.

Пример №2 (см. рис. 2): B>=1501&&M>=4&&A==4?0:1 – уголок будет существовать при ширине основания более 1500 мм, значении параметра М больше 3 и значении параметра А равному 4. В ином случае уголок будет исключен из расчета.

Как видно из рисунка 5 не всегда целесообразно создавать переменные. Можно использовать созданные ранее, тем самым избегая загроможденности во вкладке *Переменные*.

Параметрический чертеж: после того, как параметрическая модель построена, конструктор может создать ассоциативный параметрический чертеж. Размеры необходимо расставлять на чертеже при включенной команде *Параметрический режим*. Очень важно указывать размеры не по концевым точкам линии, а к самим основным линиям объектов, в таком случае при их перемещении размер также будет перемещаться. Создание ассоциативного параметрического чертежа позволяет иметь уже готовые размеры и типовые технические требования. После перестроения конструктору остается лишь удалить лишние размеры, проверить чертеж, дополнить техническими требованиями и заполнить основную надпись (см. рис. 6 и рис. 7).

Последний шаг: как правило, последним действием конструктора должно быть обучение сотрудников работе с созданной параметризованной моделью. Необходимо показать, как модель ведет себя при изменении параметров, объяснить, как привязать параметрический чертеж к модели и ответить на вопросы коллег.

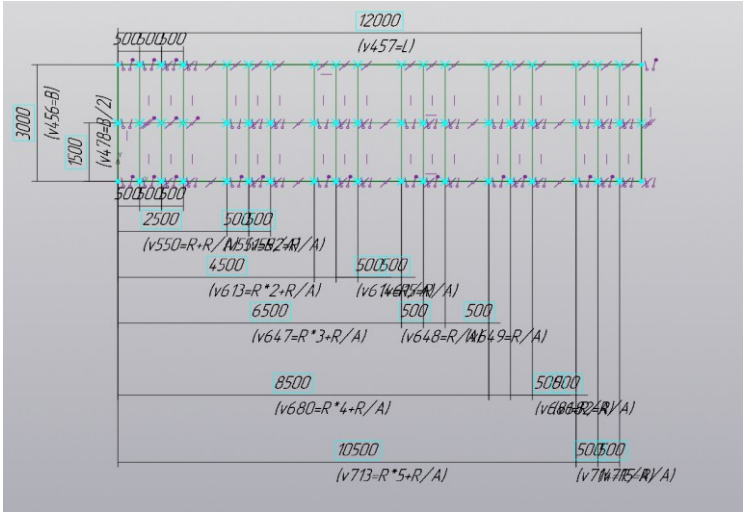


Рисунок 5 – Эскиз уголков 50x50x5

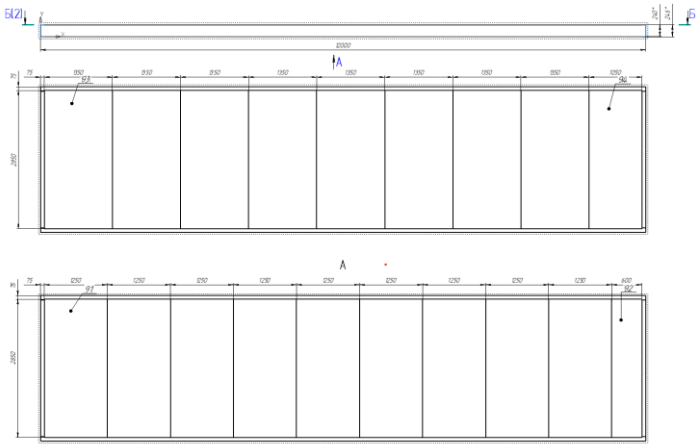


Рисунок 6 – Параметрический чертеж (лист 1)

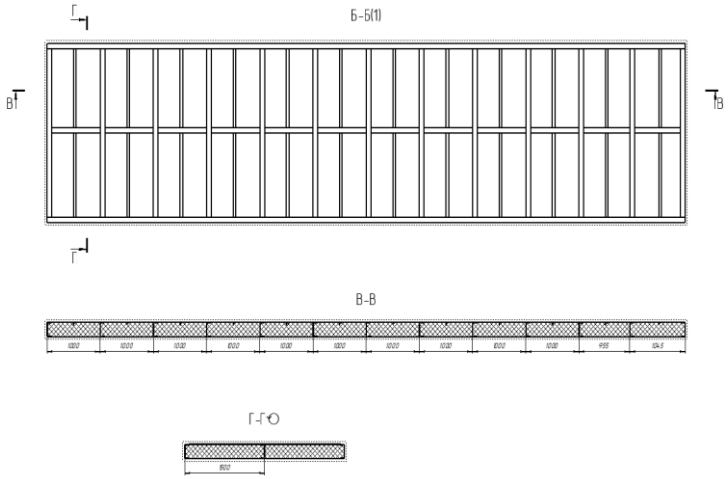


Рисунок 7 - Параметрический чертеж (лист 2)

Вывод

Параметрическое моделирование существенно повышает эффективность работы инженера-конструктора. Его применение позволяет сократить сроки разработки и минимизировать количество ошибок.

В рамках выполненной работы была разработана параметрическая 3D-модель основания платформы обслуживания насосной станции. На создание модели было затрачено немногим более трёх рабочих дней. Несмотря на относительно высокие первоначальные

трудозатраты, данный подход обеспечивает значительный экономический эффект при последующем использовании модели.

Рассмотрим пример практической выгоды. Если предприятие закладывает на разработку одной 3D и 2D-модели основания около 12 часов рабочего времени инженера-конструктора, то при отсутствии параметризации каждая станция будет требует аналогичных затрат. При использовании параметрической модели время на получение новой конфигурации может быть сокращено до 1–2 часов, необходимых для изменения параметров и доработки чертежа. Таким образом, экономия времени на одном изделии составляет в среднем 10 часов. При условии, что предприятие разрабатывает, например, 10 подобных изделий в год, суммарная экономия составит около 100 часов рабочего времени. Это напрямую влияет на снижение себестоимости проектирования и эффективность конструкторского бюро.

Следовательно, первоначальные затраты времени на создание параметрической модели могут полностью окупиться уже в краткосрочной перспективе, в случае, если параметризация была выбрана и выполнена на часто конструируемых сборочных единицах или деталях.

Список использованной литературы

1. Гильманова, А. М. Что представляет собой САПР "КОМПАС 3D" / А. М. Гильманова, Т. Р. Тухватуллин // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием : в 2-х томах, Октябрьский, 26 апреля 2019 года / ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 213-216. – EDN VSYCZX.

2. Гильманова, А. М. САПР КОМПАС3D как средство обеспечения единого цикла обучения в техническом вузе / А. М. Гильманова // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 275-279. – EDN MSZUXG.

3. Работа в САПР ТП ВЕРТИКАЛЬ / Р. А. Сайфуллин, М. И. Латыпова, А. М. Гильманова [и др.] // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ : Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1068-1075. – EDN XZXSJD.

4. Гильманова А. М. Система автоматизированного проектирования «Компас 3D»: учебное пособие / А. М. Гильманова. – 2-е изд. – Уфа: УГНТУ, 2020.

5. Гильманова, А. М. Система автоматизированного проектирования "Компас 3D" / А. М. Гильманова. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – 90 с. – ISBN 978-5-93105-404-9. – EDN OSZLMR.

6. Гильманова, А. М. Информационное обеспечение чертежно-конструкторских работ / А. М. Гильманова. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – 180 с. – ISBN 978-5-93105-308-0. – EDN XGQPGN.

7. Гильманова, А. М. САПР "Компас 3d" в формировании профессиональных компетенций бакалавров направления подготовки "Технологические машины и оборудование" / А. М. Гильманова, И. Ф. Галиуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020 : Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием), Октябрьский, 27 ноября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 96-102. – EDN DPHWUY.

8. Гильманова, А. М. Компьютерные технологии как средство межпредметных связей в процессе обучения студентов технических специальностей для максимального соответствия компетенциям выпускника / А. М. Гильманова // Актуальные вопросы

инженерного образования: компетентностная модель выпускника - 2014 : Сборник научных трудов, Октябрьский, 13 декабря 2014 года. – Октябрьский: АРКАИМ, 2014. – С. 141-147. – EDN VNGOJV.

9. Компьютерное моделирование технологических процессов в машиностроении: оптимизация и инновации / А. М. Гильманова, А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 188-193. – EDN OUDVWH.

10. Филимонов, О. В. Применение КОМПАС-3D в учебном процессе современного ВУЗа / О. В. Филимонов, А. М. Гильманова // Актуальные вопросы инженерного образования-2016 : Сборник научных трудов международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, 11 ноября 2016 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 240-249. – EDN XBUNBV.

11. Гильманова, А. М. Инженерная компьютерная графика: преподавание дисциплины в условиях ограниченного ресурса аудиторных занятий / А. М. Гильманова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 06 ноября 2019 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 11-16. – EDN SVBWBS.

12. Информационные технологии в образовании: переход к новому качеству обучения / А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 73-79. – EDN AZIFHR.

13. Информационный прогресс в нефтяной промышленности / М. Р. Гатиятуллина, И. Ф. Галиуллина, Р. И. Сулейманов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 434-439. – EDN DQLDOJ.

14. Влияние информационно-коммуникационных технологий на высшее образование / И. Ф. Галиуллина, О. В. Филимонов, А. М. Гильманова, З. Р. Хасанов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020 : Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием), Октябрьский, 27 ноября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 92-96. – EDN OEOPCZ.

15. Давыдов А. Ю. Применение системы АРМ FEM на практических занятиях по дисциплине «Автоматизированное проектирование нефтегазового оборудования» / А. Ю. Давыдов, Л. М. Зарипова, М. С. Габдрахимов // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 210-213.

16. Ягафарова Х. Н. Проектирование как часть формирования инженерного мышления / Х. Н. Ягафарова, Л. Д. Хузиахметова, И. Д. Ганиева // Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – Т. 2. – С. 162-164.

17. Ягафарова, Х. Н. Формирование инженерного мышления в процессе изучения дисциплины "Основы проектирования" / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, М. Р. Гатиятуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 790-795. – EDN ZSJULD.

18. Гарифуллина, Г. И. Применение системы автоматизированных инженерных расчетов в учебном процессе / Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего

образования - 2024: материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 179-183. – EDN LELOGT.

19. Обучение в высших учебных заведениях с применением программ моделирования и расчетов методом конечных элементов / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, З. Р. Ахмадиева, Г. Р. Миннулина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: Сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 ноября 2017 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 178-182. – EDN YLOKQX.

20. COMPUTER-AIDED DESIGN SYSTEMS FOR PRODUCT LIFE CYCLE STAGES *Gilmanova A.M.* В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020. BRISTOL, ENGLAND, 2020. С. 012205.

21. Гильманова, А. М. Использование компьютерных технологий в области машиностроения / А. М. Гильманова, А. А. Такаев // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 668-676. – EDN AWRPBK.

22. Тимашев, А. Р. О качестве конструкторской документации / А. Р. Тимашев, А. М. Гильманова // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: в 2-х томах, Октябрьский, 26 апреля 2019 года / ответственный редактор: В.Ш. Мухаметшин. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 37-42. – EDN GADAXI.

УДК 621.713

НОРМИРОВАНИЕ ДОПУСКОВ И ПОСАДОК ТИПОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЕТАЛЕЙ, УЗЛОВ И МЕХАНИЗМОВ В СОВРЕМЕННОМ МАШИНОСТРОЕНИИ

М.А. Бердник

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМПк-24-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются теоретические основы и практическое значение единой системы нормирования допусков и посадок в современном машиностроении. Обосновывается необходимость стандартизации в условиях международной кооперации производства, при которой детали, изготовленные на различных предприятиях, должны обеспечивать беспригоночную сборку. Описаны ключевые задачи, решаемые едиными нормами допусков и посадок

Ключевые слова: допуск, посадка, взаимозаменяемость, посадка с зазором, посадка с натягом, переходная посадка, стандартизация

UDC 621.713

RATIONING OF TOLERANCES AND FITS OF TYPICAL JOINTS OF PARTS, ASSEMBLIES AND MECHANISMS IN MODERN MECHANICAL ENGINEERING

M.A. Berdnik

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BMPk-24-11)

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses the theoretical foundations and practical significance of a unified system for rationing tolerances and landings in modern engineering. The necessity of standardization in the context of international production cooperation is substantiated, in which parts manufactured at various enterprises must ensure a seamless assembly. The key tasks solved by uniform standards of tolerances and landings are described

Keywords: tolerance, landing, interchangeability, gap landing, tight landing, transitional landing, standardization

Современное машиностроение – это высокотехнологичная международная отрасль, где детали, изготовленные на разных заводах и в разных странах, должны идеально подходить друг к другу без дополнительной подгонки. Это возможно благодаря единой системе нормирования допусков и посадок, которая является неотъемлемой частью производства.

Допуск – это разность между наибольшим и наименьшим предельными размерами детали, иными словами, это общая «разрешенная» погрешность размера. Допуск определяет, насколько точно должна быть изготовлена деталь.

Единая система допусков и посадок (ЕСДП) базируется на стандартах и рекомендациях Международной организации по стандартизации (ISO). Это обеспечивает совместимость продукции на глобальном уровне и облегчает международную торговлю.

Посадка – это характер соединения двух деталей, определяемый разностью их размеров до сборки. Выделяют три основных типа:

1. Посадки с зазором.

Посадки с зазором характеризуются гарантированным наличием зазора в сопряжении, что обусловлено конструктивным соотношением предельных размеров сопрягаемых элементов: наименьший предельный размер отверстия превышает наибольший предельный размер вала. В графическом представлении системы допусков данное соотношение отображается расположением поля допуска отверстия выше поля допуска вала относительно нулевой линии номинального размера.

Посадки указанной группы назначаются в случаях, когда функциональные требования к узлу предусматривают обеспечение относительной подвижности сопрягаемых деталей в процессе эксплуатации изделия.

Примеры:

• Подшипники скольжения – требуют зазора для смазки и свободного вращения.

• Плунжерные насосы – широко используются в нефтегазовой промышленности для перекачивания агрессивных веществ, смешивания растворов и добычи нефти. Долговечность и эффективность работы гарантируются правильно подобранным зазором, который минимизирует трение, увеличивает срок службы и сохраняет функцию создания высокого давления.

2. Посадки с натягом.

Посадки с натягом характеризуются гарантированным натягом в сопряжении, обусловленным конструктивным соотношением предельных размеров сопрягаемых элементов: наибольший предельный размер отверстия не превышает наименьшего предельного размера вала. На схеме расположения полей допусков поле допуска вала располагается выше поля допуска отверстия относительно нулевой линии номинального размера.

Посадки с натягом применяются в неподвижных соединениях, к которым предъявляются требования обеспечения максимальной несущей способности сопряжения, передачи крутящих моментов и осевых усилий без применения дополнительных конструктивных элементов крепления – шпонок, штифтов, резьбовых соединений.

Примеры:

• Ступицы колес на оси автомобиля – колесо должно быть жестко закреплено на оси.

• Шкивы, маховики, рабочие колеса на валах – должны передавать крутящий момент без проскальзывания.

3. Переходные посадки.

Переходные посадки представляют собой вид сопряжения, при котором характер соединения – зазор или натяг – определяется конкретным сочетанием действительных размеров сопрягаемых элементов в пределах установленных полей допусков. Условием отнесения посадки к переходной является взаимное перекрытие полей допусков отверстия и вала – полное либо частичное, –- вследствие чего ни гарантированный зазор, ни гарантированный натяг не обеспечиваются. Вероятность получения зазора или натяга определяется относительным расположением и величиной полей допусков сопрягаемых деталей.

Переходные посадки применяются в неподвижных и условно-неподвижных соединениях, к которым предъявляются требования обеспечения высокой точности центрирования сопрягаемых элементов при отсутствии необходимости передачи значительных крутящих моментов или осевых усилий исключительно за счёт сил контактного взаимодействия сопрягаемых поверхностей. В случаях, когда расчётный натяг оказывается недостаточным для обеспечения требуемой несущей способности соединения, предусматривается применение дополнительных конструктивных элементов крепления — шпонок, штифтов, стопорных винтов и иных средств фиксации, — обеспечивающих надёжную передачу нагрузки вне зависимости от характера фактически реализованной посадки.

Примеры:

• Кулачковые муфты.

• Соединение втулки с валом с помощью шпонки – посадка обеспечивает точное положение, а шпонка передает крутящий момент

Система нормирования допусков и посадок – это не просто набор правил, а фундамент технического взаимодействия и современного машиностроения. Она необходима для решения ключевых задач:

• Повышение эффективности производства и снижение его стоимости.

• Гарантия качества и надежности изделий.

• Создание единой базы для стандартизации и унификации.

Рациональное назначение допусков и посадок в конструкторской документации представляет собой комплексную инженерно-технологическую задачу, решение которой оказывает непосредственное влияние на совокупность ключевых производственных показателей: уровень качества и стабильность характеристик выпускаемых изделий, структуру и величину производственных затрат, а также технико-экономическую конкурентоспособность предприятия на международном рынке машиностроительной продукции.

Система нормирования допусков и посадок, регламентированная стандартами ЕСДП (ГОСТ 25346, ISO 286), формирует метрологическую и технологическую основу современного машиностроительного производства, обеспечивая взаимозаменяемость деталей и сборочных единиц, воспроизводимость геометрических параметров в условиях серийного и массового производства, а также унификацию требований к точности в рамках международной кооперации. Уровень владения методологией нормирования точностных параметров служит объективным индикатором инженерно-технологической культуры предприятия и является одним из определяющих факторов его устойчивого позиционирования на глобальном рынке высокотехнологичной продукции.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science

and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587. – EDN COOXGX.

3. Гарифуллина, Г. И. Применение системы автоматизированных инженерных расчетов в учебном процессе / Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 179-183. – EDN LELOGT.

4. Ягафарова, Х. Н. Междисциплинарный подход в преподавании дисциплины «Метрология, квалиметрия и стандартизация» / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 456-460. – EDN NKLQSH.

5. Ягафарова, Х. Н. Формирование инженерного мышления в процессе изучения дисциплины "Основы проектирования" / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, М. Р. Гатиятуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 790-795. – EDN ZSJULD.

6. Гильманова, А. М. САПР "Компас 3d" в формировании профессиональных компетенций бакалавров направления подготовки "Технологические машины и оборудование" / А. М. Гильманова, И. Ф. Галиуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020 : Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием), Октябрьский, 27 ноября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 96-102. – EDN DPHWUY.

7. Эффективность применения обратных клапанов / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов, Й. Мадаминов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 131-138. – EDN SJXZOW.

8. Анализ эффективности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 26 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 44-49. – EDN BMFVUV.

9. Galiullina, I. F. The use of esters as an inhibitor to prevent asphalt-resinous paraffin deposits / I. F. Galiullina, D. S. Nosirov // Journal of Physics: Conference Series, Saint Petersburg, 23–24 апреля 2020 года. – Saint Petersburg, 2021. – P. 012071. – DOI 10.1088/1742-6596/1753/1/012071. – EDN XJYCHH.

10. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture / I. G. Fattakhov, A. V. Kochetkov, I. G. Andaryanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Tyumen, 24–25 августа 2020 года. – Tyumen, 2020. – P. 012044. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012044. – EDN IOKVKP.

11. Галиуллина, И. Ф. К вопросу о формировании систем регулирования газожидкостного потока на поздней стадии разработки / И. Ф. Галиуллина, Д. Ш. Носиров, А. Б. Юсиф // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых

ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 85-88. – EDN BRYNZF.

12. Особенности строительства скважин на ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / И. Ф. Галиуллина, Л. Ш. Асылгараев, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 331-337. – EDN PVJVIR.

13. Обучение в высших учебных заведениях с применением программ моделирования и расчетов методом конечных элементов / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, З. Р. Ахмадиева, Г. Р. Миннулина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования : Сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 ноября 2017 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 178-182. – EDN YLOKQX.

14. Компьютерное моделирование технологических процессов в машиностроении: оптимизация и инновации / А. М. Гильманова, А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 188-193. – EDN OUDVWH.

УДК 621.643

ПРИМЕНЕНИЕ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Р. Валеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Аннотация. В данной статье рассматриваются особенности применения стеклопластиковых труб в нефтегазовой отрасли как альтернативы традиционным стальным трубопроводам. Проанализированы преимущества и ограничения неметаллических материалов в условиях транспортировки агрессивных флюидов, а также методы их производства. Особое внимание уделено сравнительным характеристикам стеклопластика и его способности противостоять коррозионным процессам при длительной эксплуатации

Ключевые слова: стеклопластиковые трубы, коррозия, нефтегазовые трубопроводы, неметаллические материалы, методы производства, долговечность

UDC 621.643

THE USE OF FIBERGLASS PIPES IN THE OIL INDUSTRY

A.R. Valeev

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Student gr. BSN-23-11)

Abstract. The article discusses the features of using fiberglass pipes in the oil and gas industry as an alternative to traditional steel pipelines. The advantages and limitations of non-metallic materials in the conditions of transportation of aggressive fluids, as well as their production methods, are analyzed. Particular attention is paid to the comparative characteristics of fiberglass and its ability to withstand corrosion processes during long-term operation

Keywords: fiberglass pipes, corrosion, oil and gas pipelines, non-metallic materials, production methods, durability

Срок службы системы нефтяных трубопроводов не очень велик из-за транспортировки агрессивных и коррозионно-активных флюидов, которые не доведены до товарных качеств: помимо содержания большого количества воды растворённых солей, в таких флюидах

присутствуют коррозионно-активные не углеводородные газы и механические частицы, смеси. Такие смеси приводят к ускоренному износу стенок трубопроводов – это и указывает на необходимость использования современных технологий и материалов, которые устойчивы к коррозионному воздействию добываемых жидкостей, поэтому многие нефтегазодобывающие компании ищут недорогие и надёжные трубы для длительной транспортировки жидких и газообразных углеводородов.

Коррозия – одна из главных причин утечек и аварий в нефтепромысловых трубопроводах: около 90% отказов на таких трубопроводах связаны с коррозионными повреждениями металла. Антикоррозионные вещества, такие как ингибиторы коррозии, методы электрохимической защиты и изоляционные покрытия нередко являются непродуктивными, они только замедляют распространение коррозии вместо того, чтобы избавиться от первоисточника – самой коррозии [1]. Перспективным и имеющим большой потенциал считают направление использования неметаллических материалов для труб, но необходимо учитывать материал под конкретные условия эксплуатации. Наибольшее применение получили полиэтиленовые и стеклопластиковые материалы для изготовления транспортных труб.

Стеклопластик, как и термопластичные материалы (к ним как раз и относится полиэтилен), обладает вязкоупругими свойствами, однако он мало подвержен воздействию температур в диапазоне 70 °C – 80 °C. При длительных испытаниях на растрескивание по стандарту ASTM D2992 [2] можно сделать некоторые выводы о физических свойствах труб из данного материала: данные неметаллические трубы могут прослужить довольно продолжительное время.

Трубы из стеклопластика отличаются значительно меньшей массой по сравнению с трубами из стали, что существенно упрощает их транспортировку и монтаж, потому что отпадает необходимость в подгонке, сварке и дополнительной теплоизоляции, в итоге снижается трудоёмкость этих работ. Несмотря на свою лёгкость (примерно в 4-5 раз легче стальных труб), такие трубы обладают высокой механической прочностью к нагрузкам, возникающим как в процессе установки, так и во время эксплуатации. Благодаря химически инертному составу, стеклопластиковые трубы не подвержены электрохимической коррозии и устойчивы к агрессивным средам, включая нефтепродукты, кислоты, и пластовые воды. Таким трубам характерен широкий температурный диапазон от минус 60°C до плюс 80°C, также они устойчивы к ультрафиолетовым лучам. Срок безремонтной эксплуатации может составлять 20 лет в агрессивных средах, где стальные трубы служат существенно меньше. У данных труб повышенная пропускная способность, потому что не откладываются осадки внутри трубы; также у них гладкие внутренние и внешние поверхности, тем самым и у новых, и у эксплуатируемых продолжительное время труб расчётная шероховатость обычно варьируется в диапазоне от 0,05 мм до 0,10 мм.

Использование данных труб сокращает объём работ примерно на 50%; стоит обратить внимание, что один километр гибкого неметаллического трубопровода монтируется примерно 5 часов, это возможно сделать благодаря их малому радиусу изгиба, большой монтажной длине и гибкости. Замена стальных труб на неметаллические гарантирует экономию металла, увеличение срока службы самой системы трубопроводов, уменьшение числа техногенных аварий и снижение гидравлических потерь. В итоге это позволяет значительно повысить надёжность системы и тем самым, обеспечивая безаварийный режим работы. Замена стальных труб, в том числе нержавеющих, на неметаллические – эффективная мера повышения надёжности и долговечности промысловых магистралей.

Однако, наряду с преимуществами, присутствуют и недостатки данных труб. Соединение труб преимущественно разъёмное либо с патрубками с уплотнительными гильзами и осевой фиксацией, либо резьбовое соединение с герметизирующим раствором, что не в полной мере удовлетворяет требованиям безопасности в нефтегазовой отрасли. Также при прокладке в грунт основной проблемой являются соединительные узлы, при

возможной деформации которых в местах стыка нарушается защитный слой, обеспечивающий герметичность, что повышает риск утечки и отказов [4].

Механические и физические свойства стеклопластика существенно зависят от технологии изготовления, вида и количества армирующего материала. При производстве применяют различные типы полиэфирной смолы, высокая жёсткость поверхности этой смолы обеспечивают стеклопластику лучшее сопротивление износу по сравнению с термопластичными материалами. К тому же армирование термопластичного материала стекловолокном повышает ударную прочность, тем самым предотвращая распространение дальнейших трещин[3].

Существует два основных метода создания труб из стеклопластика: метод центробежного литья и метод непрерывной намотки.

Метод центробежного литья, предложенная компанией Hobas (Hobas Pipe USA. Inc.), основывается на послойном формировании трубных конструкций от внешнейповерхности к внутренней в быстро вращающейся стальной форме. В форму подаются полиэфирная смола, измельчённое стекловолокно, наполнитель (обычно песок) и другие специальные добавки. Катализаторы и термический нагрев ускоряют полимеризацию, а профиль внутренней и внешней стенки формируется непосредственно в процессе заливки.

У данного метода следующие преимущества:

- можно получить стенку произвольной толщины;
- высокая точность габаритов (внутреннее сечение формы соответствует наружному диаметру изделия);
- высокая кольцевая жёсткость композита;
- гладкие внутренняя и наружная поверхности.

Основным недостатком такого метода является высокая энергоёмкость процесса и относительно высокая стоимость готового продукта по сравнению с аналогами из других материалов и способов производства.

Основными более распространённым способом производства стеклопластиковых труб является метод намотки. В процессе на поверхность оправки последовательно наносят слои стеклоткани, пропитанной полимерными связующими, где выбор типа смолы (это может быть эпоксидной или полиэфирной смолой)определяется эксплуатационными условиями будущего трубопровода. После завершения намотки изделие проходит стадию затвердевания, после снимается и подвергается испытаниям. Полимеризация же формирует прочную инертную структуру, обычно состоящую из шести слоёв:

1) внешняя намотка из нетканой ленты даёт защиту от атмосферных воздействий, ультрафиолетовогоизлучения и химических реагентов;

2) внешний структурный слой обеспечивает прочность при нагрузках;

3) Средняя прослойка комбинация стекловолокна, песка и смолы;

4) повторный внешний структурный слой в основном состоит из стекловолокна со смолой;

5) Прокладка стеклянных нитей со смолой;

6) Внутреннее покрытие из нетканого стекловолокна, которое даёт герметичность и защиту от абразивного износа.

Данный способ позволяет адаптировать состав внутренних слоёв под конкретные задачи.

Список использованных источников:

1. Сухотина А.М. и др. Коррозия и защита химической аппаратуры // Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. - Т.9. – М.: химия. - 1974. – с. 576.

2. ASTM D2992 – Standard Practice for Obtaining Hydrostatic or Pressure Design Basis for “Fiberglass” (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe and Fittings. 2016. – с. 318-328.

3. Егоров Д.А. Использование труб из полимерных материалов // Евразийский научный журнал. - №6. – 2016. – с. 317-329.

4. Башкова М. Н., Зоря И. В. Сравнительный анализ эффективности работ металлических и стеклопластиковых труб дегазационных газопроводов // Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2017. – № 3. – С. 481–483.

5. Шибаков В. Г., Калашников В. И., Соколова Ю. А. и др. Производство композиционных материалов в машиностроении: Учеб. пособие. – М.: КНОРУС, 2008.

6. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

7. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

8. Причины и методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 784-788. – EDN PFOJYT.

9. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

10. Гарифуллина, Г. И. Структурно-механические изменения и коррозионная стойкость трубных сталей при упругопластической деформации / Г. И. Гарифуллина, Д. А. Павлов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 739-742. – EDN RDUCKG.

11. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753. – EDN EJAYNG.

12. Методы защиты сварных соединений при равномерной коррозии / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, Р. И. Азигамов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 742-745. – EDN HCJUJN.

13. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющих сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739. – EDN LFBFOI.

14. Исследование влияния дефектов сварных швов фланцевого соединения патрубка из стали 09Г2 на эксплуатационную надежность оборудования / Г. И. Гарифуллина, К. С.

Косткин, Р. М. Гареев [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 578-583. – EDN SXHJAM.

15. Жариков, С. А. Влияние коррозии на нефтегазовую промышленность: проблемы и последствия / С. А. Жариков, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 611-614. – EDN DXNLSN.

16. Гарифуллина, Г. И. Технология ультразвукового контроля сварных соединений нефтегазового сепаратора при техническом диагностировании сосудов, работающих под давлением / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 587-590. – EDN TLXFTN.

17. Потапова, К. П. Углекислотная коррозия сталей нефтегазового оборудования / К. П. Потапова, Р. А. Игошин, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 834-838. – EDN XQSKLC.

18. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127. – EDN BKULIL.

19. Гарифуллина, Г. И. Исследование структурно-механических свойств и коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб / Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова, А. А. Гиззатуллина // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 5. – С. 131-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-5-131-140. – EDN AZKUEI.

20. Прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Р. А. Игошин, К. П. Потапова, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 63-68. – EDN STNXCB.

21. Гарифуллина, Г. И. Коррозионно-усталостная долговечность магистрального нефтепровода / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 57-62. – EDN NPPIEQ.

22. Гарифуллина, Г. И. Коррозия сварных соединений / Г. И. Гарифуллина, А. А. Темников, К. С. Косткин // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 662-668. – EDN VPMVAM.

23. Косткин, К. С. применение нанотехнологий в защите от коррозии / К. С. Косткин, А. А. Темников, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 694-698. – EDN YCXQCK.

24. Косткин, К. С. Применение композитных материалов в нефтегазовом оборудовании / К. С. Косткин, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным

участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 397-403. – EDN TQISZJ.

25. Концентраторы напряжений и их влияние на ресурс оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 745-749. – EDN WPFCJO.

УДК 67.02

ПРИМЕНЕНИЕ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ СИСТЕМ ZrN, NbN И HfN ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ИЗДЕЛИЙ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ

А.А. Верещака

(Институт конструкторско-технологической информатики Российской академии наук, главный научный сотрудник)

П.Ю. Потапов

(АО "ЦНИИМАШ", научный сотрудник)

Аннотация. В настоящей статье исследуются антикоррозионные свойства покрытия Zr-ZrN, а также покрытий на основе системы ZrN: Zr-(Zr,Hf)N, Zr-(Zr,Ti)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N и Zr,Nb-(Zr,Nb)N, осажденных на субстрат нержавеющей стали AISI 321. Были измерены твердость и модули упругости данных покрытий, а также их прочность при скретч-тесте. Проведенные исследования показали, что применение указанных нитридных покрытий позволило уменьшить плотности токов коррозии в 3 % водном растворе NaCl при 25°C более чем 10 раз, с 6,96 до 0,17 мкА/см^2. Добавление к Zr-ZrN нитрида Ti привело к выраженному уменьшению плотностей токов коррозии. Тогда как введение Nb вызвало увеличение скорости коррозии и уменьшение поляризационного сопротивления процессу коррозии, а Hf не оказал влияние на коррозионно-защитные свойства исследуемых нитридных покрытий.

Ключевые слова: антикоррозионные свойства; покрытия; нитрид циркония; адгезия

UDC 67.02

APPLICATION OF COATINGS BASED ON ZRN, NBN AND HFN SYSTEMS TO INCREASE THE CORROSION RESISTANCE OF STAINLESS STEEL PRODUCTS

A.A. Vereschaka

(Institute of Design and Technological Informatics of the Russian Academy of Sciences, Chief Researcher)

P.Yu. Potapov

(JSC "TSNIIMASH", researcher)

Abstract. This article examines the anti-corrosion properties of the Zr-ZrN coating, as well as coatings based on the ZrN system: Zr-(Zr,Hf)N, Zr-(Zr,Ti)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N and Zr,Nb-(Zr,Nb)N, deposited on an AISI 321 stainless steel substrate. The hardness and elastic modulus of these coatings were measured, and also their strength in the scratch test. The conducted studies showed that the use of these nitride coatings made it possible to reduce the corrosion current density in a 3% aqueous solution of NaCl at 25°C by more than 10 times, from 6.96 to 0.17 μA/cm2. The addition of Ti nitride to Zr-ZrN led to a pronounced decrease in the corrosion current densities. While the introduction of Nb caused an increase in the corrosion rate and a decrease in the polarization resistance to the corrosion process, and Hf did not affect the corrosion-protective properties of the studied nitride coatings.

Key words: anti-corrosion properties; coatings; zirconium nitride; adhesion

В Таблице 1 представлены основные характеристики покрытий. Наибольшую твердость имеет покрытие (Zr,Hf)N, а наименьшую – (Zr,Nb)N. Наилучшую прочность адгезии с субстратом (величина полного разрушения покрытия, L_{C2}) показало покрытие (Zr,Nb)N, достаточно высокое значение L_{C2} показало покрытие ZrN, остальные покрытия показали достаточно низкую прочность адгезии с субстратом.

Таблица 1. Основные характеристики изучаемых покрытий.

	Содержание элемента, at.%				Твердость	Прочность адгезии с субстратом, L_{C2} (N)
	Zr	Nb	Hf	Ti		
(Zr,Nb)N	50,5	49,5	–	–	HV 2336 ± 115	15
ZrN	100	–	–	–	HV 2993 ± 145	12
(Zr,Hf)N	76,12	–	23,88	–	HV 3350 ± 120	7
(Zr,Ti)N	46,58	–	–	53,42	HV 2727 ± 86	6
(Zr,Nb,Hf)N	72,07	24,87	3,05	–	HV 2860 ± 95	6

Поляризационные исследования коррозионного поведения нитридных покрытий на поверхности стали AISI 321 были выполнены методом снятия анодной и катодной поляризационной кривых для образцов из стали AISI 321 с различными нитридными слоистыми покрытиями в 3 % NaCl при 25°C (Рисунок. 1). Общий вид анодной кривой непокрытого образца из стали AISI 321 в 3 % NaCl при 25°C указывает на возможность саммопасиивации данной стали в кислородсодержащей среде. Анодная кривая для стали AISI 321 в 3 % NaCl имеет области растворения от –0,77 до –0,29 В и область пассивации (–0,29…0,00 В). При дальнейшем росте потенциала на анодной кривой (Рисунок 1) наблюдается резкое увеличение плотности тока, что характерно для процессов выделения кислорода и растворения субстрата.

Нанесение покрытий Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N толщиной порядка 3 мкм на поверхность стали AISI 321 смещает потенциал коррозии на 0,20–0,25 В в более электроположительную область (Рисунок 1). Это указывает на активное взаимодействие покрытий Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N с коррозионной средой и формирование на поверхности покрытий характерных для данного процессе оксонитридных слоев с повышенным электрическим сопротивлением [1,2]. Более того, область пассивации, характерная для непокрытой стали AISI 321, исчезает на всех анодных поляризационных кривых для образцов из стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N, что также указывает на блокировку процесса коррозионного растворения стали AISI 321. Учитывая наблюдаемые при потенциале коррозии в 3 % водном растворе NaCl при 25°C минимальные токи коррозии как непокрытой стали AISI 321, так и стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N в настоящем исследовании проведена оценка плотность тока коррозии в программном пакете Nova 2.0 методом экстраполяции тафелевский участков анодной и катодной поляризационной кривых и методом определения поляризационного сопротивления в области потенциала коррозии. При этом следует отметить, что величины плотностей тока для стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N, рассчитанные методом экстраполяции тафелевский участков анодной и катодной поляризационной кривых несколько больше таких же величин плотностей тока, рассчитанных по методу определения поляризационного сопротивления в области потенциала коррозии и находятся в пределах 0,17–0,84 мкА/см^2. Относительно малые значения плотностей токов коррозии указывают на более адекватное применение метода определения поляризационного сопротивления для нитридных покрытий для корректной оценки скорости коррозии, как это сообщалось в статьях [3,4].

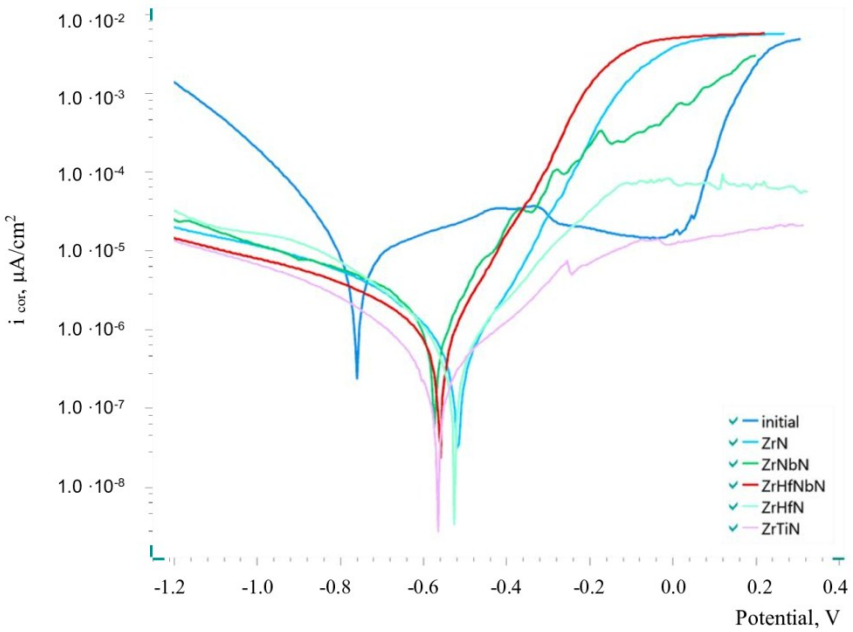


Рисунок 1 – Суперпозиция потенциодинамических кривых образцов из стали AISI 321 с различными нитридными покрытиями в 3 % водном растворе NaCl при 25°C (V_p = 1 мВ/сек)

Особый интерес представляет значения поляризационного сопротивления коррозионному процессу, которое для стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N находится в пределах 31,1–154,4 кΩ см^2, что указывает на большую применимость формулы расчета поляризационного сопротивления (1) нежели уравнения Тафеля (2).

В месте с этим сравнение значений плотностей тока и поляризационного сопротивления, полученных для процесса коррозии стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N в 3 % водном растворе NaCl при 25°C (Рисунок 2), указывает на расхождение 3–27%, что в большей степени отражает общую погрешность электрохимических методов оценки коррозионной стойкости [3,4].

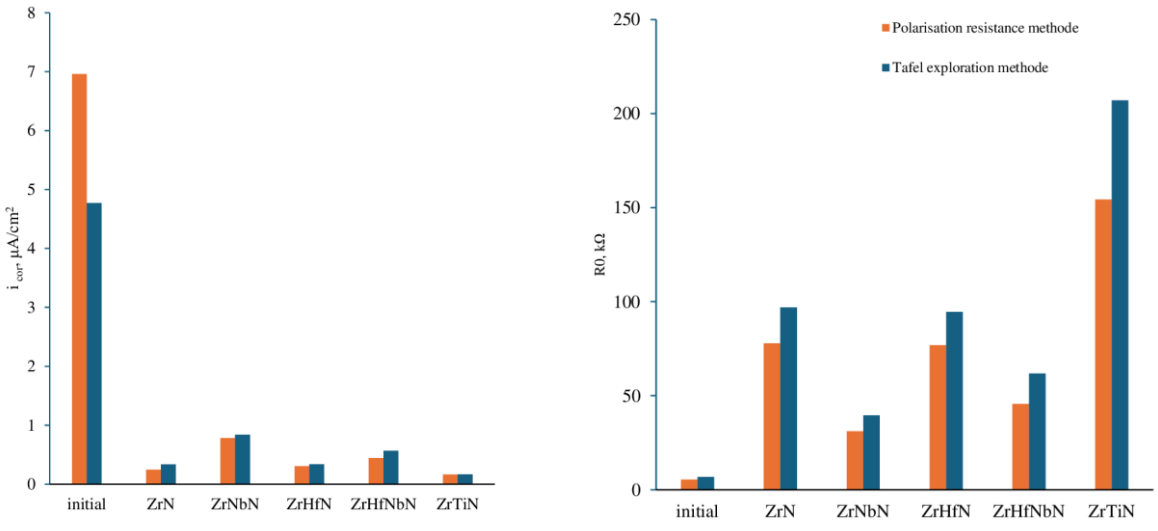


Рисунок 2. Сравнительные диаграммы для величин плотности токов коррозии (а) и поляризационного сопротивления (б) коррозионного процесса на образцах из стали AISI 321 с различными нитридными покрытиями в 3 % водном растворе NaCl при 25°C по методу определения поляризационного сопротивления в области потенциала коррозии, рассчитанные методом экстраполяции тафелевский участков анодной и катодной поляризационной кривых

В связи с вышеизложенным для оценки коррозионной стойкости стали AISI 321 с покрытиями Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N далее будем использовать данные, полученные по методу определения поляризационного сопротивления в области потенциала коррозии. Однако коррозионное поведение непокрытой стали AISI 321 в 3 % водном растворе NaCl при 25°C в большей мере характеризуется уравнением Тафеля с достаточно большой величиной тока коррозии 6,96 мкА/см^2.

Высокая коррозионная стойкость образцов из стали AISI 321 с покрытиями Zr-(Zr,Ti)N, Zr-ZrN, Zr-(Zr,Hf)N в 3 % водном растворе NaCl при 25°C характеризуется плотностями токов коррозии 0,17 – 0,34 мкА/см^2 и поляризационными сопротивлениями 76,9 – 154,4 кΩ см^2, что более чем на порядок превосходит поляризационное сопротивление непокрытой стали AISI 321 (6,9 кΩ см^2). Такое свойство покрытий Zr-(Zr,Ti)N, Zr-ZrN, Zr-(Zr,Hf)N в первую очередь обусловлено наличием переходного слоя Zr, который блокирует распространение процесса коррозии вглубь покрытия из-за за образования оксидного слоя, состоящего из ZrO_2. Образцы с покрытием Zr-(Zr,Ti)N продемонстрировала наименьшие токи коррозии, равные 0,17 мкА/см^2, что обусловлено более быстрым растворение TiN с образованием на поверхности труднорастворимого оксида титана нестехиометрического состава [3,5] следующим образом:

$$2TiN + 2yH_2O \longrightarrow 2TiN_xO_y + (1 - x)\ N_2 + 4yH^+ + 4ye^- \quad (2)$$

$$2TiN_xO_y + 2H_2O \longrightarrow 2Ti^{3+} + (y+1)\ O_2 + xN_2 + 4H^+ + 10e^- \quad (3)$$

$$Ti^{3+} + xH_2O \longrightarrow TiO_x + 2xH^+ + (2x - 3)\ e^- \quad (4)$$

Введение гафния в состав покрытия не привело к значительному изменению коррозионной стойкости, т.к. образующиеся в ходе коррозии оксиды ZrO_2 и HfO_2 имеют схожие химические свойства [6].

Введение в состав покрытия ниобия несколько увеличило значения плотностей коррозионных токов до 0,84 и 0,57 мкА/см^2 соответственно. Это обусловлено растворением NbN с образованием нестехиометрического состава сложных оксидов NbO_x [7,8] с повышенной растворимостью в воде за счет кислотно-щелочного взаимодействия [7,8]. При этом наблюдается частичное разрушение слоя из продуктов коррозии NbO_x и развитие коррозионного процесса внутри переходного слоя из Zr и Nb [7,8].

Заключение

• Наибольшую твердость имеет покрытие (Zr,Hf)N, а наименьшую – (Zr,Nb)N. Наилучшую прочность адгезии с субстратом (величина полного разрушения покрытия, L_{C2}) показало покрытие (Zr,Nb)N, достаточно высокое значение L_{C2} показало покрытие ZrN, остальные покрытия показали достаточно низкую прочность адгезии с субстратом.

• Применение покрытий Zr-ZrN, Zr,Nb-(Zr,Nb)N, Zr-(Zr,Hf)N, Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N, Zr-(Zr,Ti)N на субстрате стали AISI 321 позволило уменьшить плотности токов коррозии в 3 % водном растворе NaCl при 25°C более чем 10 раз с 6,96 до 0,17 мкА/см^2 .

• Добавление к Zr-ZrN нитрида Ti привело к выраженному уменьшению плотностей токов коррозии. Тогда как введение Nb вызвало увеличение скорости коррозии и уменьшение поляризационного сопротивления процессу коррозии, а Hf не оказал влияние на коррозионно-защитные свойства исследуемых нитридных покрытий.

• При том, что возможное присутствие поверхностного оксидного слоя можно наблюдать только у образца с покрытием Zr,Hf-(Zr,Hf)N, он также присутствует у других образцов, исходя из данных картирования. В процессе дальнейших исследований предполагается увеличить время выдержки образцов в соляном растворе, а также повышение температуры проведения экспериментов с целью получения более выраженного оксидного слоя, позволяющего провести его более подробные исследования.

При том, что покрытие Zr,Hf-(Zr,Hf,Nb)N обеспечило наилучшую износостойкость и минимальный коэффициент трения при тесте шар-по-диску, что было установлено при ранее проведенных исследованиях [6], данное покрытие не является предпочтительным для защиты от коррозии. С точки зрения коррозионной стойкости наилучшие результаты обеспечили покрытия Zr-(Zr,Ti)N, Zr-ZrN, Zr-(Zr,Hf)N. Таким образом, с точки зрения

одновременно хорошей стойкости к коррозии в сочетании с высокой износостойкостью может быть рекомендовано покрытие Zr-(Zr,Hf)N. В случае отсутствия заметного механического изнашивания для защиты от коррозии в растворах NaCl (например, морская вода или физиологический раствор) наилучшим образом применимо покрытие Zr-(Zr,Ti)N.

Список использованных источников:

1. Takahashi, M.; Kikuchi, M.; Takada, Y.; Okuno, O. Corrosion resistance of dental Ti-Ag alloys in NaCl solution. Materials Transactions 2010, 51(4), 762–766

2. Mansfeld, F. The Polarization Resistance Technique for Measuring Corrosion Currents, in Advances in Corrosion Science and Technology, Fontana, G. and Staehle, R.W., Eds, N.Y.: Plenum Press, 1976, 6(2), 163

3. Tao, H.; Zhylinski, V.; Vereschaka, A.; Chayeuski, V.; Yuanming, H.; Milovich, F.; Sotova, C.; Seleznev, A.; Salychits, O. Comparison of the Mechanical Properties and Corrosion Resistance of the Cr-CrN, Ti-TiN, Zr-ZrN, and Mo-MoN Coatings. Coatings 2023, 13(4), 750

4. Volosova, M.; Zhylinski, V.; Sotova, C.; Milovich, F.; Seleznev, A.; Pyanka ,H.; Makarevich, K.; Vereschaka A. Features of the Application of Coatings Based on the ZrN System to Increase Resistance to Mechanical Wear and Corrosion of Titanium Alloy Products. Coatings. 2024. 14, 10. 1304- 1325

5. Roman, D.; Bernardi, J.; de Amorim, C.L.; de Souza, F.S.; Spinelli, A.; Giacomelli, C.; Figueroa, C.A.; Baumvol, I.J.; Basso, R.L. Effect of deposition temperature on microstructure and corrosion resistance of ZrN thin films deposited by DC reactive magnetron sputtering. Mater. Chem. Phys. 2011, 130, 147-153

6. Grigoriev, S., Volosova, M., Sotova, C., Milovich, F., Seleznev, A., Makarevich, K., Potapov, P., Vereschaka, A. Increasing the Wear Resistance of Stainless Steel Products by Depositing Modifying Coatings Based on Zirconium Nitride with the Addition of Niobium, Hafnium, and Titanium. Journal of Manufacturing and Materials Processing, 2025, 9(9), 316

7. Ma, Z.-K.; Gao, Y.; Cai, H.-W.; Wang, C.; Yuan, L.; Zhang, Y.; Wu, W.-Q. Corrosion resistance of TiN and CrN coatings with arc ion plating on 201 stainless steel surface. Corrosion and Protection 2013, 34(8), 670-672

8. Bekermann, D.; Barreca, D.; Gasparotto, A.; Becker, H.W.; Fischer, R.A.; Devi, A. Investigation of niobium nitride and oxy-nitride films grown by MOCVD. Surf. Coat. Technol 2009, 204(4), 404–409.

УДК 669.155

ПРИМЕНЕНИЕ ДУПЛЕКСНЫХ СТАЛЕЙ В МОРСКОЙ НЕФТЕДОБЫЧЕ

А.С. Данилевская

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Х.Н. Ягафарова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются дуплексные стали – коррозионно-стойкие материалы с двухфазной феррито-аустенитной микроструктурой, сочетающие свойства аустенитных и ферритных нержавеющих сталей. Описаны основные преимущества дуплексных сталей. Выявлены технологические проблемы, связанные с высокой чувствительностью к тепловому воздействию при сварке, что может приводить к выпадению вредных фаз и снижению эксплуатационных характеристик. Приведены основные области применения дуплексных сталей. Отмечена экономическая эффективность применения дуплексных сталей за счёт снижения веса конструкций и увеличения срока службы оборудования в агрессивных средах

Ключевые слова: дуплексные стали, двухфазная структура, феррито-аустенитная микроструктура, коррозионная стойкость, свариваемость, легирующие элементы, технологичность

UDC 669.155

APPLICATION OF DUPLEX STEELS IN OFFSHORE OIL PRODUCTION

A.S. Danilevskaia
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BSN-23-11)
G.I. Garifullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
Kh.N. Yagafarova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses duplex steels – corrosion-resistant materials with a two-phase ferrite-austenitic microstructure that combine the properties of austenitic and ferritic stainless steels. The main advantages of duplex steels are described. Technological problems related to high sensitivity to thermal effects during welding have been identified, which can lead to the loss of harmful phases and a decrease in operational characteristics. The main areas of application of duplex steels are given. The economic efficiency of using duplex steels is noted due to the reduction in weight of structures and an increase in the service life of equipment in aggressive environments

Keywords: duplex steels, two-phase structure, ferrite-austenitic microstructure, corrosion resistance, weldability, alloying elements, adaptability

Дуплексная сталь – это сталь, которая сочетает в себе свойства двух классов нержавеющих сталей: аустенитных и ферритных. Такое сочетание формирует двухфазную микроструктуру, откуда и возникает название материала duplex (двойная). Благодаря такому балансу фаз они имеют высокую прочность, хорошую устойчивость к коррозии и долговечность при эксплуатации в агрессивной среде.

Преимуществом двухфазных высоколегированных сталей по сравнению с аустенитными однофазными сталями является возможность достижения более высокого уровня прочности. При этом наличие смешанной аустенитно-ферритной структуры приводит к возникновению ряда проблем технологического и эксплуатационного характера.

Проблемы выявляются при сварке, к которой нужно подходить с особой осторожностью. Дуплексные стали обладают высокой чувствительностью к тепловому воздействию, что может привести, при неправильной сварке, к выпадению фаз в зоне шва и термического влияния. Выпадение таких фаз отражаются на снижении прочности и ударной вязкости, а также способствуют возникновению межкристаллитной коррозии.

Дуплексная сталь идеально подходит для:

–каркасов платформ;

–трубопроводов морской воды;

–несущих конструкций;

–крепёжных элементов;

–сосудов под давлением;

–защитных панелей и мостков.

При использовании этой стали снижается вес, увеличивается ресурс и минимизируется коррозионное разрушение материала. Высокая доля аустенита обеспечивает хорошую вязкость и ударную прочность. Повышение качества дуплексных сталей происходит за счёт высокого содержания легирующих элементов хрома, никеля и молибдена, что обеспечивает коррозионную стойкость. Феррит препятствует коррозионному

растрескиванию, которое обуславливается хлоридами внешней среды, к которому так чувствительны аустениты. Стали данного типа имеют хорошие показатели ковкости и прокатываемости, хорошо свариваются.

Дуплексная нержавеющая сталь массово используется в морских платформах, судовых конструкциях и системах очистки морской воды. Из-за коррозионного характера морской воды, которая содержит большое количество ионов хлора, йода, брома, дуплексная нержавеющая сталь может эффективно предотвращать коррозию и биокоррозию в морской воде.

Дуплексные стали в морской нефтедобыче используются для изготовления трубопроводов, насосного оборудования, морских платформ, резервуаров и теплообменников благодаря своей высокой прочности и устойчивости к коррозии.

В глубоководной среде дуплексная сталь должна выдерживать высокое давление. Так в системе трубопроводов глубоководных нефтедобывающих платформ дуплексная нержавеющая сталь обеспечивает безопасную транспортировку нефти и газа. Вследствие хорошей свариваемости дуплексные стали получили широкое применение в изготовлении:

–ёмкостей высокого давления;

–технологических блоков;

–рам и опор конструкций;

–модульных установок.

Это позволяет значительно снизить стоимость изготовления без потери долговечности.

Основными минусами дуплексных сталей является повышенное содержание азота, поэтому требуется особое внимание при сварке для сохранения свойств, а также склонность к снижению коррозионной стойкости при неправильной тепловой обработке.

При высоких температурах метастабильная ферритная фаза в дуплексных сталях претерпевает фазовые превращения с образованием нежелательных интерметаллидных фаз, что приводит к деградации механических свойств и коррозионной стойкости. Наиболее интенсивное охрупчивание наблюдается при температуре 475 °C (475°C-охрупчивание), однако распад α-феррита с образованием α'-фазы может инициироваться уже при температурах от 300 °C, что существенно ограничивает верхний предел рабочего температурного диапазона дуплексных сталей.

Дуплексные нержавеющие стали характеризуются более узким диапазоном низкотемпературного применения по сравнению с аустенитными марками. При ударных испытаниях дуплексные стали проявляют вязко-хрупкий переход, что ограничивает их эксплуатацию при отрицательных температурах. Для применения в морской нефтегазовой промышленности стандартная температура испытания на ударную вязкость составляет минус 46 °C. Нижний предел температурного диапазона эксплуатации дуплексных сталей достигает минус 80 °C.

Дуплексные стали характеризуются уникальным сочетанием высоких прочностных характеристик, присущих ферритной фазе, и коррозионной стойкости аустенитной составляющей. Их применение в морской нефтедобыче обусловлено способностью противостоять агрессивному воздействию хлоридсодержащих сред и морской воды. Повышенные механические свойства позволяют уменьшить толщину стенок конструкций и снизить количество сварных соединений, что обеспечивает существенное сокращение металлоёмкости и массы сооружений при одновременном снижении капитальных затрат.

Дуплексные стали имеют ограниченный температурный диапазон эксплуатации, связанный с возможностью выделения интерметаллидных фаз при температурах выше 300°C и снижением ударной вязкости при отрицательных температурах. Однако температурные условия морской среды (от -2°C до +30°C) полностью соответствуют рабочему диапазону этих материалов, что не накладывает ограничений на их применение. Благодаря оптимальному сочетанию коррозионной стойкости, механических свойств и экономической эффективности, дуплексные стали остаются одним из приоритетных материалов при

проектировании и строительстве морских сооружений, эксплуатируемых в агрессивных средах.

Наиболее распространённой маркой дуплексной стали является 2205, также известная под обозначениями UNS S31803 или S32205. Эта сталь содержит около 22% хрома, 5% никеля и 3% молибдена. Благодаря сбалансированному составу она обладает отличной коррозионной стойкостью и широко применяется в различных отраслях промышленности.

Для менее агрессивных сред разработана экономичная марка 2304 (UNS S32304), относящаяся к группе так называемых lean duplex сталей. Она содержит около 23% хрома, 4% никеля и минимальное количество молибдена (около 0,3%), что делает её более доступной по цене при сохранении хороших эксплуатационных характеристик.

Для работы в особо агрессивных средах используются супердуплексные стали. Марка 2507 (UNS S32750) содержит около 25% хрома, 7% никеля и 4% молибдена, что обеспечивает высокую стойкость к точечной и щелевой коррозии. Ещё более стойкой является марка S32760, известная под торговым названием Zeron 100. Помимо 25% хрома, 7% никеля и 3,5% молибдена, она содержит около 0,7% вольфрама, что придаёт ей максимальную коррозионную стойкость среди супердуплексных сталей.

Для экстремально агрессивных условий эксплуатации разработаны гипердуплексные стали, такие как S32707, содержащая около 27% хрома, 7% никеля и 5% молибдена.

В России также производятся дуплексные стали. Марка 08Х22Д6Т является отечественным аналогом стали 2205, а марка 12Х21Н5Т представляет собой дуплексную сталь российского производства.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

3. Гарифуллина, Г. И. Структурно-механические изменения и коррозионная стойкость трубных сталей при упругопластической деформации / Г. И. Гарифуллина, Д. А. Павлов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 739-742. – EDN RDUCKG.

4. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющих сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739. – EDN LFBFOI.

5. Жариков, С. А. Влияние коррозии на нефтегазовую промышленность: проблемы и последствия / С. А. Жариков, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 611-614. – EDN DXNLSN.

6. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов //

Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127. – EDN BKULIL.

7. Гарифуллина, Г. И. Исследование структурно-механических свойств и коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб / Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова, А. А. Гиззатуллина // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 5. – С. 131-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-5-131-140. – EDN AZKUEI.

8. Косткин, К. С. Применение композитных материалов в нефтегазовом оборудовании / К. С. Косткин, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 397-403. – EDN TQISZJ.

9. Фахрутдинов, И. А. Анализ материалов для изготовления труб магистральных газонефтепроводов / И. А. Фахрутдинов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 842-847. – EDN ZVLXMZ.

10. Эффективность применения обратных клапанов / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов, Й. Мадаминов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 131-138. – EDN SJXZOW.

11. Galiullina, I. F. The use of esters as an inhibitor to prevent asphalt-resinous paraffin deposits / I. F. Galiullina, D. S. Nosirov // Journal of Physics: Conference Series, Saint Petersburg, 23–24 апреля 2020 года. – Saint Petersburg, 2021. – P. 012071. – DOI 10.1088/1742-6596/1753/1/012071. – EDN XJYCHH.

12. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture / I. G. Fattakhov, A. V. Kochetkov, I. G. Andaryanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Tyumen, 24–25 августа 2020 года. – Tyumen, 2020. – P. 012044. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012044. – EDN IOKVKP.

13. Особенности строительства скважин на ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / И. Ф. Галиуллина, Л. Ш. Асылгараев, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 331-337. – EDN PVJVIR.

14. Обзор методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 26 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 54-58. – EDN YHOXJW.

УДК 620.193.8

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

Р.Р. Калимуллин, А.А. Дунаев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Аннотация. Статья посвящена анализу материалов, применяемых для изготовления нефте- и газопроводов. Рассматриваются ключевые требования к материалам трубопроводов, включая механические свойства (прочность, пластичность, ударную вязкость, трещиностойкость), коррозионную стойкость, технологичность и экономическую эффективность. Проанализированы основные классы трубных сталей: низкоуглеродистые,

среднеуглеродистые, низколегированные и современные микролегированные стали марок Х60-Х80

Ключевые слова: трубные стали, микролегированные стали, коррозионная стойкость, механические свойства, легирующие элементы, свариваемость, хладостойкость, трещиностойкость

UDC 620.193.8

MATERIALS FOR OIL AND GAS PIPELINES

R.R. Kalimullin, A.A. Dunaev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BSN-23-11)

Abstract. The article is devoted to the analysis of materials used for the production of oil and gas pipelines. The key requirements for pipeline materials are considered, including mechanical properties (strength, ductility, impact resistance, and crack resistance), corrosion resistance, processability, and cost-effectiveness. The main classes of pipe steels are analyzed: low-carbon, medium-carbon, low-alloy, and modern micro-alloy steels of the X60-X80 grades

Keywords: pipe steels, microalloy steels, corrosion resistance, mechanical properties, alloying elements, weldability, cold resistance, and crack resistance

Выбор материалов для изготовления нефте- и газопроводов напрямую определяет безопасность, долговечность, экологичность и экономическую эффективность всей транспортной системы. Аварии на трубопроводах приводят к катастрофическим последствиям: загрязнению окружающей среды, человеческим жертвам, огромным экономическим потерям и подрыву энергетической безопасности регионов. По данным международных исследований, ежегодно в мире происходят тысячи инцидентов на трубопроводах, значительная часть которых связана с коррозией, механическими повреждениями и усталостью материалов. Это делает разработку и внедрение новых материалов, совершенствование существующих сплавов и методов защиты от коррозии приоритетным направлением в нефтегазовой отрасли.

Материалы для нефте- и газопроводов должны обладать комплексом механических свойств:

- высокая прочность – способность выдерживать внутреннее давление транспортируемой среды (до 10-12 МПа и выше);
- пластичность и вязкость – для предотвращения хрупкого разрушения при динамических нагрузках;
- усталостная прочность – устойчивость к циклическим нагрузкам;
- ударная вязкость – особенно важна для трубопроводов в условиях низких температур (до -60°С и ниже);
- трещиностойкость – способность препятствовать распространению трещин.

Коррозия является основной причиной выхода из строя трубопроводов. Материалы трубопроводов должны противостоять:

- внутренней коррозии от транспортируемой среды, содержащей сероводород, углекислый газ, воду, соли;
- наружной коррозии от пластовых и грунтовых вод;
- электрохимической коррозии от блуждающих токов;
- микробиологической коррозии;
- коррозионному растрескиванию под напряжением

Кроме того, материал трубопроводов должен обладать технологичностью (свариваемость без образования дефектов и снижения прочности, возможность холодной и горячей деформации, обрабатываемость при изготовлении труб различными методами, стабильность свойств при длительной эксплуатации) и экономической эффективностью (баланс между стоимостью материала, затратами на изготовление, монтаж и

эксплуатационными расходами на протяжении всего жизненного цикла трубопровода (30-50 лет)).

Низкоуглеродистые стали (содержание углерода 0,09-0,22%) составляют основу большинства магистральных трубопроводов: марки 10, 20, Ст3сп, Ст4сп (российская классификация); API 5L Grade B, X42, X52 (международная).

Преимущества: доступность, технологичность, хорошая свариваемость, относительно низкая стоимость.

Недостатки: ограниченная прочность, подверженность коррозии, необходимость дополнительной защиты

Среднеуглеродистые стали (0,25-0,45% углерода) применяются реже из-за ухудшения свариваемости.

Добавление легирующих элементов (марганец, хром, никель, молибден, ванадий) в количестве до 2-5% значительно улучшает свойства.

Марганцовистые стали (09Г2С, 17Г1С) обладают повышенной прочностью (до 530 МПа), улучшенной хладостойкостью.

Хромомолибденовые стали (12ХМ, 15ХМ) обладают высокой жаропрочностью, коррозионной стойкость в сероводородных средах

Микролегированные стали марок X60-X80 представляют собой современное поколение трубных сталей, специально разработанных для магистральных нефте- и газопроводов. Эти стали содержат небольшие добавки (обычно менее 0,1-0,15%) таких элементов, как ниобий (Nb), ванадий (V) и титан (Ti), которые оказывают существенное влияние на микроструктуру и механические свойства материала. Цифры в обозначении (60, 65, 70, 80) указывают на минимальный предел текучести в тысячах фунтов на квадратный дюйм (ksi), что соответствует 415, 450, 485 и 555 МПа соответственно.

Химический состав сталей X60-X80 представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав сталей

Химический элемент	X60	X65	X70	X80
C, %	0,10-0,16	0,10-0,16	0,08-0,14	0,06-0,10
Mn, %	1,20-1,60	1,30-1,65	1,40-1,75	1,60-1,90
Si, %	0,15-0,45	0,15-0,45	0,15-0,50	0,15-0,50
P, %	≤0,020	≤0,020	≤0,015	≤0,012
S, %	≤0,010	≤0,008	≤0,006	≤0,005
Nb, %	0,02-0,05	0,03-0,06	0,04-0,08	0,05-0,10
V, %	0,02-0,08	0,03-0,10	0,04-0,12	0,05-0,15
Ti, %	0,005-0,020	0,006-0,025	0,008-0,030	0,010-0,035
Mo, %	-	0,10-0,25	0,15-0,30	0,20-0,40
Ni, %	-	-	0,20-0,50	0,30-0,80
Cr, %	-	-	0,10-0,30	0,15-0,40

Примечание: Состав может варьироваться в зависимости от производителя и конкретных требований проекта.

Основные нормативные документы для магистральных трубопроводов:

1. Международные стандарты:
   - На трубную продукцию: API 5L, ISO 3183;
   - На проектирование: ASME B31.4, B31.8;
   - По коррозии: NACE MR0175, SP0169;
2. Российские стандарты:
   - На трубы: ГОСТ 20295, ГОСТ 31447;
   - На проектирование: СП 36.13330;
   - По безопасности: ПБ 03-585.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

3. Причины и методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 784-788. – EDN PFOJYT.

4. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

5. Гарифуллина, Г. И. Структурно-механические изменения и коррозионная стойкость трубных сталей при упругопластической деформации / Г. И. Гарифуллина, Д. А. Павлов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 739-742. – EDN RDUCKG.

6. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753. – EDN EJAYNG.

7. Методы защиты сварных соединений при равномерной коррозии / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, Р. И. Азигамов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 742-745. – EDN HCJUJN.

8. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющих сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739. – EDN LFBFOI.

9. Исследование влияния дефектов сварных швов фланцевого соединения патрубка из стали 09Г2 на эксплуатационную надежность оборудования / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Р. М. Гареев [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 578-583. – EDN SXHJAM.

10. Жариков, С. А. Влияние коррозии на нефтегазовую промышленность: проблемы и последствия / С. А. Жариков, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции,

Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 611-614. – EDN DXNLSN.

11. Гарифуллина, Г. И. Технология ультразвукового контроля сварных соединений нефтегазового сепаратора при техническом диагностировании сосудов, работающих под давлением / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 587-590. – EDN TLXFTN.

12. Потапова, К. П. Углекислотная коррозия сталей нефтегазового оборудования / К. П. Потапова, Р. А. Игошин, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 834-838. – EDN XQSKLC.

13. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127. – EDN BKULIL.

14. Гарифуллина, Г. И. Исследование структурно-механических свойств и коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб / Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова, А. А. Гиззатуллина // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 5. – С. 131-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-5-131-140. – EDN AZKUEI.

15. Прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Р. А. Игошин, К. П. Потапова, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 63-68. – EDN STNXCB.

16. Гарифуллина, Г. И. Коррозионно-усталостная долговечность магистрального нефтепровода / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 57-62. – EDN NPPIEQ.

17. Гарифуллина, Г. И. Коррозия сварных соединений / Г. И. Гарифуллина, А. А. Темников, К. С. Косткин // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 662-668. – EDN VPMVAM.

18. Косткин, К. С. применение нанотехнологий в защите от коррозии / К. С. Косткин, А. А. Темников, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 694-698. – EDN YCXQCK.

19. Косткин, К. С. Применение композитных материалов в нефтегазовом оборудовании / К. С. Косткин, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 397-403. – EDN TQISZJ.

20. Концентраторы напряжений и их влияние на ресурс оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 745-749. – EDN WPFCJO.

21. Гарифуллина, Г. И. Влияние качества сварных швов на долговечность оборудования / Г. И. Гарифуллина, В. Д. Имаев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 141-147. – EDN UXUEGH.

22. Фахрутдинов, И. А. Анализ материалов для изготовления труб магистральных газонефтепроводов / И. А. Фахрутдинов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 842-847. – EDN ZVLXMZ.

23. Гарифуллина, Г. И. Коррозионная усталость нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, Р. И. Азигамов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-807. – EDN MNKNBK.

24. Арсланов, Д. А. Коррозионное растрескивание газопроводов: причины и технологические методы защиты / Д. А. Арсланов, Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 795-799. – EDN YTITLK.

25. Хабибуллин, А. М. Анализ изломов насосно-компрессорных труб / А. М. Хабибуллин, Д. А. Воробьев, Г. И. Гарифуллина // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 983-987. – EDN AUYMCS.

УДК 626.80

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МИКРОКЛИМАТОМ В АНГАРНОЙ ТЕПЛИЦЕ ДЛЯ ВЫРАЩИВАНИЯ ТОМАТОВ

Е.А. Куличкова
ГАПОУ «Чистопольский сельскохозяйственный техникум имени Г.И.Усманова»
Г. Чистополь, РТ, преподаватель
Р.Д. Хайруллин
ГАПОУ «Чистопольский сельскохозяйственный техникум имени Г.И.Усманова»
Г. Чистополь, РТ, студент 121 группы
35.02.08 Электротехнические системы в агропромышленном комплексе

Аннотация. Создание автоматизированной системы управления микроклиматом (АСУ ТП), которая поддерживает оптимальные параметры среды для томатов в реальном времени, минимизируя участие человека и предотвращая потери урожая от болезней и стрессов. Внедрение данной системы автоматизации позволяет создать для томатов стабильные условия, максимально приближенные к оптимальным. Это обеспечивает стабильное плодоношение, предотвращает вспышки грибковых заболеваний за счет точного контроля влажности и снижает зависимость результата от человеческого фактора. Инвестиции в оборудование окупаются за счет роста выхода товарной продукции и экономии энергоресурсов.

Ключевые слова: агротехнические требования, исполнительные устройства, эксплуатация и обслуживание.

UDC 626.80

AUTOMATION OF THE CLIMATE CONTROL SYSTEM IN A HANGAR GREENHOUSE FOR GROWING TOMATOES

E.A. Kulichkova
GAPOU "Chistopol Agricultural College named after G.I. Usmanov"
G. Chistopol, RT, teacher
R.D. Khairullin
GAPOU "Chistopol Agricultural College named after G.I. Usmanov"
Chistopol, RT, student of group 121
02.35.08 Electrical systems in the agricultural sector

Abstract. Development of an automated microclimate control system (ACS) that maintains optimal environmental parameters for tomatoes in real time, minimizing human intervention and preventing crop losses from diseases and stress. Implementation of this automation system allows for the creation of stable conditions for tomatoes, as close to optimal as possible. This ensures consistent fruiting, prevents fungal outbreaks through precise humidity control, and reduces the dependence of results on human error. Investment in equipment pays for itself through increased marketable yield and energy savings.

Keywords: agronomic requirements, actuators, operation and maintenance.

Выращивание томатов в ангарных теплицах сопряжено с высокими рисками из-за быстрых перепадов температуры и влажности. В солнечный день температура под укрытием может подняться выше +40°C всего за полчаса, что приводит к стерилизации пыльцы и потере урожая. Высокая влажность, в свою очередь, провоцирует фитофтороз и серую гниль. Ручное управление форточками, поливом и отоплением требует круглосуточного присутствия персонала и неизбежно ведет к ошибкам.

1. Техническое задание и агротехнические требования.

Система должна обеспечивать следующие параметры, дифференцированные по времени суток:

· Температура воздуха: днём (солнечно) +22...+26°C; днем (пасмурно) +20...+22°C; ночью +16...+18°C. Превышение +30°C ведет к стерильности пыльцы.

· Влажность воздуха: днём 60–65% (критично для опыления); ночью 75–80%. Превышение 85% более 2 часов недопустимо из-за риска фитофторы.

· Влажность почвы: 75–80% от наименьшей влагоемкости. Недопустимы резкие перепады (растрескивание плодов).

· Углекислый газ (CO2): Поддержание уровня 800–1000 ppm в дневное время для ускорения фотосинтеза.

2. Структура и состав оборудования.

Система строится по трехуровневому иерархическому принципу.

Уровень контроллера (Мозг): Промышленный программируемый логический контроллер (ПЛК), размещенный в шкафу управления с классом защиты IP54. Шкаф также содержит блоки питания, коммутационную аппаратуру (реле, контакторы) и автоматические выключатели для управления силовыми нагрузками (насосы, вентиляторы, калориферы).

Полевой уровень (Органы чувств):

· Датчики температуры и влажности воздуха с аспирационной защитой (для исключения нагрева от солнца). Устанавливаются в зоне плодоношения, равномерно по площади (не менее 1 датчика на 150 м²).

· Инфракрасные датчики CO2 для контроля углекислого газа.

· Тензиометры (датчики влажности почвы) в корневой зоне контрольных растений.

· Метеостанция на крыше (датчики ветра, дождя, наружной освещенности) для блокировки открытия форточек в непогоду.

Уровень исполнительных устройств (Руки):

· Электроприводы форточек с концевыми выключателями и обратной связью по положению.

· Осевые вентиляторы для принудительной вентиляции (с возможностью частотного регулирования).

· Система туманообразования высокого давления (Fog System) — ключевой элемент для томатов, позволяющий охлаждать воздух испарением, не смачивая листья.

· Электромагнитные клапаны на магистралях отопления и капельного полива.

3. Алгоритмы работы (Принципы управления).

Программное обеспечение контроллера реализует сложные, взаимосвязанные алгоритмы.

Управление температурой и вентиляцией:

Контроллер постоянно сравнивает показания датчиков с заданными уставками. При повышении температуры выше дневной нормы система действует по принципу приоритета:

1. Плавное открытие коньковых форточек.

2. Если естественной тяги недостаточно, включаются вентиляторы (сначала на малые обороты, затем на полную мощность).

3. Если температура продолжает расти и достигает +28...+30°C при влажности ниже 70%, циклически включается система туманообразования для адиабатического охлаждения.

4. При снижении температуры процессы выполняются в обратном порядке.

Управление влажностью (Защита от болезней):

Критически важный алгоритм для томатов. За 1,5–2 часа до захода солнца контроллер анализирует влажность. Если она высока, автоматика приоткрывает форточки и может кратковременно включить нагрев, чтобы "просушить" воздух. Цель — снизить влажность до 75–78% к наступлению темноты и предотвратить выпадение холодной росы на плодах.

Управление поливом:

Полив осуществляется капельно. Контроллер открывает электромагнитные клапаны по расписанию или по сигналам тензиометров, когда влажность почвы падает ниже порогового значения. После полива система проверяет, достигнута ли целевая влажность, чтобы выявить возможные засоры капельниц.

4. Основные этапы реализации.

1. Проектирование: Составление структурной и принципиальной электрических схем, привязка оборудования к планировке теплицы.

2. Монтаж:

· Прокладка силовых и информационных кабельных трасс (со строгим разделением для защиты от помех).

· Установка датчиков и исполнительных механизмов (приводов, вентиляторов, насосов).

· Монтаж и коммутация шкафа управления.

3. Пусконаладка и программирование:

· Написание программы для ПЛК на одном из языков стандарта МЭК 61131-3.

· Настройка ПИД-регуляторов для плавного управления приводами и клапанами отопления.

· Тестирование работы всех узлов в ручном и автоматическом режимах.

· Калибровка датчиков.

5. Эксплуатация и обслуживание.

Для надежной работы системы необходим регламент технического обслуживания:

· Еженедельно: Визуальный осмотр датчиков, проверка трендов параметров оператором для раннего выявления отклонений.

· Ежемесячно: Очистка форсунок системы тумана от солей, проверка смазки приводов форточек, промывка фильтров полива.

· По необходимости: Калибровка тензиометров (долив воды в трубки).

· Аварийные режимы: Наличие ручного байпаса (обхода контроллера) для открытия форточек прямым включением привода в случае отказа электроники.

Список использованных источников:
1. Датчик влажности почвы [Электронный ресурс] // URL: https://3d-diy.ru/wiki/arduino-datchiki/datchik-vlazhnosti-pochvy-arduino/
2. Как собрать систему капельного полива? [Электронный ресурс] статья //URL: https://www.vseinstrumenti.ru/publication/kak-sobrat-sistemu-kapelnogo-poliva-1438/ (дата обращения: 05.03.2024).
3. Система управления микроклиматом теплицы. // HABR URL: https://habr.com/post/388837/. (Дата обращения – 20.01.2020)
4. Умная теплица. // Science-start URL: https://science-start.ru/ru/article/view?id=811. (Дата обращения – 20.01.2020)
5. Умные теплицы в России. //Онлайн газета Росси URL: https://www.gazeta.ru/business/2017/08/01/10814257.shtml. (Дата доступа 18.12.2019).

УДК 620.178.3

ОЦЕНКА УСТАЛОСТНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ СТАЛИ AISI 316 ПО ИЗМЕНЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА

Я.Р.Мусина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)
Абдрахманов А.Д.
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25-11)

Аннотация. В статье рассмотрен тензометрический метод оценки усталостных повреждений стали AISI 316 на основе мониторинга изменения коэффициента Пуассона ν: экспериментально установлена корреляция между снижением ν (до 4–5% перед разрушением) и стадиями накопления повреждений — от микротрещин до макротрещин. Метод демонстрирует высокую точность (±1,2%) и перспективность для неразрушающего контроля критически важных конструкций в энергетике, судостроении, медицине и других отраслях.

Ключевые слова: сталь AISI 316, усталостное разрушение, коэффициент Пуассона (ν), тензометрический метод, неразрушающий контроль, циклическое нагружение, накопление повреждений, микротрещины, макротрещины, остаточный ресурс, мониторинг деформаций, оценка повреждений, структурные изменения.

UDC 620.178.3

EVALUATION OF FATIGUE DAMAGE IN AISI 316 STEEL BASED ON CHANGES IN THE POISSON'S RATIO

I.R.Musina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of MGR12-25-11)
Abdrakhmanov A.D.
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, Student, Group RDT9‑25‑11)

Abstract. The article examines the strain‑gauge method for assessing fatigue damage in AISI 316 steel based on monitoring changes in Poisson's ratio ν. An experimental correlation has been established between the decrease in ν (up to 4–5 % before failure) and the stages of damage accumulation — from microcracks to macrocracks. The method demonstrates high accuracy (±1.2 %) and promising potential for non‑destructive testing of critical structures in energy, shipbuilding, medicine and other industries.

Keywords: AISI 316 steel, fatigue failure, Poisson's ratio (ν), strain‑gauge method, non‑destructive testing, cyclic loading, damage accumulation, microcracks, macrocracks, residual life, strain monitoring, damage assessment, structural changes.

Сталь AISI 316 — аустенитная нержавеющая сталь с высоким содержанием хрома (16–18%), никеля (10–14%) и молибдена (2–3%). Благодаря такому составу она обладает высокой коррозионной стойкостью, в т.ч. к хлоридной коррозии, и хорошей пластичностью [3].

Усталостное разрушение представляет собой процесс постепенного накопления повреждений в материале под действием циклических нагрузок. В стали AISI 316 этот процесс имеет многоуровневую природу: на микроуровне происходят движение дислокаций, формирование полос скольжения и накопление микротрещин размером 0,1–10 мкм; на мезоуровне образуются скопления дислокаций и возникают локальные пластические деформации; на макроуровне зарождаются и распространяются усталостные трещины, что в конечном итоге приводит к разрушению конструкции [1].

Особенностью стали AISI 316 является возможность мартенситного превращения при пластической деформации. Этот процесс влияет на механические свойства материала и может ускорять накопление повреждений. Одним из индикаторов таких изменений служит коэффициент Пуассона ν — величина, отражающая соотношение поперечных и продольных деформаций. Структурные изменения в материале (накопление микротрещин, дислокационные скопления, пластические деформации) влияют на упругие свойства стали и отражаются на значении ν [2].

Для оценки усталостных повреждений применяются различные методы: тензометрический, оптической цифровой корреляции изображений (DIC), ультразвуковые, акустической эмиссии, магнитные и вихретоковый контроль. Среди них тензометрический метод выделяется сочетанием точности, оперативности и относительной простоты реализации.

Тензометрический метод основан на измерении продольных $\varepsilon_{прод}$ и поперечных $\varepsilon_{попер}$ деформаций с помощью тензорезисторов (тензодатчиков), установленных на поверхности образца. Коэффициент Пуассона рассчитывается по формуле

$$\nu = -(\varepsilon_{попер} / \varepsilon_{прод}) \quad (1)$$

, а его изменение служит индикатором накопления усталостных повреждений [2].

Можно выделить следующие преимущества тензометрического метода: высокая точность измерений (погрешность ±0,002 для ν); возможность мониторинга в режиме реального времени; локальность измерений — фиксация деформаций в конкретных зонах (сварные швы, концентраторы напряжений); совместимость с другими методами диагностики (акустической эмиссией, ультразвуковым контролем); относительно низкая стоимость оборудования по сравнению с оптическими системами.

Однако тензометрический метод имеет и ряд ограничений, таких как: необходимость тщательной подготовки поверхности (очистка, шлифовка) для надёжного крепления датчиков; риск отклеивания тензорезисторов при длительных испытаниях или высоких амплитудах нагружения; влияние температуры на показания датчиков (требуется температурная компенсация); сложность установки датчиков на конструкциях сложной формы или в труднодоступных местах; точечный характер измерений — для полной картины требуется установка нескольких датчиков [2].

Проведена экспериментальная проверка метода на образцах стали AISI 316 цилиндрической формы с рабочей частью диаметром 6 мм и длиной 30 мм. Химический состав материала подтверждён спектральным анализом: хром (17,2%), никель (12,5%), молибден (2,3%), углерод (0,03%).

Эксперимент включал следующие этапы:

1. Калибровка системы: статическое нагружение образца до уровня $0{,}5\sigma_т$ (где $\sigma_т$ — предел текучести материала) для определения исходного значения коэффициента Пуассона. Среднее значение ν_0, полученное для серии из пяти образцов, составило 0,292±0,003.

2. Измерение деформаций: непрерывная регистрация $\varepsilon_{прод}$ и $\varepsilon_{попер}$ с интервалом каждые 104 циклов.

3. Обработка данных: расчёт текущего значения ν(N), где N — число пройденных циклов нагружения, и построение графика зависимости ν(N).

Анализ полученных данных выявил следующую динамику изменения коэффициента Пуассона:

• на начальной стадии (до 10–15% от общего числа циклов до разрушения) ν оставался стабильным или возрастал на 0,5–1,0% из-за деформационного упрочнения;

• при накоплении микроповреждений наблюдалось постепенное снижение ν со скоростью 0,05–0,1% на каждые 104 циклов;

• критическое уменьшение ν на 2–3% относительно ν_0 совпадало с образованием макротрещины длиной 0,5–1 мм;

• перед окончательным разрушением фиксировалось резкое падение ν до 0,275–0,280, что соответствует 4–5% снижения.

Фрактографический анализ изломов с помощью сканирующей электронной микроскопии подтвердил корреляцию между снижением ν и морфологией разрушения: переход от усталостных борозд к вязкому разрушению соответствовал критическому уменьшению ν. Погрешность измерений, оценённая на основе статистической обработки данных пяти параллельных испытаний, составила ±1,2%, что удовлетворяет требованиям к неразрушающему контролю.

Практическое применение тензометрического метода охватывает множество отраслей, в частности энергетика (контроль трубопроводов, парогенераторов, турбин); химическое и нефтехимическое машиностроение (диагностика реакторов, теплообменников, ёмкостей под давлением); судостроение (оценка усталостного состояния корпусов судов и морских платформ); авиационно космическая отрасль (мониторинг нагруженных элементов конструкций); медицина (проверка усталостной прочности имплантов и хирургических инструментов); пищевая и фармацевтическая промышленность (диагностика стерилизационного оборудования) [4,5].

Таким образом, оценка усталостных повреждений стали AISI 316 по изменению коэффициента Пуассона с применением тензометрического метода доказала свою эффективность. Метод сочетает высокую чувствительность к ранним стадиям повреждения, неразрушающий характер контроля и возможность интеграции в современные системы диагностики. Его дальнейшее развитие связано с совершенствованием измерительных технологий, алгоритмов обработки данных и прогнозирования остаточного ресурса. Это особенно важно для критически важных объектов в промышленности и инфраструктуре, где надёжность и безопасность эксплуатации имеют первостепенное значение.

Список использованных источников

1. Богатов, А. А. Механические свойства и модели разрушения металлов : учебное пособие для вузов / А. А. Богатов. — Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ УПИ, 2002. — 329 с. Арсланов, Д. А. К вопросу о влиянии термической обработки на твердость конструкционной стали / Д. А. Арсланов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 791-795. – EDN WLPQWG.

2. Мишакин, В. В. Использование коэффициента Пуассона и параметра акустической анизотропии для оценки повреждённости и накопленной пластической деформации при усталостном разрушении аустенитной стали / В. В. Мишакин, В. А. Клюшников, А. В. Гончар, О. А. Сергеева // Дефектоскопия. — 2024. — № 7. — С. 3–13.

3. . Гарифуллина Г.И., Ягафарова Х.Н. Исследование структурно-механических свойств сталей насосно-компрессорных труб // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 3. С. 131-140. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-3-131-140. EDN: LYPFCK.Химушин, Ф. Ф. Нержавеющие стали / Ф. Ф. Химушин. — Москва : Металлургия, 1986. — 800 с.

4. Беломестных Владимир Николаевич, Соболева Эльвира Гомеровна Особенности поведения коэффициентов Пуассона ауксетичных материалов // Вестник БГУ. Химия. Физика. 2013. №3.

5. Трутнев Р. Н., Кузеев И. Р., Наумкин Е. А. Особенности усталостного разрушения двухслойных сталей // Баш. хим. ж.. 2007. №4.

УДК 621.818

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В КОНСТРУКЦИИ ПОДШИПНИКА ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

Э.З. Мухамадеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.Э. Мухаметгареев, А.И. Миннегалимов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

Аннотация. В данной работе анализируется внедрение современных материалов в конструкцию элементов запорной арматуры, в частности подшипников скольжения, с применением более прогрессивных и износостойких веществ с целью увеличения сроков эксплуатации механизмов на производстве. Представлены сравнения преимуществ и недостатков указанных материалов.

Ключевые слова: подшипник скольжения, запорная арматура, полиэфирэфиркетон (PEEK).

UDC 621.818

ANALYSIS OF THE USE OF COMPOSITE MATERIALS IN THE DESIGN OF A BEARING FOR A STOPPER

E.Z. Mukhamadeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, associate Professor)

D.E. Mukhametgareev, A.I. Minnegalimov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23–11)

Abstract. This paper analyzes the introduction of modern materials into the design of valve components, particularly plain bearings, using more advanced and wear-resistant substances to increase the service life of mechanisms in production. The paper describes the comparison and advantages of these materials.

Keywords*:* plain bearing, shut-off valve, polyetheretherketone (PEEK).

В ходе эксплуатации нефтегазового оборудования все механизмы зачастую сталкиваются с преждевременным износом и выходом из строя всего оборудования. Эти явления оказывают существенное негативное воздействие на функционирование всей нефтегазовой отрасли, что приводит к необходимости временного прекращения производственной деятельности для проведения технического обслуживания и капитального ремонта.

В рамках данного исследования был проведён анализ подшипника скольжения, используемого в запорной арматуре. Целью работы стало изучение альтернативных композитных материалов с перспективой их дальнейшего внедрения в качестве более современного и износостойкого решения.

В качестве запорной арматуры мы выбрали шаровый кран. Шаровые краны являются одним из самых часто используемых видов запорной арматуры. Их конструкция включает корпус с керамическим или металлическим шаром, который вращается для включения или отключения потока. Такие клапаны отличаются простой схемой, высокой надёжностью и быстрым механизмом открыванием/закрыванием[1]. В данной конструкции подшипник

скольжения выполняет функцию преобразования усилий и обеспечения плавного движения запорного элемента, а конкретнее штока, восприятия осевых и радиальных нагрузок, снижения износа.

На рисунке 1 представлено устройство шарового крана, состоящего из двух частей, с горизонтальным соединением[2]. Под цифрой 26 указан рассматриваемый нами подшипник скольжения.

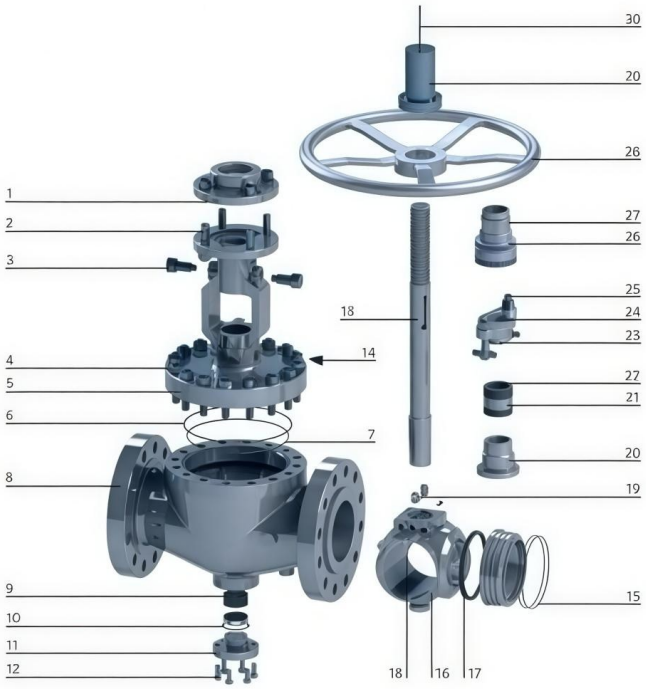


Рис.1. Устройство шарового крана современного представления.

На производстве применяются шаровые краны, в которых подшипник интегрирован в опору штока. Данное решение направлено на обеспечение более стабильного положения подшипника в процессе эксплуатации. Однако роль подшипника не изменяется в обеспечении плавной работы запорного элемента.

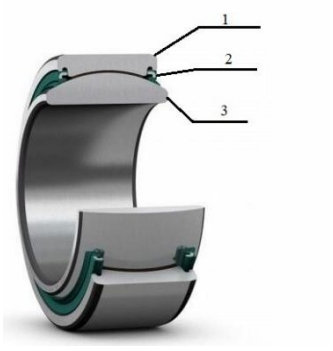


Рис.2. Подшипник скольжения.

Подшипники скольжения представляют собой важный тип опор для вращающихся деталей, являясь альтернативой подшипникам качения. Их принцип работы основан на трении скольжения. Типичная конструкция такого подшипника – это втулка, изготовленная из полимерного материала. Она состоит из внешней оболочки 1 (корпуса или вкладыша) и внутренней рабочей поверхности 3, также выполненной из полимера. Вал устанавливается внутри этой втулки с определенным зазором.

Основные компоненты подшипников скольжения, включая рабочие вкладыши, изготавливаются из специальных полимеров с низким коэффициентом трения. Наиболее часто используемые материалы: фторопласты (PTFE), полиамиды (PA, капролон), полиэтилен (PE) и полиацетали (POM). Для улучшения рабочих характеристик в состав полимеров могут добавляться различные наполнители. Например, графит и дисульфид молибдена уменьшают трение, а стекловолокно повышает прочность.

При расчете подшипников скольжения применяются следующие основные методы:

- Расчет на износостойкость: определяется ожидаемый срок службы подшипника и максимально допустимое давление, которое он может выдержать.

- Расчет теплового режима: предотвратить перегрев, учитывая, что полимеры обычно плохо проводят тепло. Для этого используется условие, что произведение удельного давления (p) на скорость скольжения (v) не должно превышать допустимое значение pv.

- Расчет зазора: обеспечивается либо режим жидкостного трения (когда между поверхностями образуется тонкий слой смазки), либо надежное смазывание при граничном трении (когда поверхности контактируют напрямую, но смазка присутствует).

В отличие от подшипников качения, которые рассчитываются на миллионы оборотов, срок службы подшипников скольжения оценивается по износу, измеряемому в линейных единицах. Для большинства полимерных подшипников основным методом расчета является оценка по критерию pv. Эти подшипники не требуют использования жидкой смазки, могут работать в условиях сухого трения или граничного смазывания. Они также обладают устойчивостью к коррозии и работают бесшумно.

Ключевыми показателями, определяющими работоспособность подшипника, являются:

- Максимально допустимое давление [p]: Давление, которое способно выдержать материал, исключающий деформации и разрушения. Превышение данного параметра приводит к потере свойств материала.

- Максимально допустимое произведение [pv]: Данный параметр важен при оценке нагрузки и износа материала. Его превышение приводит к перегревам и повреждению материала.

Ниже приведена сравнительная таблица 1 композитных материалов по [pv] параметру.

Таблица 1. Сравнение композитных материалов по [pv] параметру.

Материал	Максимально допустимое произведение [pv], МПа·м/с
PTFE (фторопласт)	0.05 - 0.5
PEEK (полиэфирэфиркетон)	1.5 - 4.0
PEEK Композитный	3.0 - 5.0
PA6 / PA66 (капролон)	0.4 - 1.0
POM (полиформальдегид)	0.7 - 1.4

С учетом таких параметров, как температура, износостойкость и коэффициент трения, а также учитывая, что в шаровых кранах предусмотрено поворотно-возвратное движение, мы выбрали материал для втулки подшипника.

Из всех доступных материалов мы отдали предпочтение полиэфирэфиркетону (PEEK). Этот материал отличается оптимальным сочетанием износостойкости и устойчивости к температурным воздействиям. Он обладает выдающимися антифрикционными свойствами и улучшенным теплоотводом.

Стоимость PEEK относительно невысока и составляет примерно 6,5–9 тыс. руб. за кг. Однако современные технологии позволяют добавлять в него наполнители, такие как графит, что увеличивает цену до 12 тыс. руб. за кг, но также повышает его прочностные характеристики.

В таблице 2 мы привели сравнение материалов втулок подшипника из металла и полиэфирэфиркетона (PEEK).

Таблица 2 – Сравнение материалов для втулки подшипника из полиэфирэфиркетона и металла

Параметр	Полиэфирэфиркетон (PEEK)	Металл
Антифрикционные свойства	Очень низкий коэффициент трения, режим «граничного трения»	Требует смазки для снижения трения и износа, риск заедания
Износостойкость	Устойчивость к абразивным средам, меньший износ в 2-3 раза	Высокая чувствительность к абразивным средам
Коррозионная стойкость	Не ржавеет, инертен к большинству химикатам, солям и кислотам	Металл подвержен децинфикации и отсутвием стойкости к килотам
Масса материала	Легкий (1,4-1,5 г/см^3)	Тяжелый (8-10 г/см^3)
Рабочая температура	Ограничение до 250-300°C	Работает при температурах до 400°C и выше
Стоимость	Высокая стоимость сырья и дальнейшей обработки	Низкое сырье и простая обработка

При анализе втулки для подшипника скольжения шарового крана важно учитывать особенности композитных материалов, таких как их способность работать без смазки и устойчивость к агрессивным средам (антифрикционные и абразивные свойства), а также их малый вес и повышенная износостойкость. Однако стоит отметить, что композиты теряют свои свойства при температуре выше 250°C, что соответствует их температуре плавления. Кроме того, существует определённое недоверие к этим материалам по сравнению с более традиционными (бронза, латунь).

В таблице 3 мы привели эксплуатационные затраты внедрения материалов.

Таблица 3 – Экономическое сравнение материалов для втулки подшипника.

Параметр	PEEK	Металл	Экономический эффект композитов
Ресурс	В 3-5 раз выше, чем у металла	Стандартный, 1 раз в 2 года	Снижение затрат на ремонты и простой
Смазка	Не требуется	Регулярно	Экономия на смазочных материалах, обслуживании и ТО
Потери продукта (утечка)	Выше надежность втулки, меньший риск утечки	Риск утечек выше при износе	Экономия на потерях продукта
Совместимость среды	Универсальный материал для разных сред	Нуждается в дорогих сплавах в агрессивных средах	Экономия в выборе типов втулок

Также мы привели экономический расчёт внедрения каждого вида втулки:

На основе полученных данных можно провести расчёт совокупных затрат на эксплуатацию металлических и PEEK-втулок в течение шестилетнего периода. Совокупные затраты включают в себя прямые расходы на приобретение материалов, эксплуатационные издержки, связанные с техническим обслуживанием и смазкой, а также финансовые потери от простоев оборудования.

1. Металлическая втулка:

Стоимость одной втулки: ~3 $;

Количество замен за 6 лет: 3 (в начале периода, через 2 года и через 4 года);

Итого: 3 $ × 3 = 9 $;

Эксплуатационные затраты: годовые затраты на техническое обслуживание, включая зарплату технического персонала, стоимость смазочных материалов, расходные материалы и регулярные инспекции: ~62 $/год

Период: 6 лет

Итого: 62 $ × 6 = 372 $

Затраты на простои оборудования:

Время простоя на одну замену: 2 часа

Стоимость часа простоя: от 185 $ до 309 $

Количество замен, требующих остановки: 3

Итого: (185 – 309) $ × 2 часа × 3 замены = 1 112 – 1 853 $

Общий итог по металлической втулке:
Материалы: 9 $
Техническое обслуживание: 372 $
Простои: 1 112 – 1 853 $
Итого: 1 492 – 2 233 (среднее 1862,5) $
2. PEEK-втулка:
Стоимость одной втулки: от 247 $ до 1 854 $
Ресурс – 6 лет, замена не требуется
Итого: одна покупка на весь период
Эксплуатационные затраты:
Итого: 0 $
Затраты на простои оборудования: плановых простоев на замену втулки нет.
Итого: 0 $
Общий итог по PEEK-втулке:
Материалы: 247 $ – 1 854 $
Техническое обслуживание: 0 $
Простои: 0 $
Итого: 247 – 1 854 (среднее 1050,5)$
Анализ экономической эффективности:
Прямая экономия за 6 лет: 1862,5 - 1050,5 = 812 $ - на одном кране
Годовая экономия: 812 / 6 ≈ 135 $

В этой статье мы рассмотрели втулку подшипника скольжения, изготовленную из композитных материалов, для применения в шаровом кране. Мы проанализировали её преимущества и недостатки, а также провели экономический расчёт целесообразности внедрения этого типа втулки. Очевидно, что данная технология найдёт своё применение в шаровых кранах. Однако, можно с уверенностью сказать, что эта тема остаётся актуальной в современных условиях.

Список использованных источников:

1. Колосов Б. В. Энергосбережение при эксплуатации высоконапорных насосов системы ППД / Б. В. Колосов, И. Ф. Галиуллина, А. Ю. Алчинова // Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском: в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – Т. 2. – С. 169-173.

2. Применение энергосберегающей технологии при добыче высоковязкой нефти / К. В. Андреев, Р. Э. Ибрагимов, И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала в 2-х т. / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 331-337.

3. Сравнительный расчет эксплуатационных затрат системы отопления с использованием котлов газового или индукционного типа / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, В. В. Анисимов, А. И. Валеев, В. В. Кузьмина // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – Т. 2. – С. 201-206.

4. Гильманова А. М. САПР «Компас 3D» в формировании профессиональных компетенций бакалавров направления подготовки «Технологические машины и оборудование» / А. М. Гильманова, И. Ф. Галиуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 96-102. – URL: https://www.elibrary.ru/)

5. Эффективность применения обратных клапанов / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов, Й. Мадаминов // Инновации и перспективы развития в

нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-практической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 131-138. – URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=47133698 (дата обращения: 06.03.2022).

6. Ограничение водопритока на скважинах с использованием гидродинамической модели / Р. Р. Хуснутдинова, А. И. Семанова, А. С. Семанов, И. Г. Фаттахов, И. Ф. Галиуллина, Р. Ф. Хуснутдинов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 11 (659). – С. 58-64.

УДК 621.8

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОМПОЗИТНОГО И СТАЛЬНОГО МЕХАНИЗМА

Э.З. Мухамадеев

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Д.А.Хамидуллин, А.А.Киямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. СГР-23-11)

Аннотация. В данной статье рассматривается сравнительный анализ эксплуатационных параметров механизмов, состоящего из композита и стали. Большое внимание уделено изучению рабочих параметров, а также экономическим показателям.

Ключевые слова: Кривошипно-шатунный механизм, манифольдная линия композитный материал, стальной материал.

UDC 621.8

COMPARATIVE ANALYSIS OF A COMPOSITE AND A STEEL MECHANISM

E.Z. Mukhamadeev

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsk, associate Professor)

D.A.Khamidullin, A.A.Kiyamov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23–11)

Abstract. This article provides a comparative analysis of the performance parameters of composite and steel. Much attention has been paid to studying the operating parameters and economic indicators.

Keywords*:* Crank mechanism, manifest line composite material, steel material

Современный мир в её нынешнем виде тяжело было бы представить без повсеместного применения механизмов, которые используются во всех сферах человеческой жизнедеятельности – от глобального производства, до домашнего быта. Это утверждение справедливо и для нефтяной отрасли, где функционирование работы невозможно без обеспечения множеством механизмов и высокоточных приборов. Ярким примером может послужить станок качалка (штанговый глубинный насос), который состоит только электродвигателя, балансира, редукторов и т.д. Совместная работы этих механизмов может обеспечить преобразование электрической энергии, в возвратно-поступательные движения колонны штанг, которое обеспечивает приток флюида из продуктивного пласта на земную поверхность.

Одним из объектом рассмотрения для анализа материалов в данной статье является кривошипно-шатунный механизм – одно из ключевых устройств в механике машиностроения. Ярким примером его использования является двигатель внутреннего сгорания (ДВС) и некоторых поршневых насосов. Принцип функционирования данных агрегатов базируется на преобразование возвратно-поступательных движений поршня во вращательные движения коленчатого вала, и наоборот, что обеспечивает работу механизма. Конструкция кривошипно-шатунного механизма состоит из нескольких ключевых элементов: поршень (принимающий на себя давление), шатун (передача силы от поршня), коленчатый вал (преобразование этой силы во вращательное движение). А также можно

выделить вспомогательные компоненты такие как: поршневые кольца для уплотнения и герметизации и шатунные подшипники, снижающие трение в месте соединения шатуна с валом. Кривошипно-шатунные механизмы преимущественно изготавливают из легированных сталей, что обуславливает необходимость обеспечения качества механизма. Применение данных сплавов позволяет достичь высокой прочности, превышенной износостойкости, повышенной жаропрочности и, как следствие приводит к увеличению срока службы механизма и, в некоторых случаях, к уменьшению его стоимости.

В машиностроении, наряду с традиционном применением стали в качестве основного компонента конструкционного материала для производства механизмов, активно внедряются и другие материалы. Одним из самых перспективных является композит. Так, например, в настоящее время рынок автомобилестроение всё активнее внедряет композитные компоненты, что обуславливает снижение массы и повышают коррозионную стойкость автомобиля. Далее в таблице 1 рассмотрим рабочие параметры для сравнительного анализа двух материалов

Таблица 1

Параметр	Сальной материал	Композитный материал
Предел прочности, МПа	800-1200	600-1500
Модуль упругости, Гпа	200-210	70-150
Допустимое напряжение	250-400	200-350
Коэффициент запаса прочности	2,5	3,5
Рабочая температура, градусы	(-50)-(+150)	(-50)-(+120)
Критическая температура, градусы	550	180
Предел выносливости	Высокая	Высокая
Коэффициент Пуассона	0,3	0,25
Стойкость к ударным нагрузкам	Высокая	Низкая
Плотность (г/см3)	7,8	1,5-1,6

Таким образом, по результатам исследования можно сказать, что предел прочности у обоих материалов приблизительно равны, но композит демонстрирует анизотропные свойства, то есть способность разрушаться по движению волокон (рис.1), это также относиться к модулю упругости и его жёсткости, следовательно, критически важным условием эффективного применения является правильное конструктивное положение, при котором силовые линии нагрузки расположены вдоль линии «волокон». Температурный диапазон композитов примерно равен стали, что способствует замене стальных материалов композита в тяжёлых климатических условиях. Основным преимуществом композита является плотность, а следовательно, и масса, которая отличается в более чем 4-5 раз при одинаковых размерах. Сталь сохраняет превосходство в области ударной нагрузке, благодаря своей пластичности. В отличие от неё анизотропная структура композита склонна к разрушению при ударном воздействии, что накладывает ограничения на его использовании.

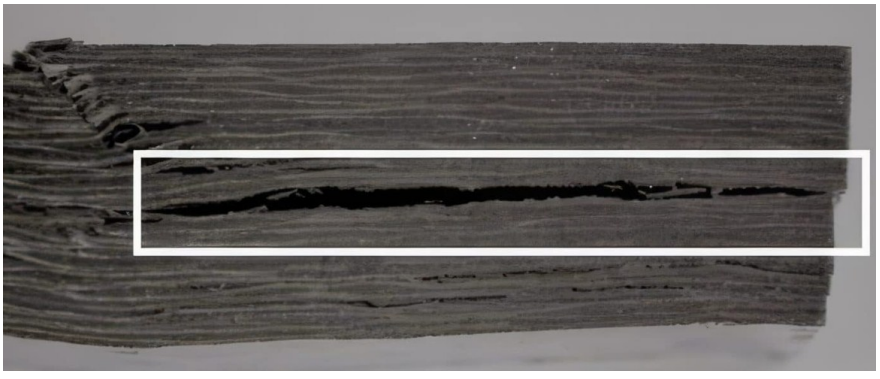


Рисунок 1 – Разрушение углепластика, как можно заметить разрушение произошло по волокнам материала, что говорит о анизотропной природе данного материала

Рассмотрим пример из нефтегазовой отрасли – манифольдную систему. Это комплекс трубопроводов высокого давления, который служит для управления и контроля потока бурового раствора при различных операциях. Масса манифольдной системы, является одним из её ключевых параметров, обеспечивающий её устойчивость. Значительная масса напрямую связана с толщиной стенок труб, которая необходима для противодействия высокому рабочему давлению. В свою же очередь её масса вызывает некие затруднения, в виде установки и монтажа системы. На таблице 2, приведён эксплуатационный анализ, манифольдной линии из стали и композита.

Таблица 2.

	Композитный материал	Стальной материал
Масса	35кг (для 70МПа)	140кг (для 70Мпа)
Прочность на давление, МПа	до 100МПа	100МПа
Усталостная прочность	Отлично выдерживает цикл нагрузки	Подвержен появлению трещин
Поведения при разрушении	Безосколочное	Осколочное
Чувствительность к ударам	Высокая, удары могут повредить волокна	Устойчива к механическим ударам

Показатели композитной манифольдной системы схожи с приведёнными в таблице 1 для стального аналога, хотя композитный материал уступает стали по несущей способности. У композита есть ряд преимуществ:

- Меньшая масса, что в несколько раз упрощает монтаж, а соответственно, снижает трудоёмкость работ.
- Повышенная безопасность обеспечивается безосколочным характером разрушения: в случае критического роста давления или ударного воздействия это сводит к минимуму риск травмирования персонала.
- Повышенная коррозионная стойкость позволяет применять композитные материалы в более агрессивных средах.

Стоимость выступает в роли одного из ключевых, а зачастую и определяющих критериев при выборе любой промышленной продукции. На примере трубы манифольдной линии рассмотрим зависимость стоимость от материала. На рисунке 2 изображён график зависимость стоимости продукта и предельного рабочего давления, которое способна выдержать труба.

Безусловно, стальные манифольды сохраняют преимущество перед композитными аналогами практически при всех стандартных диаметрах. Однако ключевая «борьба» между материалами разворачивается в диапазоне рабочих давлений от 40МПа до 70МПа. Манифольдные трубы рабочим давлением свыше 70МПа используются редко, следовательно цену однозначно обозначить тяжело. Важно также упомянуть, что композитные трубы, также используются только на этапе экспериментов и изучений, поэтому его применение крайне ограниченно, а свыше 100МПа не используются из-за нецелесообразности.

Трубопровод занимает 30-40% стоимости всей системы, что существенно может сказаться на итоговой цене манифольдной линии, т.е. рациональный выбор материала поможет сэкономить при производстве. Но важно подметить, что данный процент корректен при малых длинах манифольдной системы. С увеличением же длины трубопровода или других геометрических показателей, общий процент расхода на трубопровод падает, т.к. помимо труб в системе присутствуют другие немало важные компоненты (клапаны, краны (задвижки), датчики, что и повышают геометрически стоимость манифольдной линии. При комплексной оценке, включающей такие факторы, как логистика, стоимость монтажа, влияние окружающей среды, что может полностью перекрыть ценовое преимущество

стального материала. В итоге, стоимость владения может сделать стальную конструкцию экономически менее выгодным решением по сравнению с композитной.

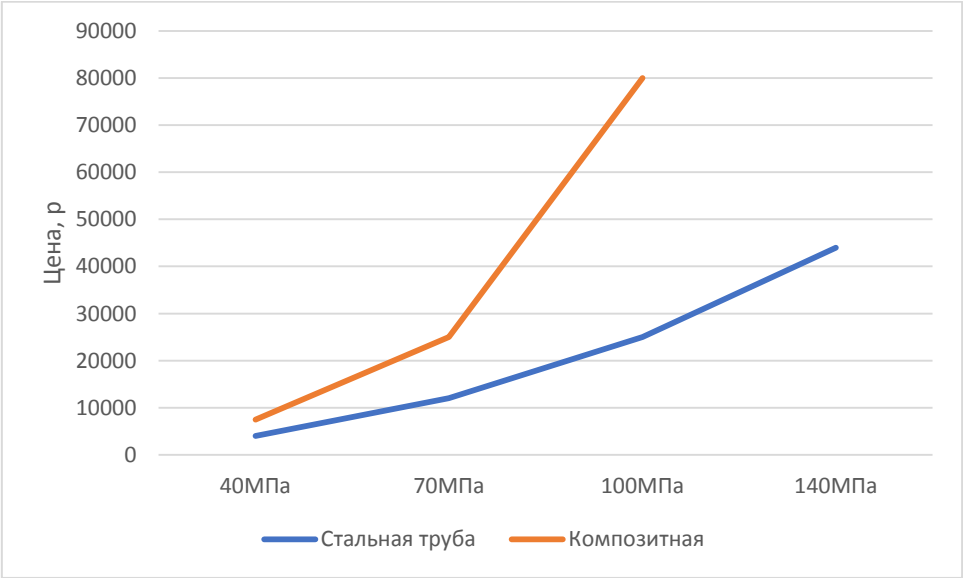


Рисунок 2 – Разница в стоимости стальной и композитной манифольдной линии

Таким образом, ключевыми преимуществами композитного материала в сравнении со стальным аналогом являются существенно меньшая масса и высокая коррозионная стойкость, а также важно отметить безопасность (безосколочное разрушение, диэлектрические способности). К недостатку же относится анизотропность, что мешает рациональному проектированию механизма и высокая стоимость, что вместе ограничивают потенциал его применения.

Подводя итог исследованию, можно заключить, что композитные материалы находят своё применение в тех случаях, когда требуется кардинальное снижение массы, как например, в гоночном автомобилестроении или при замене тяжёлых стальных аналогов более лёгким - композитным. Кроме того, они позволяют полностью решить извечную проблему стальных деталей – коррозию. Также композит обеспечивает безопасность на производстве, что существенно может снизить количество черезвычайных происшествий. В свою очередь, сталь остаётся традиционным и наиболее предсказуемым материалом для большинства механизмов, за счёт свей изотропности, высокой прочности, работе при высоких температурах и надёжности при работе с ударной нагрузкой.

Список литературы:

1. Абдюкова, Р. Я. Моделирование системы "тарель - седло" клапана бурового насоса / Р. Я. Абдюкова // Проблемы машиностроения и автоматизации. – 2020. – № 1. – С. 10-14. – EDN QHUZNK.

2. Динамические исследования клапанов поршневого насоса НБ-125 ИЖ / Р. Я. Абдюкова, Н. Э. Ахмедов, Е. А. Маликов, К. А. Перескоков // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2013 : Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции в 3-х томах, Октябрьский, 14 марта 2013 года / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 2. – Октябрьский: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2013. – С. 55-66. – EDN WFKTPD.

3. Тимеркаев, А. А. Изучение уплотнительных устройств деталей гидравлической части буровых поршневых насосов / А. А. Тимеркаев, Р. А. Габидуллин, Р. Я. Абдюкова // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов : в 3-х томах, Октябрьский, 22 апреля 2013 года / ответственный

редактор К.Т. Тынчеров; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Том 3. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013. – С. 166-168. – EDN WNRLFB.

4. Графеновый аэрогель – материал XXI века / Т. Н. Миннивалеев, И. Г. Арсланов, Х. Н. Ягафарова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2017 : сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах, Октябрьский, 31 марта 2017 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 152-155. – EDN ZCFAHP.

5. Влияние структурного состояния технически чистого титана и покрытий на адгезионные параметры трения / С. В. Чертовских, Л. Ш. Шустер, В. И. Семенов, Р. Я. Абдюкова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 525-531. – EDN PBMCWL.

6. Инновационные методы борьбы с усталостным разрушением и износом металлических деталей / Р. Я. Абдюкова, Р. Ф. Марданов, А. Ф. Латифуллин, Р. А. Гилязетдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 26 марта 2021 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 529-533. – EDN VJIJWH.

УДК 531.729

КАЛИБРЫ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ

В.Н. Петров

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-24-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены калибры как инструмент оперативного производственного контроля в условиях серийного и массового машиностроительного производства. Представлена сравнительная характеристика универсальных средств измерения и гладких калибров по ключевым производственным параметрам. Описаны конструктивные исполнения калибров-пробок и калибров-скоб, требования к применяемым материалам и покрытиям, а также нормативные требования к маркировке инструмента

Ключевые слова: взаимозаменяемость, проходной калибр, непроходной калибр, контроль качества, годность детали

UDC 531.729

CALIBRES AS A TOOL PRODUCTION CONTROL

W.N. Petrov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BMP-24-11)

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article considers calibres as an instrument of operational production control in the conditions of serial and mass machine-building production. A comparative characteristic of universal measuring instruments and smooth gauges by key production parameters is presented. The design designs of the gauge plugs and gauge brackets, the requirements for the materials and coatings used, as well as the regulatory requirements for tool labeling are described

Keywords: interchangeability, pass-through gauge, non-pass-through gauge, quality control, part shelf life

В современном машиностроении принцип взаимозаменяемости – это не просто удобство, а производственная необходимость. Детали, изготовленные на разных предприятиях и даже в разных странах, должны безупречно подходить друг к другу при сборке. Реализация этого принципа невозможна без строгого контроля геометрических параметров каждой детали.

Калибр – это инструмент, предназначенный для контроля одного конкретного размера (рис. 1). Его фундаментальное отличие от универсальных измерительных приборов – штангенциркулей, микрометров, нутромеров – состоит в самой концепции применения. Универсальный инструмент определяет фактическое числовое значение размера. Калибр же устанавливает факт: находится ли размер детали в пределах допустимого поля допуска, заданного конструктором на чертеже. Это различие имеет принципиальное практическое значение.

Среди всего многообразия измерительных инструментов особое место занимают гладкие калибры – бесшкальные жёсткие инструменты, предназначенные для оперативного контроля размеров. Они не показывают числового значения на шкале, не требуют сложных вычислений, но с абсолютной надёжностью отвечают на главный производственный вопрос: соответствует ли деталь чертёжным допускам?



Рисунок 1. Калибры

В таблице 1 представлена сравнительная характеристика универсального средства измерения и гладкого калибра.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика универсального средства измерения и гладкого калибра

Характеристика	Универсальный инструмент	Гладкий калибр
Результат контроля	Числовое значение размера	Годен / Не годен
Требования к оператору	Высокая квалификация	Минимальная подготовка
Скорость контроля	Относительно медленно	Очень быстро
Область применения	Единичное, мелкосерийное производство	Серийное, массовое производство
Субъективность результата	Присутствует	Практически исключена

Наиболее важной для понимания сути контроля является классификация по условию оценки годности. Основным инструментом служат предельные калибры, которые имеют два конструктивных элемента:

Проходной калибр (ПР) соответствует максимальному материальному пределу детали. Он должен свободно проходить через контролируемое отверстие или надеваться на вал. Если проходной калибр не проходит – деталь имеет недопустимое отклонение и является неисправимым браком.

Непроходной калибр (НЕ) соответствует минимальному материальному пределу. Он не должен проходить через отверстие или надеваться на вал. Если непроходной калибр проходит – деталь вышла за пределы допуска в другую сторону и также является браком.

Правило годности детали: деталь считается годной тогда и только тогда, когда проходной калибр проходит, а непроходной – не проходит.

Для контроля отверстий применяются калибры-пробки – двусторонние (проходная и непроходная стороны на одном корпусе), односторонние или листовые для крупных отверстий.

Для контроля валов применяются калибры-скобы – жёсткие (нерегулируемые) или регулируемые, с возможностью настройки в пределах конструктивного диапазона. Регулируемые скобы особенно удобны в условиях мелкосерийного производства, поскольку позволяют перенастраивать инструмент на различные размеры, снижая затраты на инструментальное хозяйство.

Гладкие калибры работают в условиях постоянного механического контакта с контролируемыми деталями, поэтому к материалам предъявляются жёсткие требования. Для изготовления калибров применяются инструментальные стали марок У10А, У12А, ШХ15. Использование легирующих добавок – хрома, марганца, вольфрама – существенно повышает твёрдость и износостойкость рабочих поверхностей. Особого внимания заслуживает хромирование рабочих поверхностей: нанесение твёрдого хромового покрытия увеличивает ресурс калибра в 3–4 раза по сравнению с нехромированным инструментом.

Для контроля точных отверстий по 6–12-му квалитетам вставки калибров-пробок изготавливают из твёрдых сплавов (например, ВК6, ВК8). Твердосплавные вставки обеспечивают исключительную стойкость к истиранию и сохраняют геометрическую точность на протяжении значительно большего числа измерений.

Жёсткость конструкции – не менее важное требование. Деформация калибра под нагрузкой при измерении недопустима, поскольку приводит к систематической погрешности контроля.

Коррозионная стойкость – рабочие поверхности должны сохранять свои характеристики в условиях производственной среды, при контакте с охлаждающими жидкостями и смазочными материалами.

Каждый калибр в обязательном порядке должен иметь чёткую и однозначную маркировку, регламентированную стандартами (ГОСТ 14810-69 и рядом других). Маркировка включает:

- номинальный размер контролируемой поверхности;
- предельные отклонения – в числовом выражении или в виде обозначения поля допуска;
- тип калибра – обозначение «ПР» или «НЕ»;
- назначение – рабочий, приёмный или контрольный.

Правильная маркировка исключает возможность перепутать проходной и непроходной калибры или использовать инструмент не по назначению, что могло бы привести к массовому браку продукции.

Гладкие калибры являются практическим инструментом реализации системы допусков и посадок (ЕСДП / ISO 286). Не имея шкал и не показывая чисел, они решают одну из важнейших задач производства: обеспечивают соответствие деталей заданным допускам быстро, надёжно и с минимальными требованиями к квалификации оператора.

В условиях современного производства, где требования к точности постоянно возрастают, а объёмы выпуска измеряются миллионами деталей, гладкие калибры сохраняют своё значение как незаменимый инструмент оперативного производственного контроля – надёжный, проверенный и экономически эффективный.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024

года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587. – EDN COOXGX.

3. Гарифуллина, Г. И. Применение системы автоматизированных инженерных расчетов в учебном процессе / Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 179-183. – EDN LELOGT.

4. Ягафарова, Х. Н. Междисциплинарный подход в преподавании дисциплины «Метрология, квалиметрия и стандартизация» / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 456-460. – EDN NKLQSH.

5. Ягафарова, Х. Н. Формирование инженерного мышления в процессе изучения дисциплины "Основы проектирования" / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, М. Р. Гатиятуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 790-795. – EDN ZSJULD.

6. Гильманова, А. М. САПР "Компас 3d" в формировании профессиональных компетенций бакалавров направления подготовки "Технологические машины и оборудование" / А. М. Гильманова, И. Ф. Галиуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020 : Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием), Октябрьский, 27 ноября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 96-102. – EDN DPHWUY.

7. Эффективность применения обратных клапанов / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов, Й. Мадаминов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 131-138. – EDN SJXZOW.

8. Анализ эффективности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 26 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 44-49. – EDN BMFVUV.

9. Galiullina, I. F. The use of esters as an inhibitor to prevent asphalt-resinous paraffin deposits / I. F. Galiullina, D. S. Nosirov // Journal of Physics: Conference Series, Saint Petersburg, 23–24 апреля 2020 года. – Saint Petersburg, 2021. – P. 012071. – DOI 10.1088/1742-6596/1753/1/012071. – EDN XJYCHH.

10. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture / I. G. Fattakhov, A. V. Kochetkov, I. G. Andaryanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Tyumen, 24–25 августа 2020 года. – Tyumen, 2020. – P. 012044. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012044. – EDN IOKVKP.

11. Галиуллина, И. Ф. К вопросу о формировании систем регулирования газожидкостного потока на поздней стадии разработки / И. Ф. Галиуллина, Д. Ш. Носиров, А. Б. Юсиф // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020

года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 85-88. – EDN BRYNZF.

12. Особенности строительства скважин на ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / И. Ф. Галиуллина, Л. Ш. Асылгараев, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2022. – С. 331-337. – EDN PVJVIR.

13. Обучение в высших учебных заведениях с применением программ моделирования и расчетов методом конечных элементов / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, З. Р. Ахмадиева, Г. Р. Миннулина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования : Сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 ноября 2017 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 178-182. – EDN YLOKQX.

14. Компьютерное моделирование технологических процессов в машиностроении: оптимизация и инновации / А. М. Гильманова, А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 188-193. – EDN OUDVWH.

УДК 62–762.64

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА АВТОНОМНОГО ТЕРМОЗАЩИТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РАБОТЫ ПОРТАТИВНЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

И.Д. Суворов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9–24–11)
А.М. Гильманова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, к.т.н., научный руководитель)

Аннотация: В статье рассматривается решение проблемы обеспечения работоспособности дефектоскопов в условиях пониженных температур. Проведенный анализ негативного влияния мороза на электронные компоненты и датчики дефектоскопа позволил обосновать и разработать автономный комплекс для термозащиты дефектоскопа при работе в полевых условиях с учетом морозостойкости, эргономики, энергоэффективности, надежности дефектоскопа за счет применения жесткого термокейса с гибким прозрачным окном и активным обогревом.

Ключевые слова: Дефектоскоп, экстремальные климатические условия, термозащита, промышленная безопасность, активный обогрев.

UDC 62–762.64

JUSTIFICATION AND DEVELOPMENT OF A STAND–ALONE THERMAL PROTECTION SYSTEM FOR PORTABLE FLAW DETECTOR OPERATION IN LOW–TEMPERATURE CONDITIONS

I.D. Suvorov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. RDT9–24–11)
A.M. Gilmanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract: This article proposes a solution to the problem of ensuring flaw detector operability in low-temperature conditions. An analysis of subzero electrical frost on the flaw detector's electronic components and sensors allows us to justify and create a standalone thermal protection system for flaw detectors operating in the field, taking into account frost resistance, ergonomics, energy efficiency, and reliability. This system utilizes a rigid thermal case with a flexible translucent window and active heating.

Keywords: Flaw detector, extreme climatic conditions, thermal protection, industrial safety, active heating.

Введение

Дефектоскопия — это метод неразрушающего контроля материалов и конструкций, необходимый и широко применяемый во многих отраслях промышленности. Проблемы, связанные с надежностью оборудования и точностью измерений дефектоскопов, вызывает экстремально низкая температура окружающей среды. При этом металл становится хрупким и возрастает риск появления «холодных» трещин, отказ же дефектоскопа в таких условиях ведет к пропуску критических дефектов на нефтепроводах, газопроводах и железнодорожных путях, что чревато техногенными катастрофами; очень дорого обходится и простой ремонтных бригад из–за отказа оборудования, и постоянный расход для замены пришедших в негодность комплектующих.

Ниже проанализируем основные проблемы эксплуатации дефектоскопов при отрицательных температурах и рассмотрим методы и способы их решения.

Актуальность: Актуальность работы обусловлена необходимостью диагностики различных объектов даже в экстремальных климатических условиях, когда большинство стандартных приборов дают сбои при температуре ниже –20°C, замерзают ЖК–экраны и замедляется отклик, резко падает емкость аккумуляторов, контактная жидкость густеет и искажаются результаты ультразвукового контроля, становятся хрупкими кабели и т.п. В качестве решения проблем на основе анализа всех отрицательных воздействий низких температур на работу дефектоскопа предложен автономный комплекс, обеспечивающий стабильную работу наиболее востребованного на предприятиях различных областей дефектоскопа РА20–Fx.

Цель работы: Разработка комплекса для обеспечения бесперебойного цикла неразрушающего контроля при температурах до –50°C при наименьших затратах и защите дорогостоящих активов дефектоскопа РА20–Fx.

Задачи работы:

1) изучить все аспекты отрицательного воздействия низких температур на дефектоскоп;

2) изучить и проанализировать принцип действия и конструкции имеющихся термочехлов;

3) определить требования для разработки автономного комплекса для защиты дефектоскопа от мороза

4) разработать комплекс для защиты дефектоскопа от мороза, включающий термокейс и систему обогрева;

5) проработать вопросы по конструкции термокейса, материалам, комплектующим, схемам электрообогрева, эксплуатации, техники безопасности.

Практическая значимость: переход от мягкого чехла к жесткому термокейсу это переход на уровень «экстремальной защиты». Такой вариант лучше защищает дорогой РА20–Fx от ударов о металлоконструкции и позволяет создать внутри термокейса более стабильный микроклимат при низких температурах до 60^0C.

1. Аспекты отрицательного воздействия низких температур на дефектоскоп

Если коротко (в связи с ограничением объема статьи) резюмировать анализ собранной информации [1–10], то аспекты, которые необходимо учесть при разработке термокейса, следующие:

– литий–ионные аккумуляторы при температурах уже ниже +3°С начинают быстро терять полезную емкость, а это сокращает время работы автономного прибора в 2–3 раза;

– при низких температурах ЖК–дисплеи (LCD) начинают «тормозить», скорость отклика экрана теряется и достоверность интерпретации дефектов в реальном времени снижается;

– начинаются «зависание» программного обеспечения и сбои в обработке сигналов фазированных решеток процессора;

– теряется эластичность кабелей, а также кабельных вводов в местах подключения к разъемам, к пьезоэлектрическим преобразователям (ПЭП), и появляются изломы и обрывы;

– промерзание радиоэлементов вызывает частый выход из строя и требует дорогостоящего ремонта и дополнительную поверку оборудования;

– датчики дорогостоящих ПЭП испытывают термические напряжения, при этом снижается точность калибровки чувствительности и ресурс датчиков.

2. Принцип действия и конструкции имеющихся термочехлов

Анализ имеющихся на сегодняшний день термочехлов для обеспечения работоспособности различных приборов именно в условиях пониженных температур дает возможность разделить их на две группы: первые работают на принципе пассивной теплоизоляции (удержание тепла), вторые - за счет активного обогрева (поддержание температуры с помощью греющего кабеля).

Самые первые пассивного действия примитивные средства утепления в виде шерстяных тканей, кожухов из толстого пластика и т.п. давали только кратковременный эффект и не решали проблему. Затем в лабораториях институтов оборонной промышленности были созданы первые термочехлы, которые представляют собой многослойные оболочки, состоящие из полимерных материалов и металлической фольги, обеспечивающие защиту от холода и механических воздействий; они тоже не дают полного эффекта. Далее, в результате исследований по изучению поведения материалов при низких температурах, были разработаны специальные ткани, покрытия и изолирующие слои, способные сохранять тепло и защищать приборы от влаги и конденсата: термоизоляционные вспененные пластики, металлизированные пленки, армирующие волокна, водонепроницаемые ткани, и даже герметичные застежки.

В настоящее время существует и используется много различных термочехлов пассивного действия (Рис.1) для различных областей использования: универсальные [11], специализированные, антибактериальные, износостойкие. При всех своих достоинствах у них основной недостаток – малый интервал отрицательных температур и короткий срок действия.

К активным относятся термочехлы, оснащенные нагревательными элементами (кабелями) и терморегуляторами (Рис. 2). Они не просто сохраняют остаточное тепло, но и активно поддерживают заданную температуру внутри чехла даже в сильные морозы. Недостатком таких чехлов является отсутствие защиты от падений и сдавливания с соответствующими отрицательными нюансами в использовании, недостаточная теплоизоляция, эргономичность.



Рис. 1 – Термочехол пассивного действия для воды [11].



Рис. 2 – Термочехлы пассивного и активного действия для приборов [12]

При анализе существующих конструкций и принципов действия различных термочехлов [1 – 10] набран достаточно большой объем информации, выявлены достоинства и недостатки, определены всевозможные требования для разработки автономного термозащитного комплекса для работы портативных дефектоскопов в условиях низких температур.

3. Требования для разработки автономного комплекса для защиты дефектоскопа от мороза

В качестве объекта защиты был выбран наиболее популярный в нефтегазовой области дефектоскоп H5 PA20 Fx (Рис.3) – современный высокотехнологичный портативный прибор для ультразвукового неразрушающего контроля (выявление трещин, пор, непроваров, включений, смещения при проверке трубопроводов, сосудов под давлением, элементов металлоконструкций, сварных соединений и т.д.). Питание автономное, от встроенного аккумулятора, с поддержкой питания от сети 220В. Температурный диапазон хранения от –20 до +65°С; работы, к сожалению, всего от 0 до 45^0С. Наружные размеры дефектоскопа по резиновым накладкам 340x290x105 мм, экрана 10,4”.



Рисунок 3 –Дефектоскоп H5 PA20 Fx

Далее представлены краткие требования для разработки системы, которая включает термокейс в виде жесткого футляра с крышкой со смотровым окном, с активным обогревом, аккумулятором и ручками в двух вариантах с учетом всех требований к паспортным данным дефектоскопа PA20–Fx по условиям эксплуатации, климатическим исполнениям и защите, технике безопасности.

Базовый корпус и изоляция

- Футляр термокейса должен быть ударопрочным с внутренними размерами 340x290x105 мм;
- Стенки изнутри должны быть выложены утеплителем с герметичной отражающей пленкой;
- Прибор в футляре должен сидеть «в натяг», в ложементе, в плотно вырезанном точно по контуру дефектоскопа;
- Термокейс должен быть снабжен удобным поворотным замком для надежной фиксации и быстрого открытия/закрытия.

Смотровое окно «Теплый стеклопакет»

- Крышка термокейса должна предусмотреть окно для просмотра экрана дефектоскопа и с доступом для свободного нажатия кнопок при работе;
- Окно должно быть герметичным, исключающим промерзания и запотевания.

Активный обогрев и электроника

- Термокейс должен обогреваться от аккумулятора 12.8V 10–18Ah;

• Обогрев должен контролироваться цифровым терморегулятор, настроенным на поддержание температуры +15°C...+20°C;

• Для безопасности электроника должна быть обеспечена предохранителем 3А в герметичном держателе;

Коммуникации

• Термокейс должен иметь герметичные морозостойкие выводы для кабельных вводов порта ФАР, дополнительных датчиков, внешнего разъема питания;

• Все кабели должны быть в морозостойкой изоляции;

• Термокейс должен быть оснащен портом ФАР и портом дополнительных датчиков.

Система переноса

• Для переноса термокейса должна быть проработана удобная, надежная, система ручек.

4. Конструкция и описание разработанного комплекса

В результате выполненных работ был разработан автономный термозащитный комплекс для работы портативного дефектоскопа H5 PA20 Fx в условиях низких температур (Рис. 4 – 10), который включает ударопрочный термокейс со смотровым окном, систему обогрева и электроники, коммуникацию, проект документации по эксплуатации и безопасности.

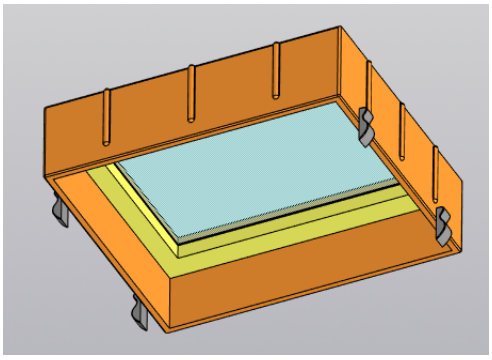


Рисунок 4 –Крышка термокейса изнутри

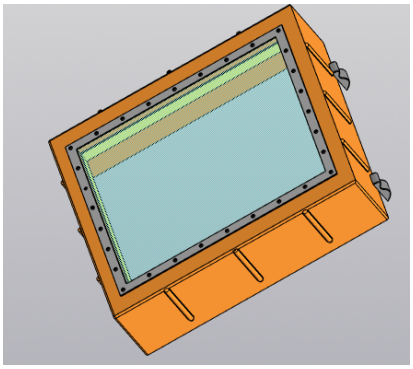


Рисунок 5 –Крышка термокейса снаружи

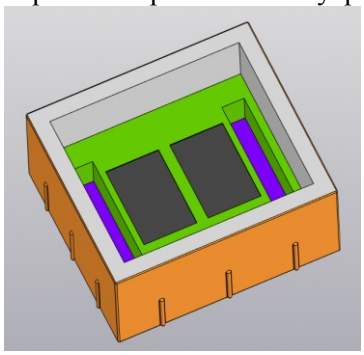


Рисунок 6 – Футляр термокейса. Вид изнутри

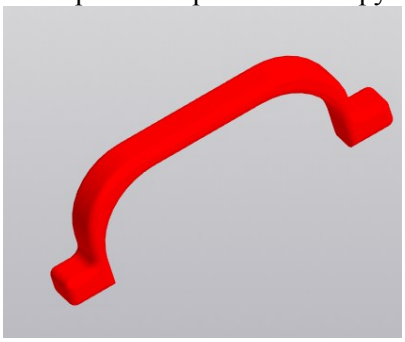


Рисунок 7 – Ручка термокейса простая

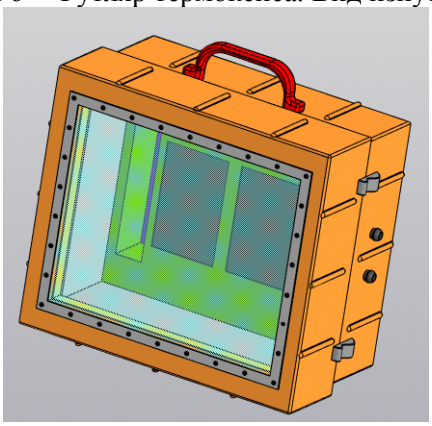


Рисунок 8 – Термокейс в закрытом виде

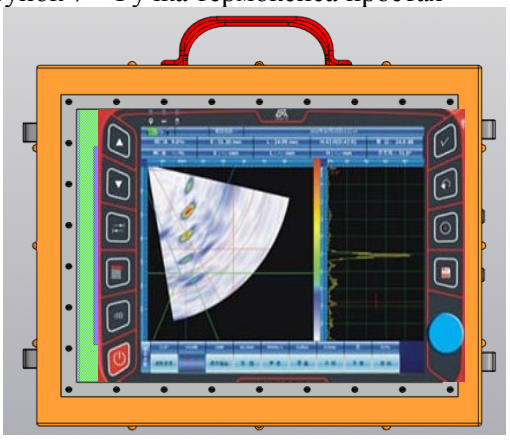


Рисунок 9 –Дефектоскоп в термокейсе

Конструктивный принцип

Основа термокейса – полипропилен, он обеспечивает ударопрочность и полную герметичность. Расчет размеров: наружные размеры термокейса =толщина стенки термокейса+ наружные размеры дефектоскопа + толщина изоляции: 400х350х192 мм без учета ребер жесткости.

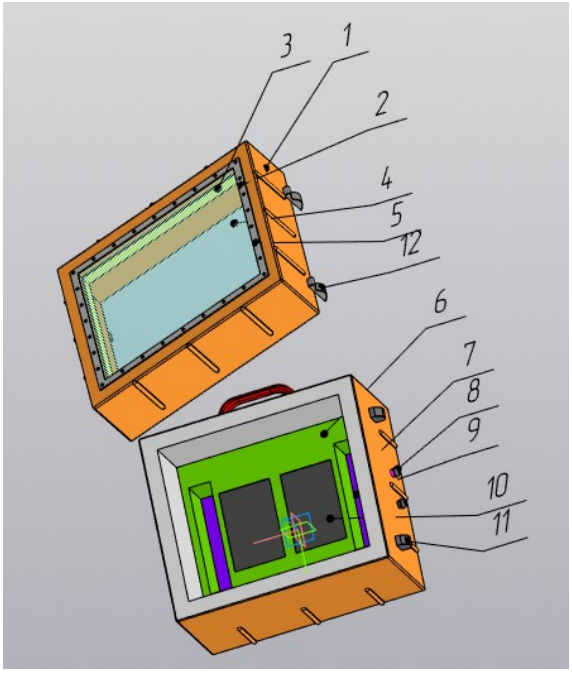


Рисунок 10 – Термокейс в сборе

Обозначения: 1 – крышка в сборе; 2 – прижимная рамка; 3 – полистирол, оклеенный алюминиевым скотчем; 4 – «теплый стеклопакет» из двух полотен ТПУ с вложенной между ними вставкой; 5 – крепежные самоконтрящиеся винты с нейлоновым кольцом; 6 - ложемент; 7 – футляр термокейса; 8 – гермовводы для кабеля; 9 – система обогрева; 10 - аккумулятор; 11 и 12 –замок-защелка.

Термоизоляция: дно и стенки корпуса оклеиваются жесткой PIR–плитой или пеноплэксом (экструдированный пенополистирол) толщиной 20 мм, они жесткие и держат тепло лучше мягкого каучука; в качестве отражающей изоляции оклеиваются алюминиевым армированным скотчем.

Дно термокейса требует отдельного внимания. Схема компоновки дна в разрезе показана на рисунке 11. На дно корпуса укладывается термоизоляция толщиной 20 мм, далее идет алюминиевый лист с плоским нагревателем и терморегулятором. Аккумулятор фиксируется к алюминиевому листу через текстильные стропы на липучках или металлические хомуты с мягкой прокладкой, т.к. аккумулятор при ходьбе не должен свободно перемещаться внутри термокейса. Поверх всего этого укладывается вырезанный из ППЭ ложемент, который «накрывает» АКБ и электронику, оставляя место только под корпус дефектоскопа, т.е. в нем вырезано окно точно по размерам дефектоскопа (чтобы прибор был жестко зафиксирован). Датчик температуры крепится в зоне разъемов прибора. Разъемы и предохранители лежат по углам, не мешают ложементу, аккумулятор лежит горизонтально, термостат расположен в верхней части для удобства.

Для того, чтобы кейс весом около 5–6 кг (прибор + АКБ + корпус) не перекашивался и не давил на одну сторону при ношении на груди, самые тяжелые элементы расположены по центральной вертикальной оси и максимально близко к телу. При этом тяжелый жгут кабелей ФАР (PG–21) для равновесия расположен слева, а блок управления (термостат) и разъем зарядки (GX16) - справа.

Окно – самый сложный и ответственный узел термокейса (Рис. 12), оно должно обеспечивать обзор дефектоскопа и управление его кнопками. Для этого решено использовать принцип «двойного остекления» с воздушной камерой. В крышке вырезано прямоугольное отверстие размерами интрефейса дефектоскопа (250х190); края обработаны напильником для удаления заусенцев, чтобы не прорезать ТПУ. Первый слой 2 полиуретановой пленки ТПУ толщиной 0,7 мм для мягких окон (не ПВХ!) натягивается на рамку 1 в виде алюминиевой полосы шириной 15 мм, толщиной 2 мм, прижимается к корпусу 4 крышки через герметик 3; далее идет специальная вставка 5 (полоска из ПВХ или плотной резины толщиной 5 мм) для получения воздушной камеры, исключающей запотевание изнутри и обледенение окна снаружи; в зоне кнопок дефектоскопа второй слой пленки ТПУ монтируется со «слабиной», чтобы ход мембраны позволял нажимать физические кнопки дефектоскопа. Весь этот «стеклопакет» крепится к корпусу крышки термокейса нержавеющими винтами М3 6 с герметиком 3 с шагом 40–50 мм по всему периметру рамки, гайки 7 использованы самоконтрящиеся с нейлоновым кольцом 8, чтобы не раскрутились от вибрации. Между слоями пленки и пластиком крышки обязательно наносится тонкий слой нейтрального силиконового герметика (прозрачного) 3, т.к. если внутрь камеры попадет влага, окно запотеет изнутри «наглухо». В раму между слоями пленок 2 можно положить пару маленьких таблеток силикагеля и воздух внутри «стеклопакета» будет абсолютно сухим всегда. Для обработки окна при эксплуатации можно использовать спрей или салфетки Антифог.

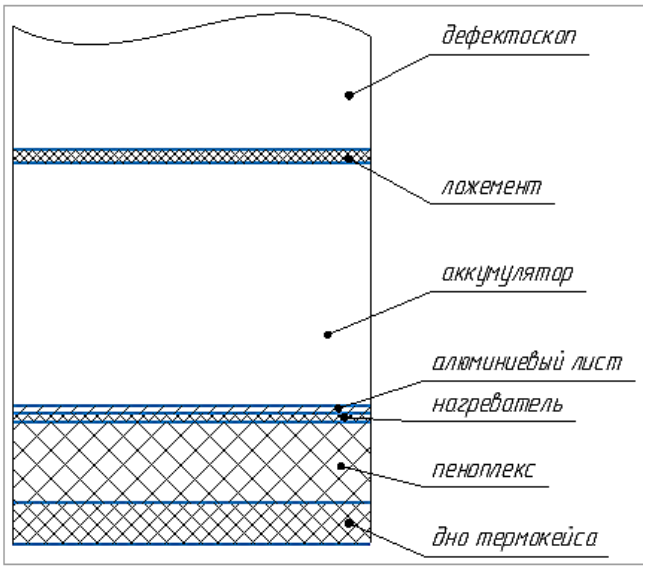


Рисунок 11– Схема дна термокейса в разрезе

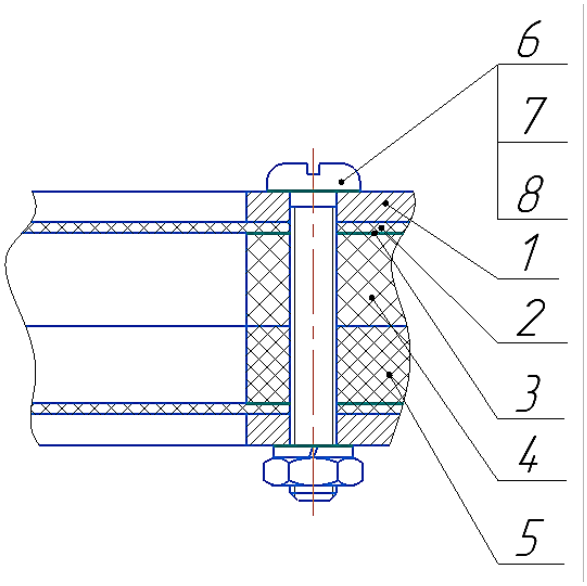


Рисунок 12 – Схема окна в разрезе

Активный обогрев и электроника в термокейсе

Заметим, что в жестком футляре система обогрева 12В работает эффективнее, чем в мягком чехле, и тепло распределяется эффективнее.

Нагреватели (Рис. 11) в виде карбоновой пленки 12В наклеены снизу алюминиевой подложки с размерами 200х150 мм, равномерно распределяющей тепло внутри футляра термокейса. Система из двух умеренных пластин (по 10–12 Вт каждая) лучше, чем из одной сверхмощной (30 Вт), это дает равномерное распределение тепла по кейсу без «точек плавления».

Датчик (термостат) – можно использовать STC–1000 на 12В, т.к. жесткий футляр позволяет использовать полноценный цифровой терморегулятор, который автоматически включает и выключает нагрев при заданной температуре для экономии заряда АКБ, например, +10 ^{0}C и +20 ^{0}C (можно также использовать цифровой модуль W1209 12В с LED–

экраном с выносным датчиком; тоже автоматически держит заданную температуру, встраивается в стенку футляра).

В цепи максимально близко к клемме аккумулятора расположен флажковый предохранитель на 3А–5А.

Что касается разъема питания, то наиболее оптимальным для условий мороза является GX16–2 Pin (папа/мама) - это авиационный разъем с резьбой.

Для питания использован аккумулятор LiFePO4 12.8V 10–18Ah, встроенный внутри ложемента (поставить обычный свинцовый АКБ от ИБП нельзя, т.к. он слишком тяжелый и быстро выйдет из строя на холоде). Габариты ~150 х 65 х 95 мм (положен на бок); встроенная плата BMS с защитой от короткого замыкания и перегрузки. Предусмотрено также зарядное устройство «14.6V 3A–5A LiFePO4 Charger».

Необходимо еще выбрать кабели. Выбор сечения провода критически важен: на морозе неправильный провод либо станет хрупким и лопнет, либо будет забирать ценное тепло на себя, работая как ненужный резистор. Выбор для термокейса (системы мощностью 20–30 Вт (ток до 2.5А) и напряжением 12В пал на сечение: 0.5 – 0.75 мм² (толстый провод будет жестким и неудобным для укладки в узкие каналы ложемента, а при сечении 0,75 мм² и длине провода 1 метр внутри кейса падение напряжения составит ничтожные 0.05 В и вся энергия аккумулятора дойдет до нагревателя, а не потеряется в пути), марки 20 AWG или 18 AWG. Материал изоляции SiAF, РКГМ или специальные силиконовые провода для RC–моделей (обычные бытовые провода (ПВС, ШВВП) в ПВХ–оболочке на морозе – 40 ^{0}C превращаются в «стекло» и ломаются при открытии крышки, а силиконовая изоляция сохраняет мягкость даже при – 60^{0}C, она не горит и не плавится при пайке. Цвета использованы стандартные: красный для «плюса» (+), черный для «минуса» (–); переполюсовка может мгновенно сжечь цифровой терморегулятор W1209. Все соединения проводов внутри кейса выполнены через пайку, закрывая место стыка клеевой термоусадкой. Клеммы и скрутки от вибрации при ходьбе могут ослабнуть, что приведет к искрению и выходу системы из строя. Внутренняя проводка выполнена проводом в негорючей силиконовой изоляции (марка SiAF/РКГМ), выдерживающей нагрев до +180°C.

Система переноса термокейса

Вес термокейса вместе с дефектоскопом РА20–Fx получается порядка 7,0 кг (3,2 кг (РА20–Fx) + ~ 2,1 кг (термокейс) + 1.2 кг аккумулятор) + ~0.5 кг (изоляция и пр). Поэтому использована силовая схема крепления, которая распределяет нагрузку на корпус кейса. Это система с Х–образной разгрузкой: плечевые накладки шириной 80–100 мм (чтобы работа в течение 8 часов не вызывала онемения плеч), которые крепятся через стальной винтовой карабин к стальным проушинам, прикрепленным в свою очередь к боковым ребрам кейса на болты М5 с широкими усилительными шайбами (обычные пластиковые ушки не подходят — на морозе они станут хрупкими и лопнут при первом же рывке).

Второй вариант ручки – простая, обычная П–образная обрезиненная ручка (Рис. 7), крепится на двух болтовых соединениях к верхней плоскости корпуса.

Заключение

В результате проведенных исследований и анализа собранной информации были установлены недостатки имеющихся термочехлов пассивного и активного принципов, установлены требования к жесткой конструкции - термокейсу, был обоснован и разработан автономный термозащитный комплекс для обеспечения портативных дефектоскопов на примере РА20 Fx в условиях низких температур.

Разработанный комплекс позволяет:

1. сохранять емкости АКБ;
2. обеспечивать стабильность электроники;
3. предотвращать образование конденсата внутри термокейса;
4. не изменять скорость отклика экрана дефектоскопа;
5. сохранять эластичность кабельных вводов;
6. защищать пьезоэлементы от термических напряжений;

7. обеспечивать комфорт оператору (эргономичная разгрузка и возможность управления прибором через мягкое окно позволяют проводить контроль, не снимая зимних перчаток, что повышает производительность труда);

8. защищать дефектоскоп от ударов;

9. снижать эксплуатационные расходы (за счет предотвращения поломок, вызванных промерзанием, значительно снижает затраты на дорогостоящий ремонт и поверку оборудования);

10. увеличить срок службы аккумулятора и электронных компонентов в 1.5–2 раза за счет снижения частоты закупок расходных материалов, а отсутствие конденсата внутри корпуса избавляет от микрокоррозии материнской платы, которая обычно приводит к внезапному выходу прибора из строя через 1–2 года эксплуатации на холоде).

Поставленные задачи выполнены.

Список использованной источников:

1. Андреев Б.Б. Экспериментальное исследование устойчивости ультразвуковых дефектоскопов к низким температурам // Техника и технология XXI века. — 2023. — № 4. — С. 165–172.

2. Васильев Д.С. Исследование возможностей термочехлов для защиты дефектоскопов // Труды института машиностроения РАН. — 2023. — Т. 18, вып. 1. — С. 89–97.

3. Гильманова А.М. Информационное обеспечение чертежно-конструкторских работ в САПР «Компас 3D» (учеб.-метод. пособие) Электронная. Учеб.-метод. пособие к выполнению лабораторных работ. – Уфа: УГНТУ, 2023.

4. Гильманова А.М. Инженерная компьютерная графика на базе САПР «КОМПАС-3D» (учеб.-метод. пособие) Электронная Учеб.-метод. учебно-методическое пособие к выполнению практических работ. – Уфа: УГНТУ, 2023.

5. Горшков Г.Г. Современные тенденции в разработке методик дефектоскопии для экстремально низких температур // Наукоёмкие технологии и перспективы. — 2023. — № 3. — С. 115–123.

6. Громов Ю.Ю. Проблемы и пути совершенствования методики ультразвуковой дефектоскопии при минусовых температурах // Сборник докладов научно–практической конференции «Диагностические системы и технологии». — Екатеринбург, 2023. — С. 135–143.

7. Иванов И.И., Петров А.А. Анализ влияния низких температур на точность измерений дефектоскопов // Вестник технических наук. — 2023. — Т. 15, № 3. — С. 45–53.

8. Морозова Н.П. Выбор эффективных методов оптимизации работы дефектоскопов в северном климате // Научные труды Российского университета нефти и газа имени И.М. Губкина. — 2023. — № 1. — С. 101–109.

9. Садовников А.А., Гильманова А.М. Достоинства в дефектоскопии // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. Уфа, 2025. С. 730-735.

10. Семёнов К.К. Оптимизация рабочих режимов дефектоскопов для северных регионов // Журнал технической физики. — 2023. — Т. 83, № 5. — С. 151–158.Сидоров О.Н. Повышение эффективности ультразвуковой дефектоскопии в условиях севера // Материалы международной конференции «Диагностика и мониторинг сооружений». — Москва, 2023. — С. 123–129.

11. Смирнова Е.В. Особенности применения дефектоскопов в нефтяной отрасли при низких температурах // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 2. — С. 67–74.

12. Суворов И.Д., Гильманова А.М. Этика и безопасность в дефектоскопии // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. Уфа, 2025. С. 735-740.

13. Шаров А.А. Теплотехнические испытания термочехлов для дефектоскопов в лабораторных условиях // Инженерные науки. — 2023. — № 6. — С. 181–189.

14. Гильманова, А. М. САПР КОМПАС3D как средство обеспечения единого цикла обучения в техническом вузе / А. М. Гильманова // Актуальные вопросы высшего образования - 2023: Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 275-279. – EDN MSZUXG.

15. Гильманова А. М. Система автоматизированного проектирования «Компас 3D»: учебное пособие / А. М. Гильманова. – 2-е изд. – Уфа: УГНТУ, 2020.

16. Гильманова, А. М. Система автоматизированного проектирования "Компас 3D" / А. М. Гильманова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – 90 с. – ISBN 978-5-93105-404-9. – EDN OSZLMR.

17. Гильманова, А. М. Информационное обеспечение чертежно-конструкторских работ / А. М. Гильманова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – 180 с. – ISBN 978-5-93105-308-0. – EDN XGQPGN.

18. Компьютерное моделирование технологических процессов в машиностроении: оптимизация и инновации / А. М. Гильманова, А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024: материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 188-193. – EDN OUDVWH.

19. Гильманова, А. М. Инженерная компьютерная графика: преподавание дисциплины в условиях ограниченного ресурса аудиторных занятий / А. М. Гильманова // Актуальные вопросы высшего образования – 2019: Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 06 ноября 2019 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 11-16. – EDN SVBWBS.

20. Гильманова, А. М. Использование компьютерных технологий в области машиностроения / А. М. Гильманова, А. А. Такаев // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 668-676. – EDN AWRPBK.

21. COMPUTER-AIDED DESIGN SYSTEMS FOR PRODUCT LIFE CYCLE STAGES Gilmanova A.M. В сборнике: Journal of Physics: Conference Series. 2020 International Conference on Information Technology in Business and Industry, ITBI 2020. BRISTOL, ENGLAND, 2020. С. 012205.

22. https://alpicool–official.ru/magazin/product/termo–chehol–dlya–alpicool–serii–a–i–s–na–75–litrov

23. https://rosma.spb.ru/dop_oborudovanie/termochehly/

УДК 622.27

ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А.А. Филиппов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассмотрены основные принципы и критерии выбора материалов для производства насосно-компрессорных труб (НКТ), применяемых в нефтегазовой отрасли. Проанализированы ключевые факторы, определяющие требования к материалам НКТ. Представлены рекомендации по применению различных марок сталей в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважин. Показано, что правильный выбор материала НКТ на основе комплексного анализа эксплуатационных факторов

обеспечивает безопасность работы скважины, минимизацию эксплуатационных расходов, максимальный срок службы оборудования и оптимальную экономическую эффективность проекта

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы, коррозионная стойкость, сероводородная коррозия, углеродистые стали, легированные стали, нержавеющие стали, механические нагрузки

UDC 622.27

SELECTION OF MATERIALS FOR MANUFACTURING PUMPING AND COMPRESSOR PIPES

A.A. Filippov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BSN-23-11)

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses the basic principles and criteria for the selection of materials for the production of tubing used in the oil and gas industry. The key factors determining the requirements for tubing materials are analyzed. Recommendations for the use of various grades of steel are presented, depending on the specific operating conditions of wells. It is shown that the correct choice of tubing material based on a comprehensive analysis of operational factors ensures the safety of the well, minimizing operating costs, maximizing the service life of the equipment and optimal economic efficiency of the project

Keywords: tubing, corrosion resistance, hydrogen sulfide corrosion, carbon steels, alloy steels, stainless steels, mechanical loads

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) играют ключевую роль в нефтегазовой отрасли, обеспечивая транспортировку углеводородов от скважин до поверхности. Правильный выбор материалов для НКТ напрямую влияет на эффективность их работы, долговечность и безопасность эксплуатации. В статье рассмтрены основные материалы, используемые для производства НКТ, а также факторы, влияющие на их выбор.

НКТ представляют собой специализированные трубы, которые спускаются внутрь обсадной колонны скважины для подъема пластовой жидкости на поверхность. Они работают в экстремальных условиях: высокое давление, агрессивные среды, переменные температуры и механические нагрузки. Поэтому требования к материалам НКТ чрезвычайно высоки.

Ключевые принципы правильного выбора матери ала для изготовления НКТ:

1. Комплексный анализ условий эксплуатации.
2. Баланс между техническими требованиями и экономикой.
3. Соответствие международным и национальным стандартам.
4. Учет современных технологий и материалов.
5. Планирование на весь жизненный цикл скважины.

Правильный выбор материала НКТ обеспечивает:

- безопасную эксплуатацию скважины;
- минимизацию эксплуатационных расходов;
- максимальный срок службы оборудования;
- снижение экологических рисков;
- оптимальную экономическую эффективность проекта.

Глубина скважины определяет основную механическую нагрузку на трубную колонну – собственный вес труб. С увеличением глубины возрастают осевые напряжения в верхних участках колонны, что требует применения более прочных материалов. Для скважин глубиной до 1500 метров обычно достаточно углеродистых сталей с пределом текучести 245-

295 МПа. При глубинах от 1500 до 2500 метров требуются стали с пределом текучести 335-400 МПа. Для глубоких скважин свыше 3000 метров необходимы высокопрочные легированные стали с пределом текучести 785 МПа и выше.

Помимо статических нагрузок от собственного веса, трубы испытывают динамические нагрузки при спускоподъемных операциях, работе глубинного насоса, пульсациях давления. Эти факторы требуют не только высокой прочности, но и достаточной пластичности материала для предотвращения хрупкого разрушения.

Коррозионная агрессивность пластовой продукции является одним из важнейших факторов выбора материала. Основные коррозионно-активные компоненты включают сероводород, углекислый газ, минерализованную пластовую воду, органические кислоты и механические примеси.

Сероводород вызывает сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением и водородное охрупчивание стали. Даже малые концентрации сероводорода, начиная с 0,0003 процента, могут привести к внезапному разрушению труб из обычных углеродистых сталей. При содержании сероводорода выше 0,01 процента необходимо применение специальных коррозионностойких сталей.

Углекислый газ в присутствии воды образует угольную кислоту, вызывающую интенсивную общую коррозию стали. При содержании углекислого газа выше 5 процентов скорость коррозии может достигать нескольких миллиметров в год, что делает применение обычных углеродистых сталей экономически нецелесообразным.

Минерализация пластовой воды влияет на скорость коррозионных процессов. Высокое содержание хлоридов способствует питтинговой коррозии и коррозионному растрескиванию под напряжением, особенно для нержавеющих сталей. При минерализации выше 200 граммов на литр требуется тщательный подбор материала с учетом конкретного ионного состава.

Температура эксплуатации влияет как на механические свойства материала, так и на скорость коррозионных процессов. При низких температурах многие стали склонны к хладноломкости — резкому снижению ударной вязкости и переходу в хрупкое состояние. Для северных месторождений с температурами эксплуатации ниже минус 40 градусов необходимы специальные хладостойкие стали.

Повышенные температуры ускоряют коррозионные процессы и могут вызывать снижение прочностных характеристик материала. При температурах выше 150 градусов требуется применение термостойких легированных сталей, сохраняющих свои свойства при длительной эксплуатации.

Рабочее давление определяет толщину стенки труб и требования к прочности материала. Высокое давление увеличивает окружные напряжения в стенке трубы, что требует применения более прочных материалов или увеличения толщины стенки. Кроме того, высокое давление интенсифицирует проникновение водорода в структуру стали при наличии сероводорода, усиливая эффект водородного охрупчивания.

Стоимость материала является важным, но не единственным экономическим фактором. Необходимо учитывать полную стоимость жизненного цикла, включающую первоначальные капитальные затраты, эксплуатационные расходы на защиту от коррозии и ремонты, а также стоимость замены труб при преждевременном выходе из строя. Часто применение более дорогих коррозионностойких материалов оказывается экономически выгоднее за счет увеличения срока службы и снижения эксплуатационных расходов.

Российская металлургическая промышленность производит широкий спектр марок стали для насосно-компрессорных труб, регламентированных ГОСТ 633-80 и другими нормативными документами.

Согласно ГОСТ 633-80 НКТ классифицируются по шести группам прочности:

1. Группа Д (Д, ДН) – низкая прочность.
2. Группа К (К, КН) – средняя прочность.
3. Группа Е (Е, ЕН) – повышенная прочность.

4. Группа Л (Л, ЛН) – высокая прочность.

5. Группа М (М, МН) – особо высокая прочность.

6. Группа Р (Р, РН) – сверхвысокая прочность.

Буква «Н» в обозначении указывает на наличие высаженных (утолщенных) концов трубы.

Основные марки сталей для насосно-компрессорных труб можно разделить на несколько групп:

I. Углеродистые стали для стандартных условий.

1. Сталь 20 – самая распространенная и экономичная марка для неагрессивных сред.

2. Сталь 30 – повышенная прочность для средних глубин.

3. Сталь 40 – высокая прочность для глубоких скважин.

II. Низколегированные стали повышенной прочности

1. Сталь 30ХМА – хромомолибденовая сталь для глубоких скважин.

2. Сталь 38ХНМ – хромоникельмолибденовая сталь для особо глубоких скважин.

3. Сталь 36Г2С – марганцовистая сталь с хорошей ударной вязкостью.

III. Коррозионно-стойкие стали для агрессивных сред.

1. Сталь 20Х13 – мартенситная нержавеющая сталь.

2. Сталь 08Х18Н10Т – аустенитная нержавеющая сталь с титаном.

3. Сталь 03Х17Н14М3 – аустенитная молибденсодержащая сталь (максимальная коррозионная стойкость).

4. Сталь 08Х22Н6Т – дуплексная нержавеющая сталь.

IV. Специальные хладостойкие стали.

1. Сталь 09Г2С – низкоуглеродистая марганцовистая сталь для арктических условий.

2. Сталь 10Г2ФБ – микролегированная сталь с ванадием и ниобием.

Каждая марка предназначена для определенных условий эксплуатации в зависимости от глубины скважины, агрессивности среды и температурных условий.

Выбор материалов для насосно-компрессорных труб — это комплексная задача, требующая учета множества факторов: условий эксплуатации, механических нагрузок, коррозионной активности среды, экономических соображений и требований безопасности.

С развитием технологий появляются новые материалы и решения, которые позволяют эксплуатировать скважины в еще более сложных условиях. Важно следить за инновациями и своевременно внедрять передовые разработки, сохраняя при этом проверенные подходы к оценке и выбору материалов.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

3. Причины и методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 784-788. – EDN PFOJYT.

4. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

5. Гарифуллина, Г. И. Структурно-механические изменения и коррозионная стойкость трубных сталей при упругопластической деформации / Г. И. Гарифуллина, Д. А. Павлов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 739-742. – EDN RDUCKG.

6. Гарифуллина, Г. И. Технологические особенности и контроль качества сварных соединений в производстве нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 749-753. – EDN EJAYNG.

7. Методы защиты сварных соединений при равномерной коррозии / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, Р. И. Азигамов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 742-745. – EDN HCJUJN.

8. Гарифуллина, Г. И. Межкристаллитная коррозия нержавеющих сталей / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 735-739. – EDN LFBFOI.

9. Исследование влияния дефектов сварных швов фланцевого соединения патрубка из стали 09Г2 на эксплуатационную надежность оборудования / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Р. М. Гареев [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 578-583. – EDN SXHJAM.

10. Жариков, С. А. Влияние коррозии на нефтегазовую промышленность: проблемы и последствия / С. А. Жариков, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 611-614. – EDN DXNLSN.

11. Гарифуллина, Г. И. Технология ультразвукового контроля сварных соединений нефтегазового сепаратора при техническом диагностировании сосудов, работающих под давлением / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 587-590. – EDN TLXFTN.

12. Потапова, К. П. Углекислотная коррозия сталей нефтегазового оборудования / К. П. Потапова, Р. А. Игошин, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 834-838. – EDN XQSKLC.

13. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127. – EDN BKULIL.

14. Гарифуллина, Г. И. Исследование структурно-механических свойств и коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб / Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова, А. А. Гиззатуллина // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 5. – С. 131-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-5-131-140. – EDN AZKUEI.

15. Прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Р. А. Игошин, К. П. Потапова, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 63-68. – EDN STNXCB.

16. Гарифуллина, Г. И. Коррозионно-усталостная долговечность магистрального нефтепровода / Г. И. Гарифуллина, Р. И. Азигамов // Современная механика в цифровую эпоху: проблемы и перспективы : Материалы III Всероссийской молодежной научно-практической конференции, Оренбург, 30–31 мая 2024 года. – Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2024. – С. 57-62. – EDN NPPIEQ.

17. Гарифуллина, Г. И. Коррозия сварных соединений / Г. И. Гарифуллина, А. А. Темников, К. С. Косткин // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 662-668. – EDN VPMVAM.

18. Косткин, К. С. применение нанотехнологий в защите от коррозии / К. С. Косткин, А. А. Темников, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 694-698. – EDN YCXQCK.

19. Косткин, К. С. Применение композитных материалов в нефтегазовом оборудовании / К. С. Косткин, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 397-403. – EDN TQISZJ.

20. Концентраторы напряжений и их влияние на ресурс оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, А. А. Темников, К. С. Косткин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 745-749. – EDN WPFCJO.

21. Гарифуллина, Г. И. Влияние качества сварных швов на долговечность оборудования / Г. И. Гарифуллина, В. Д. Имаев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 141-147. – EDN UXUEGH.

22. Фахрутдинов, И. А. Анализ материалов для изготовления труб магистральных газонефтепроводов / И. А. Фахрутдинов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 842-847. – EDN ZVLXMZ.

23. Гарифуллина, Г. И. Коррозионная усталость нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина, Х. Н. Ягафарова, Р. И. Азигамов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 804-807. – EDN MNKNBK.

24. Арсланов, Д. А. Коррозионное растрескивание газопроводов: причины и технологические методы защиты / Д. А. Арсланов, Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной

научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 795-799. – EDN YTITLK.

25. Хабибуллин, А. М. Анализ изломов насосно-компрессорных труб / А. М. Хабибуллин, Д. А. Воробьев, Г. И. Гарифуллина // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 983-987. – EDN AUYMCS.

УДК 620.193.8

КОРРОЗИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ

Е.А. Чайковская

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена исследованию механизмов и последствий сероводородной коррозии металлоконструкций. Установлено, что воздействие сероводородсодержащих сред инициирует комплекс взаимосвязанных процессов, включающих электрохимическую коррозию и водородное охрупчивание сталей, что в совокупности существенно снижает эксплуатационную надёжность и долговечность металлического оборудования. Подробно рассмотрены механизмы сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением и водородного растрескивания как наиболее опасных форм деградации материалов в агрессивных средах. Проведён анализ современных методов защиты оборудования, эксплуатируемых в сероводородсодержащих средах

Ключевые слова: сероводородная коррозия, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, водородное растрескивание, водородное охрупчивание, атомарный водород, сульфид железа

UDC 620.193.8

CORROSION OF OIL AND GAS EQUIPMENT IN HYDROGEN SULFIDE-CONTAINING MEDIA

E.A. Tchaikovsky

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BSN-23-11)

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract: The article is devoted to the study of the mechanisms and consequences of hydrogen sulfide corrosion of metal structures. It has been established that exposure to hydrogen sulfide-containing media initiates a complex of interrelated processes, including electrochemical corrosion and hydrogen embrittlement of steels, which together significantly reduces the operational reliability and durability of metal equipment. The mechanisms of sulfide stress corrosion cracking and hydrogen cracking as the most dangerous forms of degradation of materials in aggressive environments are considered in detail. The analysis of modern methods of protection of equipment operated in hydrogen sulfide-containing environments is carried out

Keywords: hydrogen sulfide corrosion, sulfide stress corrosion cracking, hydrogen cracking, hydrogen embrittlement, atomic hydrogen, iron sulfide

Сероводородная коррозия является одной из наиболее серьёзных и распространённых причин разрушения промышленного оборудования в широком диапазоне технологических сред. Проблема приобретает особую актуальность в нефтегазовой отрасли, химической

промышленности, энергетике и на объектах водоподготовки, где контакт металлических конструкций с сероводородсодержащими средами является неизбежным условием эксплуатации.

Высокое содержание сероводорода – до 500 мг/л в обводнённой нефти – обусловливает протекание взаимосвязанных процессов электрохимической коррозии и водородного охрупчивания металлов.

Взаимодействие сероводорода с поверхностью металла сопровождается образованием сульфидных соединений, которые формируют гальванические пары с железом. Разность электродных потенциалов в системе «сульфид железа – железо» достигает минус 0,48 В, что обеспечивает высокую движущую силу коррозионного процесса и приводит к ускоренному разрушению конструкционных материалов. Борьба с сероводородной коррозией представляет значительную техническую сложность: применение ингибиторов коррозии и коррозионно-стойких сталей зачастую оказывается недостаточно эффективным.

Коррозионному воздействию подвергаются трубопроводы, запорная арматура (задвижки, клапаны), камеры сгорания и поршневые группы силовых установок электростанций, а также резервуары для хранения и транспортировки углеводородного сырья.

Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) представляет собой разрушение металла, вызванное одновременным воздействием сероводородсодержащей среды и механических напряжений. Механизм СКРН включает несколько последовательных стадий. На первом этапе сероводород диссоциирует в водной среде с образованием ионов H^+ и HS^-, которые адсорбируются на поверхности металла. Далее атомарный водород, образующийся в ходе катодной реакции, проникает в кристаллическую решётку стали. Ионы сульфида при этом выступают в роли «ядов» для реакции рекомбинации водорода, существенно замедляя её и тем самым увеличивая поток атомарного водорода, диффундирующего в металл. Накопленный в решётке водород снижает пластичность материала и способствует зарождению и распространению трещин в зонах концентрации напряжений. Трещины при СКРН распространяются преимущественно транскристаллитно или интеркристаллитно в зависимости от микроструктуры стали, проникая вглубь стенки трубы и снижая её несущую способность. Особую опасность представляет то обстоятельство, что разрушение может происходить при напряжениях, значительно ниже предела текучести материала, а скорость роста трещин нередко настолько высока, что катастрофическое разрушение наступает без видимых предварительных признаков деградации. Склонность сталей к СКРН возрастает с увеличением прочности материала, поэтому высокопрочные стали с пределом текучести свыше 550 МПа требуют особого внимания при проектировании оборудования для сероводородсодержащих сред..

Водородное растрескивание представляет собой разрушение металла, вызванное диффузией атомарного водорода в его кристаллическую решётку. В отличие от СКРН, данный вид разрушения не требует приложения внешних механических напряжений и обусловлен исключительно внутренними процессами, протекающими в материале.

Механизм водородного растрескивания реализуется следующим образом. Атомарный водород, образующийся на поверхности металла в результате электрохимических реакций, диффундирует вглубь материала и накапливается в дефектах кристаллической структуры: на границах зёрен, вблизи неметаллических включений (прежде всего сульфидов марганца MnS), в зонах сегрегации легирующих элементов. В этих местах атомарный водород рекомбинирует в молекулярный H_2, который не способен диффундировать через решётку и потому накапливается, создавая значительное внутреннее давление. Под действием этого давления в металле зарождаются и развиваются трещины, ориентированные преимущественно параллельно поверхности проката.

Накопление молекулярного водорода снижает пластичность и вязкость материала, что приводит к образованию и расширению трещин, постепенно соединяющихся между собой. Характерной морфологией водородного растрескивания является ступенчатое

растрескивание, при котором отдельные горизонтальные трещины соединяются вертикальными перемычками, формируя лестничную структуру разрушения.

Данное явление широко распространено в нефтегазовой промышленности, особенно в трубопроводах и резервуарах, эксплуатируемых во влажных H_2S-содержащих средах. Интенсивность сероводородной коррозии существенно возрастает при наличии ряда сопутствующих факторов, действие которых нередко носит синергетический характер.

Присутствие кислорода O_2 и углекислого газа CO_2 значительно ускоряет коррозионные реакции. Кислород является дополнительным деполяризатором катодного процесса, а углекислый газ, растворяясь в воде, образует угольную кислоту H_2CO_3, снижающую pH среды и тем самым повышающую её агрессивность. Совместное присутствие H_2S и CO_2 создаёт особо агрессивные условия, характерные для добычи и переработки кислых газов.

Сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) рода Desulfovibrio и Desulfotomaculum способны восстанавливать сульфаты до сероводорода в анаэробных условиях, создавая локальные зоны с высокой концентрацией H_2S непосредственно на поверхности металла. Биогенная сероводородная коррозия представляет серьёзную проблему в системах водоподготовки, трубопроводах с застойными зонами и резервуарах для хранения нефти.

Снижение pH ускоряет анодное растворение металла и увеличивает скорость катодного выделения водорода.

Совокупное воздействие перечисленных факторов приводит к точечной коррозии, равномерному утонению стенок оборудования, но наиболее опасными последствиями являются водородное охрупчивание и растрескивание, снижающие надёжность и ресурс нефтегазового оборудования.

Для защиты от сероводородной коррозии применяют комплекс пассивных и активных методов. Выбор конкретной стратегии защиты определяется условиями эксплуатации, типом оборудования, концентрацией H_2S и экономической целесообразностью. На практике наибольшую эффективность обеспечивает применение сочетание нескольких методов.

Применение ингибиторов коррозии является наиболее распространённым и экономически эффективным методом защиты, особенно в нефтегазовой отрасли. В агрессивные технологические среды вводят специальные химические соединения – ингибиторы, которые адсорбируются на поверхности металла, образуя защитную плёнку и замедляя электрохимические реакции. Наиболее широко применяются органические ингибиторы на основе имидазолинов, аминов, четвертичных аммониевых соединений и фосфонатов. Эффективность ингибиторов в значительной мере определяется их способностью формировать устойчивую адсорбционную плёнку в условиях высоких скоростей потока и повышенных температур.

Удаление сероводорода из технологической среды осуществляется с применением окислителей (перманганат калия, пероксид водорода, гипохлорит натрия) или специализированных установок – скрубберов и абсорберов, в которых H_2S поглощается хемосорбентами на основе аминов (моноэтаноламин, диэтаноламин, метилдиэтаноламин). Данный подход позволяет устранить причину коррозии, а не бороться с её последствиями, однако требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Подавление бактериальной активности достигается введением биоцидов – химических агентов, уничтожающих сульфатвосстанавливающие бактерии. Наиболее эффективными биоцидами для нефтегазовых систем являются глутаровый альдегид, четвертичные аммониевые соединения и изотиазолиноны. Важным условием эффективности биоцидной обработки является её регулярность и чередование препаратов для предотвращения выработки резистентности у микроорганизмов.

Нанесение защитных покрытий на внутренние и наружные поверхности оборудования является одним из наиболее надёжных методов пассивной защиты от сероводородной коррозии. Применяются следующие основные типы покрытий:

- органические покрытия на основе эпоксидных, полиуретановых и фенольных смол обеспечивают надёжную барьерную защиту внутренних поверхностей трубопроводов и резервуаров. Современные эпоксидные покрытия сохраняют защитные свойства при температурах до 120 °C и концентрациях H_2S до нескольких тысяч ppm. Важными условиями эффективности органических покрытий являются тщательная подготовка поверхности и соблюдение технологии нанесения.

Металлические покрытия – цинкование, никелирование, хромирование – применяются для защиты отдельных элементов оборудования. Цинковые покрытия обеспечивают катодную защиту стали, однако в сероводородсодержащих средах их эффективность ограничена вследствие активного растворения цинка.

Термически напыляемые покрытия из нержавеющих сталей, никелевых и кобальтовых сплавов применяются для защиты поверхностей, подверженных одновременному воздействию коррозии и эрозии, в частности, внутренних поверхностей насосов, клапанов и трубопроводных фитингов.

Список использованных источников:

1. Garifullina, G. Comparative Assessment of Fatigue and Corrosion-Fatigue Durability of Oil Trunk Pipelines Using Physical Modeling Systems / G. Garifullina, R. Azigamov, A. Khasanova // III International Scientific and Practical Conference Technologies, Materials Science and Engineering (EEA-III-2024) : AIP Conference Proceedings, Dushanbe, 08–10 апреля 2024 года. Vol. 3243. – Melville: AIP PUBLISHING, 2024. – P. 20133. – DOI 10.1063/5.0247790. – EDN MEJEPD.

2. Азигамов, Р. И. Коррозия нефтегазового оборудования: виды, механизмы и методы защиты / Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 20 декабря 2023 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2023. – С. 147-153. – EDN PAOKRT.

3. Фаязов, Д. И. Проблема сероводородной коррозии насосно-компрессорных труб / Д. И. Фаязов, Р. И. Азигамов, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 847-851. – EDN WJHZKS.

4. Жариков, С. А. Влияние коррозии на нефтегазовую промышленность: проблемы и последствия / С. А. Жариков, Г. И. Гарифуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 611-614. – EDN DXNLSN.

5. Гарифуллина, Г. И. Комплексное исследование материала насосно-компрессорных труб группы прочности д / Г. И. Гарифуллина, А. А. Гиззатуллина, И. И. Литвинов // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 2. – С. 116-127. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-2-116-127. – EDN BKULIL.

6. Гарифуллина, Г. И. Исследование структурно-механических свойств и коррозионной стойкости насосно-компрессорных труб / Г. И. Гарифуллина, А. Р. Хасанова, А. А. Гиззатуллина // Нефтегазовое дело. – 2025. – Т. 23, № 5. – С. 131-140. – DOI 10.17122/ngdelo-2025-5-131-140. – EDN AZKUEI.

7. Косткин, К. С. применение нанотехнологий в защите от коррозии / К. С. Косткин, А. А. Темников, Г. И. Гарифуллина // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 25–26 апреля 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 694-698. – EDN YCXQCK.

8. Хабибуллин, А. М. Анализ изломов насосно-компрессорных труб / А. М. Хабибуллин, Д. А. Воробьев, Г. И. Гарифуллина // Материалы 51-й международной научно-

технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 983-987. – EDN AUYMCS.

9. Обзор методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, Р. А. Гилязетдинов [и др.] // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии : Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 26 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 54-58. – EDN YHOXJW.

УДК 621.822.6

ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТЬ ПОДШИПНИКОВ КАЧЕНИЯ И ПРИНЦИПЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРИ КОНСТРУИРОВАНИИ ПОДШИПНИКОВЫХ УЗЛОВ

Д.А. Шманов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМПк-24-11)

Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются теоретические основы и практические аспекты взаимозаменяемости подшипников качения как одного из ключевых условий обеспечения надёжности и долговечности машин и механизмов. Проведён анализ конструктивных элементов и основных типов подшипников качения, определены их функциональные особенности применительно к задачам стандартизации. Рассмотрена система классов точности подшипников качения, нормируемые ею параметры и области применения каждого класса. Сформулированы практические рекомендации по конструированию подшипниковых узлов, обеспечивающие полноценную реализацию принципа взаимозаменяемости в условиях серийного и массового производства

Ключевые слова: подшипники качения, взаимозаменяемость, класс точности, нагружение, условный вал · условное отверстие, шероховатость, надёжность

UDC 621.822.6

INTERCHANGEABILITY OF ROLLING BEARINGS AND PRINCIPLES OF ENSURING PRECISION IN DESIGN BEARING UNITS

D.A. Shmanov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Student gr. BMPk-24-11)

G.I. Garifullina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses the theoretical foundations and practical aspects of the interchangeability of rolling bearings as one of the key conditions for ensuring the reliability and durability of machines and mechanisms. The structural elements and main types of rolling bearings are analyzed, and their functional features are determined in relation to standardization tasks. The system of accuracy classes of rolling bearings, the parameters normalized by it and the fields of application of each class is considered. Practical recommendations on the design of bearing assemblies are formulated, ensuring the full implementation of the principle of interchangeability in the conditions of serial and mass production

Keywords: rolling bearings, interchangeability, accuracy class, loading, nominal shaft • nominal bore, roughness, reliability

Подшипники качения относятся к числу наиболее ответственных и широко применяемых элементов современных машин и механизмов. Надёжность, долговечность и

стабильность работы подшипников во многом определяют эксплуатационные характеристики всего агрегата в целом. Именно поэтому вопросы стандартизации, точности изготовления и взаимозаменяемости подшипников занимают центральное место в машиностроении.

Взаимозаменяемость – это свойство деталей, узлов или агрегатов обеспечивать возможность замены одного изделия другим без какой-либо дополнительной подгонки, притирки или механической обработки, при полном сохранении всех функциональных характеристик соединения. Применительно к подшипникам качения это свойство означает, что любой подшипник одного типоразмера, выпущенный в соответствии с действующими стандартами, может быть установлен на вал и в корпус вместо вышедшего из строя, независимо от страны и предприятия-изготовителя.

Практическое значение взаимозаменяемости трудно переоценить:

- существенно сокращается время на техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- упрощается логистика и складское хранение запасных частей;
- снижается себестоимость производства за счёт возможности закупки комплектующих у различных поставщиков;
- обеспечивается стабильность качества выпускаемой продукции в условиях серийного и массового производства.

Для подшипников качения взаимозаменяемость имеет особое значение, поскольку это детали высокой точности. Даже незначительное отклонение геометрических параметров от нормы способно привести к возникновению вибрации, повышенному шуму, ускоренному износу дорожек качения и, в конечном счёте, к преждевременному выходу подшипникового узла из строя. Именно поэтому производство подшипников регламентируется строгими международными и национальными стандартами.

Подшипник качения – это стандартизированный сборочный узел, предназначенный для снижения трения между вращающимися и неподвижными элементами конструкции. В отличие от подшипников скольжения, в которых контактирующие поверхности непосредственно скользят друг по другу, подшипники качения работают на принципе перекатывания тел качения по дорожкам, что кардинально снижает потери энергии на трение и тепловыделение.

Конструктивные элементы подшипников качения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструктивные элементы подшипника качения

Элемент	Функция
Внутреннее кольцо	Устанавливается на вал, образует внутреннюю дорожку качения
Наружное кольцо	Устанавливается в корпус, образует наружную дорожку качения
Тела качения	Шарики или ролики, передающие нагрузку между кольцами
Сепаратор	Удерживает тела качения на равных расстояниях, предотвращает их контакт

В зависимости от формы тел качения и воспринимаемых нагрузок подшипники подразделяются на следующие основные группы:

1. Шариковые подшипники применяются преимущественно при высоких частотах вращения и относительно умеренных нагрузках. Точечный контакт шариков с дорожками качения обеспечивает минимальное трение, однако ограничивает несущую способность.

2. Роликовые подшипники (цилиндрические, конические, игольчатые, сферические) характеризуются линейным контактом тел качения с дорожками, что существенно

увеличивает площадь контакта и позволяет воспринимать значительно большие радиальные нагрузки по сравнению с шариковыми аналогами.

Конические роликовые подшипники предназначены для восприятия комбинированных нагрузок – одновременно радиальных и осевых. Конусообразная форма роликов обеспечивает самоцентрирование при правильной регулировке осевого зазора.

Упорные подшипники воспринимают преимущественно осевые нагрузки и применяются в узлах, где требуется фиксация вала в осевом направлении.

Все перечисленные типы производятся в соответствии с единой системой стандартизированных размеров, что является основой их взаимозаменяемости в пределах одного типоразмера.

Взаимозаменяемость подшипников качения обеспечивается прежде всего их строгой стандартизацией на международном и национальном уровнях. Основополагающими документами в данной области являются ГОСТ 520-2011, ГОСТ 3325-85, ISO 15 – международный стандарт, устанавливающий присоединительные размеры подшипников качения;

Стандартизация охватывает следующий комплекс параметров:

1. Присоединительные размеры – внутренний диаметр, наружный диаметр и ширина подшипника.

2. Допуски на изготовление – предельные отклонения размеров колец, тел качения и сепаратора.

3. Требования к форме и расположению поверхностей – допуски на круглость, цилиндричность, торцевое и радиальное биение.

4. Требования к шероховатости поверхностей дорожек и посадочных поверхностей колец.

5. Классы точности – совокупность нормируемых точностных характеристик, определяющих область применения подшипника.

Практическим результатом стандартизации является полная геометрическая совместимость: подшипник с обозначением 6204, выпущенный японским, немецким или российским производителем, будет иметь идентичные присоединительные размеры и гарантированно установится на вал и в корпус без какой-либо дополнительной обработки.

Одним из ключевых инструментов обеспечения взаимозаменяемости является система классов точности. Согласно ГОСТ 520-2011, для подшипников качения установлены следующие классы точности (в порядке возрастания точности) (таблица 2).

Таблица 2 – Система классов точности подшипников

Класс точности	Характеристика	Область применения
0	Нормальная точность	Редукторы, насосы, конвейеры, общее машиностроение
6	Повышенная точность	Ответственные узлы общего машиностроения
5	Высокая точность	Металлорежущие станки, электродвигатели
4	Особо высокая точность	Прецизионные станки, измерительные приборы
2	Сверхвысокая точность	Авиационная техника, гироскопы, высокоточные приборы

Класс точности нормирует следующие параметры:

- радиальное биение внутреннего и наружного колец;
- торцевое биение колец;
- отклонения от номинальных размеров внутреннего и наружного диаметров;
- непостоянство диаметра в одном и нескольких сечениях.

Взаимозаменяемость подразумевает не только одинаковые присоединительные размеры, но и одинаковые точностные характеристики. Замена подшипника 5-го класса точности на подшипник 0-го класса с теми же габаритными размерами формально возможна, однако приведёт к ухудшению точности вращения и может вызвать недопустимые вибрации в высокоточных узлах.

Для описания системы допусков и посадок подшипников качения ГОСТ 3325-85 вводит специфические понятия, позволяющие применять к подшипниковым соединениям общую теорию системы «вал – отверстие».

Важной особенностью системы допусков подшипников является то, что поля допусков внутреннего и наружного колец расположены в тело детали, то есть в сторону уменьшения размера. Это означает, что верхнее отклонение внутреннего диаметра равно нулю, а нижнее — отрицательно. Данное решение принято для того, чтобы при использовании стандартных полей допусков системы ЕСДП (Единой системы допусков и посадок) обеспечивались посадки с натягом для циркуляционно нагруженных колец без необходимости применения специальных нестандартных полей.

Правильный выбор посадки является одним из важнейших условий обеспечения работоспособности подшипникового узла. Характер посадки определяется прежде всего видом нагружения кольца подшипника.

Циркуляционное нагружение возникает в том случае, когда результирующая радиальная нагрузка последовательно обегает всю дорожку качения кольца, то есть вектор нагрузки вращается относительно данного кольца. Например, внутреннее кольцо подшипника, установленного на вращающемся валу при неподвижной нагрузке.

При циркуляционном нагружении кольцо должно устанавливаться с натягом. Это исключает возможность его проворачивания относительно посадочной поверхности, которое привело бы к фреттинг-коррозии, истиранию посадочных поверхностей и, в конечном счёте, к разрушению узла.

Местное нагружение имеет место тогда, когда результирующая радиальная нагрузка постоянно действует на один и тот же ограниченный участок дорожки качения кольца, не перемещаясь по ней. Например, наружное кольцо подшипника опорного катка при неподвижном корпусе и вращающейся нагрузке. При местном нагружении кольцо устанавливается с зазором или по переходной посадке. Наличие небольшого зазора позволяет кольцу медленно проворачиваться под действием сил трения, что обеспечивает равномерный износ дорожки качения по всей её длине и увеличивает ресурс подшипника.

Колебательное нагружение возникает при суперпозиции постоянной и вращающейся нагрузок, когда результирующий вектор нагрузки не совершает полного оборота, а колеблется в пределах некоторого угла. При колебательном нагружении применяются переходные посадки, обеспечивающие небольшой натяг или нулевой зазор. Это предотвращает проворачивание кольца при максимальной нагрузке и одновременно исключает чрезмерный натяг, который мог бы привести к защемлению тел качения.

Шероховатость посадочных поверхностей оказывает непосредственное влияние на фактический натяг в соединении: при запрессовке микронеровности частично сглаживаются, что уменьшает расчётный натяг. Для подшипников 0-го и 6-го классов точности шероховатость посадочных поверхностей валов, как правило, не должна превышать Ra= 1,25мкм, а для подшипников 5-го и 4-го классов – Ra = 0,63 мкм.

Заплечики валов и корпусов, являющиеся базовыми поверхностями для осевой фиксации подшипников, должны иметь минимальное торцевое биение. Его превышение приводит к перекосу колец, неравномерному нагружению тел качения и снижению ресурса подшипника.

На основании изложенного можно сформулировать следующие основные принципы конструирования подшипниковых узлов, обеспечивающие полноценную реализацию взаимозаменяемости:

1. Выбор класса точности подшипника должен соответствовать требованиям к точности вращения и условиям работы узла. Применение подшипников избыточно высокого класса точности экономически нецелесообразно, а недостаточного – недопустимо.

2. Выбор посадки должен производиться с учётом вида нагружения каждого кольца: циркуляционно нагруженные кольца устанавливаются с натягом, местно нагруженные – с зазором или по переходной посадке.

3. Точность посадочных мест должна соответствовать классу точности применяемого подшипника. Указание на чертеже стандартных полей допусков по ГОСТ 3325-85 является обязательным условием обеспечения взаимозаменяемости.

4. Шероховатость и форма посадочных поверхностей должны соответствовать нормам, установленным для данного класса точности подшипника.

5. Правильная осевая фиксация подшипников в узле предотвращает их смещение под действием осевых нагрузок и обеспечивает стабильность геометрии узла в процессе эксплуатации.

6. Применение стандартных обозначений на конструкторской документации обеспечивает однозначность требований и возможность замены подшипника изделием любого производителя, работающего по соответствующим стандартам.

Список использованных источников:

1. ГОСТ 520-2011. Подшипники качения. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2012.

2. ГОСТ 3325-85. Подшипники качения. Поля допусков и технические требования к посадочным поверхностям валов и корпусов. – М.: Издательство стандартов, 1986.

3. Допуски и посадки: Справочник / Под ред. В. Д. Мягкова. – Л.: Машиностроение, 1982. – Ч. 2.

4. Якушев А. И. Взаимозаменяемость, стандартизация и технические измерения. — М.: Машиностроение, 1987.

5. Гарифуллина, Г. И. Конструктивные особенности и эксплуатационные характеристики сварного штуцера 500-16 / Г. И. Гарифуллина, К. С. Косткин, Д. А. Халитов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 583-587. – EDN COOXGX.

6. Гарифуллина, Г. И. Применение системы автоматизированных инженерных расчетов в учебном процессе / Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 179-183. – EDN LELOGT.

7. Ягафарова, Х. Н. Междисциплинарный подход в преподавании дисциплины «Метрология, квалиметрия и стандартизация» / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 456-460. – EDN NKLQSH.

8. Ягафарова, Х. Н. Формирование инженерного мышления в процессе изучения дисциплины "Основы проектирования" / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, М. Р. Гатиятуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 790-795. – EDN ZSJULD.

9. Гильманова, А. М. САПР "Компас 3d" в формировании профессиональных компетенций бакалавров направления подготовки "Технологические машины и оборудование" / А. М. Гильманова, И. Ф. Галиуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020 : Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с

международным участием), Октябрьский, 27 ноября 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 96-102. – EDN DPHWUY.

10. Эффективность применения обратных клапанов / И. Ф. Галиуллина, А. М. Гильманова, О. В. Филимонов, Й. Мадаминов // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле - 2021 : Сборник трудов международной научно-практической конференции , Октябрьский, 16–17 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 131-138. – EDN SJXZOW.

11. Galiullina, I. F. The use of esters as an inhibitor to prevent asphalt-resinous paraffin deposits / I. F. Galiullina, D. S. Nosirov // Journal of Physics: Conference Series, Saint Petersburg, 23–24 апреля 2020 года. – Saint Petersburg, 2021. – P. 012071. – DOI 10.1088/1742-6596/1753/1/012071. – EDN XJYCHH.

12. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture / I. G. Fattakhov, A. V. Kochetkov, I. G. Andaryanov [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Tyumen, 24–25 августа 2020 года. – Tyumen, 2020. – P. 012044. – DOI 10.1088/1757-899X/952/1/012044. – EDN IOKVKP.

13. Обучение в высших учебных заведениях с применением программ моделирования и расчетов методом конечных элементов / О. В. Филимонов, И. Ф. Галиуллина, З. Р. Ахмадиева, Г. Р. Миннулина // Актуальные вопросы высшего профессионального образования : Сборник научных трудов Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 ноября 2017 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 178-182. – EDN YLOKQX.

14. Компьютерное моделирование технологических процессов в машиностроении: оптимизация и инновации / А. М. Гильманова, А. Ю. Давыдов, О. В. Филимонов [и др.] // Актуальные вопросы высшего образования - 2024 : материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 188-193. – EDN OUDVWH.

УДК 378

МЕЖПРЕДМЕТНАЯ СВЯЗЬ МЕЖДУ ДИСЦИПЛИНАМИ «МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ» И «ДЕТАЛИ МАШИН И ОСНОВЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ» В ПРОЦЕССЕ ПОДГОТОВКИ ИНЖЕНЕРОВ

Х.Н. Ягафарова, Г.И. Гарифуллина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы реализации межпредметных связей между дисциплинами «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» в системе технического инженерного образования. Показано значение интеграции знаний о свойствах материалов и принципах конструирования машинных элементов для формирования профессиональных компетенций студентов технических направлений подготовки. Предложены методические подходы к организации учебного процесса, способствующие формированию и развитию инженерного мышления

Ключевые слова: межпредметные связи, материаловедение, детали машин, инженерное образование, профессиональные компетенции, техническое обучение

UDC 378

INTERDISCIPLINARY COMMUNICATION BETWEEN DISCIPLINES "MATERIALS SCIENCE" AND "MACHINE PARTS AND DESIGN BASICS" IN THE PROCESS OF ENGINEERING TRAINING

Kh.N. Yagafarova, G.I. Garifullina,

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The article discusses the implementation of interdisciplinary links between the disciplines of "Materials Science" and "Machine parts and design basics" in the system of technical

engineering education. The importance of integrating knowledge about the properties of materials and the principles of designing machine elements for the formation of professional competencies of students of technical fields of study is shown. Methodological approaches to the organization of the educational process are proposed, contributing to the formation and development of engineering thinking

Keywords: interdisciplinary communication, materials science, machine parts, engineering education, professional competencies, technical training

Современное инженерное образование ориентировано на формирование комплексного профессионального мышления, основанного на интеграции знаний различных технических дисциплин. Одним из важнейших направлений совершенствования подготовки специалистов технического профиля является реализация межпредметных связей. Дисциплины «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» занимают ключевое место в подготовке инженеров-механиков. Их взаимосвязь обусловлена тем, что выбор материала напрямую влияет на общую конструкцию, надежность, долговечность и экономичность деталей и узлов механизмов и машин. Межпредметная связь представляет собой дидактический принцип, обеспечивающий согласованность содержания обучения различных дисциплин и формирование целостной системы знаний.

В контексте рассматриваемых дисциплин связь проявляется через следующие принципы:

- зависимость конструкции деталей от механических свойств материалов;
- влияние термической обработки на эксплуатационные характеристики;
- учет условий работы деталей при выборе материалов;
- обеспечение прочности, износостойкости и надежности механизмов.

Таким образом, знания, полученные в процессе освоения материаловедения, становятся фундаментом для изучения курса деталей машин.

«Материаловедение» представляет собой активно развивающуюся научную дисциплину, которая занимает ключевое место в прикладных исследованиях и технологическом процессе. Теоретический фундамент данной области базируется на принципах физики и химии. Для углубленного изучения материаловедения требуются знания из смежных инженерных направлений, таких как, сопротивление материалов, детали машин и прикладная механика. Методологическая основа материаловедения традиционно опирается на экспериментальные исследования. Однако, сегодня наблюдается активное развитие математического моделирования, что позволяет:

- прогнозировать эксплуатационные характеристики материалов до проведения физических испытаний;
- разрабатывать цифровые модели микроструктуры;
- оптимизировать состав и свойства материалов на этапе компьютерного моделирования.

Программа учебной дисциплины «Материаловедение и технология конструкционных материалов» направлена на комплексное изучение важнейших конструкционных материалов. Изучаются основные характеристики материалов (физические, механические, химические, технологические свойства), методы улучшения механических свойств, методы обработки конструкционных материалов, особенности применения различных технологий. Материаловедение формирует у студентов понимание:

- структуры металлов и сплавов;
- механических свойств материалов;
- методов упрочнения;
- процессов разрушения;
- коррозионной стойкости материалов.

При изучении дисциплины «Детали машин и основы конструирования» эти знания применяются при:

- расчете прочности валов, осей, зубчатых передач;
- выборе материалов подшипников;
- проектировании соединений;
- анализе износа и отказов.

В рамках практического задания «Методика расчета цилиндрических зубчатых передач» по дисциплине «Детали машин и основы конструирования» ключевым этапом является подбор материалов и определение режимов термической обработки для зубчатых колес. Материалы и требуемые показатели твердости выбираются исходя из эксплуатационных условий и ограничений по габаритным параметрам передачи. Связь с материаловедением заключается в необходимости глубокого понимания свойств и характеристик материалов, используемых для изготовления зубчатых колес. Знания по материаловедению позволяют выбрать оптимальную марку стали, учитывая ее прочность, износостойкость и сопротивление усталости. Определить режимы термической обработки. Учесть факторы коррозионной стойкости и других внешних воздействий в зависимости от условий работы передачи.

При выполнении курсового проекта по дисциплинам «Детали машин» и «Основы проектирования» знания по материаловедению позволяют подобрать оптимальные материалы и режимы термообработки, обеспечивая высокие эксплуатационные характеристики проектируемых редукторов.

Для эффективной реализации межпредметных связей преподавателям дисциплин «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» рекомендуется использовать следующие методы:

1. Согласование учебных программ и синхронизация тем дисциплин: предварительное изучение свойств материалов перед расчетами деталей.
2. Практико-ориентированные задания. Примеры заданий: выбор материала для вала при заданных нагрузках; анализ причин разрушения детали; сравнение различных сплавов для конкретных условий эксплуатации.
3. Интегрированные лабораторные работы. Совмещение: испытаний материалов; расчетов деталей машин; анализа результатов эксплуатации.
4. Проектное обучение. Студенты выполняют мини-проекты: разработка узла машины; обоснование выбора материала; расчет прочности и долговечности.

В рабочих программах дисциплин прописаны компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины (модуля).

В результате обучения дисциплинам «Основы проектирования» и «Детали машин и основы конструирования», в соответствии с профессиональной компетенцией ПК-3.-2 студент должен знать: этапы и принципы проектирования и конструирования деталей и узлов машин общего назначения с использованием технической литературы, а также средств автоматизированного проектирования на базе САПР: методы расчета механических передач, деталей вращательного движения. соединений узлов и деталей изделий машиностроительного комплекса, в том числе нефтегазового: критерии работоспособности и методы расчета механических передач, а также деталей вращательного движения: методику выбора наиболее подходящих материалов для деталей машин и рационального их использования, используя стандарты и справочную литературу.

Формирование данной компетенции предполагает интеграцию дисциплин «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» и также способствует развитию у студентов инженерного мышления и навыков анализа технических задач, позволяет обоснованно выбирать материалы и понимать взаимосвязь «материал – конструкция – эксплуатация». Это повышает готовность выпускников к реальной инженерной деятельности.

Как показывает практика, в учебном процессе образовательных учреждений возникают следующие трудности:

- разрозненность учебных программ;

- недостаточная координация преподавателей;
- ограниченное количество интегрированных заданий;
- нехватка практических кейсов.

Решением является создание межкафедральных методических комплексов и совместное планирование учебного процесса.

Межпредметная связь между дисциплинами «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» является важным условием подготовки конкурентоспособных инженеров. Интеграция содержания обучения позволяет сформировать целостное представление о процессе проектирования и эксплуатации машин, повышает качество усвоения знаний и способствует развитию профессиональных компетенций студентов.

Список использованных источников:

1. Современные технологии инженерного образования / под ред. И.В. Иванова. – М., 2022. – 232 стр.

2. Ягафарова, Х. Н. Формирование инженерного мышления в процессе изучения дисциплины "Основы проектирования" / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина, М. Р. Гатиятуллина // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2025 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 21–22 марта 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 790-795. – EDN ZSJULD.

3. Ягафарова, Х. Н. Междисциплинарный подход в преподавании дисциплины «Метрология, квалиметрия и стандартизация» / Х. Н. Ягафарова, Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 456-460. – EDN NKLQSH.

4. Ягафарова, Х. Н. Роль метода кооперативного обучения и командной работы студентов в электронном образовательном пространстве / Х. Н. Ягафарова, Р. Р. Степанова, Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2023 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 27 октября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 460-464. – EDN QHWLHR.

СЕКЦИЯ «ГУМАНИТАРНЫЕ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАУКИ»

УДК 811

ЯЗЫК – БОГАТСТВО НАЦИИ. АНГЛИЙСКИЙ ЯЗЫК

Н.Ш. Альмухаметова
(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж, г. Зеленодольск, преподаватель)
Д.С. Федотова
(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж, г. Зеленодольск, студентка группы У-125)

Аннотация. Рассмотрены вопросы истории развития английского языка. Определено влияние Уильяма Шекспира на становление языка. Выделены изменения речи в течение времени из-за внешних факторов.

Ключевые слова: английский язык, развитие, история, Уильям Шекспир, влияние.

UDC 811

LANGUAGE WEALTH OF THE NATION. ENGLISH LANGUAGE

N.Sh. Almukhametova
(Zelenodolsk Shipbuilding College, Zelenodolsk, teacher)
D.S. Fedotova
(Zelenodolsk Shipbuilding College, Zelenodolsk, student Y-125)

Abstract. Questions about the history of the development of the English language were considered. William Shakespeare's influence on the development of the language has been determined. Changes in speech over time due to external factors were highlighted)

Keywords: English language, History, development, William Shakespeare, influence.

Язык - богатство нации! Язык – высшая ценность народа. Язык не просто связывает прошлое, настоящее и будущее, он передает мудрость поколений. Без языка ни личность, ни народ не смогут передавать свои мысли и чувства другим, тем более следующим поколениям.

Чтобы язык жил, его необходимо пополнять, развивать. Обогащение языка - это непрерывный процесс совершенствования языка. Существуют различные пути обогащения состава языка, такие как словообразование, переосмысление, заимствования, калькирования.

Английский язык - важнейший международный язык, один из самых распространенных языков в мире. Английский язык относится к большой и широко распространенной группе языков, называемых германскими языками.

История английского языка - это 1500-летняя эволюция от германских диалектов переселенцев до мирового языка. И основными этапами являются:

- Доанглийский период - Британию населяли кельты, а затем территория стала римской провинцией, что оставило латинские заимствования
- Древнеанглийский (450-1100) - В 5 веке германские племена (англы, саксы, юты) вторглись в Британию. Их наречия легли в основу англосаксонского языка. Язык был сложным и с развитой системой падежей и родов
- Среднеанглийский язык (1100-1500) - после нормандского завоевания в 1066 году язык элиты стал французским, что привело к огромному лексическому влиянию и упрощению грамматики английского.
- Новоанглийский (с 1500 по настоящее время)- эпоха Шекспира, книгопечатания и колониальной экспансии, стандартизировавшая язык и сделавшая его международным.

Ключевыми факторами в трудном пути становления английского языка стали:

- Влияние викингов- фундаментально, особенно на севере Англии. Скандинавы привнесли сотни базовых слов, такие как sky, egg, take, they, способствовали упрощению грамматики и переходу от сложных падежных окончаний к фиксированному порядку слов, а также обогатили язык географическими названиями.

- Латынь оказала колоссальное влияние на английский язык, сформировав около 60% его лексики. Влияние происходило поэтапно: от римской оккупации до эпохи Возрождения. Латынь была языком науки в средневековой Европе, поэтому большинство научной терминологии в английском языке имеет латинское происхождение.

- Французский язык также влиял на английский, особенно после нормандского завоевания 1066 года, привнеся в него около 10 000 слов (30% лексики). Стал языком аристократии, права и культуры на 300 лет, что привело к слиянию английских слов с англосаксонской основой и упрощению грамматики.

Но современный английский язык подарил миру Уильям Шекспир. Человек, не читающий Шекспира, буквально каждый день использует изобретенный им слова и выражения. Например, оборот скатертью дорога, слова одинокий и модный.

Уильям Шекспир обладал невероятным понимаем текучести родного языка. Образование новых слов путем превращения глаголов в прилагательные или существительные в глаголы, адаптируя речь заимствованную, комбинируя основы существующих слов и изобретая собственные, не боясь, что публике будет оно незнакомо, ведь значение узнаваемо из корня.

Какие же составляющие создания английского языка Шекспиром

Во-первых, обширный словарный запас Шекспира не имеет себе равных. Считается, что он придумал более 2000 слов, обогатив язык выражениями, которые не имеют срока давности. Творчество привело к появлению терминов bedroom, lonely, eyeball, amazement.

Во-вторых, произведения Шекспира популяризировали идиоматические фразы и фигуры речи, которые прочно вошли в язык. Эти фразы органично вписались в современный мир, что свидетельствует о вечном влиянии Шекспира на язык.

В-третьих, мастерство Шекспира владеть языком и ритмом сформировало структуру современного английского языка. А также, произведения Шекспира стали ускорителем стандартизации грамматики, синтаксиса и лексики.

Исследования Шекспиром разнообразных социальных классов и социальных тем послужили платформой для демонстрации разнообразия лексики английского языка, широкого спектра языковых регистров и акцентов.

Шекспир родился и провел детские годы в Стратфорде и этот факт затронул большинство произведений. Например, использование местных названий для полевых цветов:

Crow-flowers – вороний глаз (Гамлет).

Cuckoo-flowers - кукушкины слезы (Король Лир).

Love-in-idleness - анютины глазки (Сон в летнюю ночь).

Golden lad - одуванчик (Цимбелиин).

Honey-stalks-стебли клевера (Тит Андроник).

Творчество Уильяма Шекспира - это невероятное влияние на развитие и становления не только мировой культуры, но и английского языка. Уильям Шекспир - гений, создавший современный английский язык!

Английский язык чрезвычайно популярен в современном мире. Это - язык бизнеса и науки, язык кино, музыки и литературы.

В заключение хочу сказать, что родной язык - это величайшее богатство, накопленное веками. Утрата языка равна потере души народа и поэтому наш долг - охранять и беречь родной язык.

Список использованной литературы

1. Аракин В. Д. История английского языка: учеб. пособие. — 2-е изд. — М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. — 272 с.

2. Иванова И. П., Чахоян Л. П., Беляева Т. М. Английский язык – История: учебники и учебные пособия для высших учебных заведений. — Авалон, 2006. — 557 с.

3. Молодой учёный. — URL: https://moluch.ru/young/archive/77/4146 (дата обращения: 29.04.2026).
4. MyEnglishWorld.pro. — URL: https://myenglishworld.pro/istoriya-proishozdeniya-angliiskogo-yazika (дата обращения: 29.04.2026).
5. MediaBooks.ru. — URL: https://www.mediabooks.ru/istoriya-anglijskogo-yazyka-history-of-the-english-language (дата обращения: 29.04.2026).

УДК 811

КРЕАТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБУЧЕНИЯ ИНОСТРАННЫМ ЯЗЫКАМ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ МУЛЬТИКУЛЬТУРНОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ

Э.Р.Васильева
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст.преподаватель)
Х.У. Махсудова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент)

Аннотация. В статье рассматриваются креативные методы обучения иностранным языкам, способствующие формированию и развитию мультикультурной компетентности студентов технических вузов. Особое внимание уделяется игровым, проектным и интерактивным технологиям, которые позволяют не только повысить мотивацию к изучению языка, но и сформировать навыки межкультурного общения.

Ключевые слова: креативные методы, обучение иностранным языкам, мультикультурная компетентность, студенты технических вузов, межкультурное общение, интерактивные методы, глобализация, образовательные инновации

UDC 811

CREATIVE METHODS OF TEACHING FOREIGN LANGUAGES AS A WAY TO ENHANCE THE MULTICULTURAL COMPETENCE OF TECHNICAL UNIVERSITY STUDENTS

E.R. Vasilyeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
H. U. Makhsudova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student)

Abstract. The article discusses creative methods of teaching foreign languages that contribute to the formation and development of multicultural competence among students of technical universities. Special attention is given to game, project, and interactive technologies, which not only increase motivation for language learning but also help students develop intercultural communication skills.

Keywords: creative methods, foreign language teaching, multicultural competence, students of technical universities, intercultural communication, interactive methods, globalization, educational innovations

Introduction

The shift in foreign language pedagogy does not manifest itself in new textbooks or updated terminology, but in a reconfiguration of the logic of teaching itself. Where grammatical structures and lexical units once dominated, arranged according to an accumulative model, another configuration emerges. Language is treated as a form of action embedded in specific cultural settings. Ignoring these settings leads to mechanical acquisition, where knowledge remains inoperative. Creative methodologies open this closed circuit: elements are introduced into the

learning environment that require response, interpretation, and alignment with a different cultural logic.

A space takes shape in which the student is no longer an observer, but a participant. Exchange of remarks, collaborative work, discussion of decisions – all this forms an environment where language begins to function as a medium of interaction rather than an object of study. The gap between language acquisition and cultural awareness begins to dissolve. The inclusion of cultural components transforms the character of student training. The issue is not the addition of separate topics or texts, but a restructuring of the entire system of tasks. Participation in international projects, simulation of professional situations, analysis of cultural differences in business communication – such practices generate experience that extends beyond the classroom.

At the same time, expectations toward graduates shift: the ability to operate in heterogeneous environments, to take into account differences in communicative norms, to adapt to unfamiliar conditions. Creative methods do not reduce themselves to improving language skills. They create conditions for the development of cultural awareness, manifested in details: choice of wording, interpretation of utterances, response to communicative breakdowns. Active learning formats – game-based learning, project work, group interaction –ensure engagement. Technological tools expand the space of interaction beyond the classroom.

Game-based Methods

Game-based scenarios introduce an element of simulation.

Students are given the opportunity to enact situations requiring decision-making: business negotiations, presentations, project discussions. The role structure sets boundaries but does not fix content – it emerges in the course of interaction. Language here is not a study object, but a tool for achieving a goal. Communicative tasks arise that cannot be resolved without attention to context, intonation, and interlocutor response. Experience of teamwork develops. Terminology is acquired not through rote memorization but through application. Error ceases to function as a violation – it becomes part of the process, a signal for adjustment.

The example of developing a business plan makes this logic visible. Work on such a task demands not only command of English, but also an understanding of economic practices typical of English-speaking countries. Students align their decisions with foreign business models, adjust argumentation, take into account differences in business communication. The game format reduces excessive tension, allowing experimentation without risk.

Project-Based Learning

Project-based learning is organized around tasks approximating professional practice. Work on a project involves information retrieval, analysis, structuring, and presentation. Language enters this process as a means of framing and transmitting results. Project topics vary: technological solutions, cultural specifics, market entry strategies. Each requires engagement with authentic sources, comparison of data, and formulation of a position. The need for domain-specific vocabulary arises naturally. It is acquired in the course of work rather than in isolation. Critical thinking develops through the necessity to make decisions and justify them.

Project outcomes move beyond the classroom. Presentations at conferences, publications, participation in professional discussions – all of this forms experience tied to real communication. Students encounter the need to consider alternative viewpoints, respond to feedback, revise argumentation. Cultural differences manifest themselves in patterns of discussion, in rhetorical structures, in evaluation criteria.

Use of Technology

Technological tools extend the range of interaction.

Online platforms, mobile applications, and digital resources make it possible to organize learning in multiple formats. Students gain access to materials reflecting authentic language use. Video and audio from different cultural contexts demonstrate variation in pronunciation, intonation patterns, and nonverbal behavior. A mediated sense of presence emerges. Virtual meetings with native speakers introduce unpredictability. Discussion of relevant topics requires immediate

response, formulation of ideas in real time, sensitivity to interlocutor characteristics. Language shifts from prepared to spontaneous.

Teacher as Moderator

The role of the teacher undergoes transformation.

Transmission of knowledge gives way to the organization of process. The teacher constructs conditions in which students interact, make decisions, and discuss outcomes. He or she guides discussion, sets parameters, but does not determine every step. Multicultural competence becomes a requirement for the teacher as well.

Personal experience, practical examples, cultural observations enter the learning process. They connect abstract models with concrete situations. The link between language and reality becomes tangible.

Creative Language Teaching Methodologies

The set of these approaches forms an integrated system.

Language acquisition and cultural learning are not separated; they unfold simultaneously within the same tasks. The educational space is filled with interaction: exchange of ideas, discussion, collaboration. Knowledge takes the form of practice. Training of specialists under such conditions is oriented toward the ability to operate in a changing professional environment. International projects, multicultural teams, diversity of communicative norms – all require flexibility. Multicultural competence becomes embedded in the structure of professional skills.

Conclusion

Creative methodologies alter the nature of training for students in technical fields. Global processes intensify the demand for professionals capable of interacting across cultures. Language proficiency alone proves insufficient without understanding the contexts of use. Experience related to perceiving difference takes shape. Students learn to interpret utterances, account for communicative specifics, respond to non-standard situations. These skills manifest themselves in professional activity: negotiations, collaborative projects, business correspondence. Integration of cultural components becomes part of educational practice. Creative approaches sustain engagement, support motivation, and create conditions for active participation. Learning outcomes acquire durability because they are grounded in experience rather than memorization. Training specialists capable of working in multinational teams becomes not a by-product, but a direct result of such an organization of foreign language teaching.

Список использованных источников:

1. Васильева Э.Р. Комплекс педагогических условий, формирующих поликультурные компетенции студентов технического вуза средствами дисциплины «Иностранный язык» / Э.Р. Васильева// Педагогический журнал. –2017. –Том 7. –№ 2А.– С. 356-366.

2. Васильева Э.Р. Интернационализация высшего образования и создание единой образовательной платформы: взаимодействие в поликультурной среде, как основной аспект межкультурной и социальной коммуникации/Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Е.В. Дмитриева//Проблемы современного педагогического образования. – 2019. – № 65-2. С. 85-87.

3. Данилова О.В. Искусственный интеллект и его роль в образовательной деятельности [Текст] / О.В. Данилова, М.К. Исанбердина, В.К. Крюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022. Сборник трудов международной научно-технической конференции. 2022. С. 559-563.

4. Остапенко С. В., Халина Н. В. Лингвистическая оптимизация промта в аспекте проблематики промт-инжиниринга // Вестник ТюмГУ. 2025.

5. Поляков А. Ю. Влияния физического воспитания и спорта на пропаганду социальных ценностей среди молодежи / А. Ю. Поляков // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 604-607.

6. Поляков А. Ю. Электронная образовательная среда и дистанционные технологии в преподавании дисциплины / А. Ю. Поляков, М. И. Маколкин // Современные технологии в

нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 772-774.

7. Васильева, Э. Р. Формирование культурологической компетенции как составляющей профессиональной коммуникации у студентов технического вуза в процессе обучения иностранному языку / Э. Р. Васильева, Л. З. Самигуллина, П. Г. Митичкина // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ: Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1123-1126.

8. Данилова, О. В. Педагогические взгляды на формирование гуманитарной культуры студентов технических вузов / О. В. Данилова, Э. Р. Васильева, Р. Р. Степанова // Казанская наука. – 2014. – № 3. – С. 216-219.

УДК 37.032

ПРИМЕНЕНИЕ ЛИЧНОСТНЫХ ТРЕНИНГОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА БЛОКА ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ГУМАНИТАРНЫМ ДИСЦИПЛИНАМ

О.В.Данилова

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, доцент)

П. Г. Митичкина

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.ГР-22-11)

Аннотация: Данная статья посвящена актуальной проблеме повышения эффективности практических занятий по гуманитарным дисциплинам путем внедрения методик личностных тренингов. Авторы анализируют теоретические основы личностных тренингов и их специфику применительно к гуманитарному образованию. Особое внимание уделяется практическим аспектам применения данных тренингов, включая разработку конкретных упражнений и методик, направленных на формирование рефлективности, эмпатии, ответственности и креативности студентов. Рассматриваются положительные стороны такого рода тренингов по процессу обучения продуктивности и стремлению к саморазвитию

Ключевые слова: тренинг, личностный рост, продуктивность, саморазвитие, личностный рост, саморазвитие

UDC 37.032

THE USE OF PERSONAL TRAINING TO IMPROVE THE QUALITY OF A BLOCK OF PRACTICAL CLASSES IN THE HUMANITIES

O.V.Danilova

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

P. G. Mitichkina

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. GR-22-11)

Abstract: This article is devoted to the urgent problem of improving the effectiveness of practical classes in the humanities through the introduction of personal training methods. The authors analyze the theoretical foundations of personal training and their specifics in relation to humanitarian education. Special attention is paid to the practical aspects of the application of these trainings, including the development of specific exercises and techniques aimed at the formation of reflexivity, empathy, responsibility and creativity of students.The positive aspects of such trainings on the process of learning productivity and striving for self-development are considered

Keywords: training, personal growth, productivity, self-development, personal growth, self-development

На сегодняшний день развитие технологического прогресса и цифровизации происходит быстрыми темпами, что влечет за собой потребность в разносторонних технических специалистах. Современные предприятия предъявляют высокие требования к выпускникам технических вузов. Сейчас руководители делают акцент на способности сотрудников к командной работе, коммуникации, креативному мышлению, быстрому решению задач и адаптации к быстроменяющимся условиям. Для формирования лидерских и коммуникационных качеств бывает недостаточным просто передачи теоретических основ и знаний. Поэтому возрастает потребность во включении в образовательную программу блока занятий, нацеленного на развитие коммуникационных навыков будущих инженеров. Эффективность личностных тренингов становится все более подтвержденной, занятия в данном формате могут стать инструментом повышения качества практических занятий в образовательной среде. В отличие от традиционных форм обучения, которые ориентированы в первую очередь на получение знаний, лидерские тренинги ориентированы на внутреннюю эмоциональную проработку учащихся.

Интерактивность - это одно из ключевых преимуществ тренингов. В отличие от традиционных лекций, они вовлекают участников в активный процесс обучения через взаимодействие и самоанализ. Это помогает лучше усваивать информацию и применять ее на практике. Коммуникационные тренинги позволяют отработать полученные навыки на практике, смоделировать реальные ситуации и найти эффективные решения. Формат лидерских тренингов на практических занятиях способствует развитию широкого спектра коммуникационных навыков (работа в команде, критическое мышление, решение проблем). Эти навыки способствуют успешной адаптации в коллективе, а также продвижению по карьерной лестнице. Кроме того, они помогают молодежи развивать уверенность в себе и умение принимать ответственность. На занятии важно обеспечить благоприятную обстановку, выстроить доверительные взаимоотношения между преподавателем и студентами. Это позволяет участникам чувствовать себя комфортно, выражать свои мысли и идеи, экспериментировать и учиться на своих ошибках.

Включение развития коммуникационных и лидерских качеств помогает участникам быстрее адаптироваться к новым условиям, проявлять инициативность при решении задач и увереннее высказывать свои мысли. Короткие динамические упражнения на внимание, управление стрессом или построение обратной связи способны разрядить обстановку, повысить вовлеченность. Наиболее важными тренингами выступают тренинги, направленные на развитие эмоционального интеллекта, которые позволяют лучше понимать себя и собеседников, снижать уровень конфликтности и находить компромиссы даже в сложных ситуациях. Развитие коммуникационных и лидерских навыков поможет участникам быстрее адаптироваться к новым обстоятельствам и ситуациям, проявлять инициативу в решении проблем, более уверенно выражать и отстаивать свои мысли. Короткие динамические упражнения на внимание, управление стрессом или налаживание обратной связи могут разрядить ситуацию и повысить вовлеченность. Наиболее важными тренингами являются те, которые направлены на развитие эмоционального интеллекта, которые позволяют вам лучше понимать себя и своих собеседников, уменьшать количество конфликтов и находить компромиссы даже в сложных ситуациях. Особенно полезно лидерский потенциал для выпускников, так как на рынке труда предприятия предъявляют довольно большие требования к сотрудникам. Сотрудники, обладающие наиболее развитыми коммуникативными и техническими качествами, быстрее добиваются роста по карьерной лестнице.

Исходя из ряда проведенных тренингов в рамках дисциплины «Технологии делового взаимодействия» на базе Института нефти и газа УГНТУ в г.Октябрьском, было проведено тестирование (диаграмма 1). Из графика видно, что большая часть студентов довольна проведением практических занятий в формате тренинга. Однако около 26% студентов испытывают трудности при коммуникации и проработке личностных, лидерских качеств.

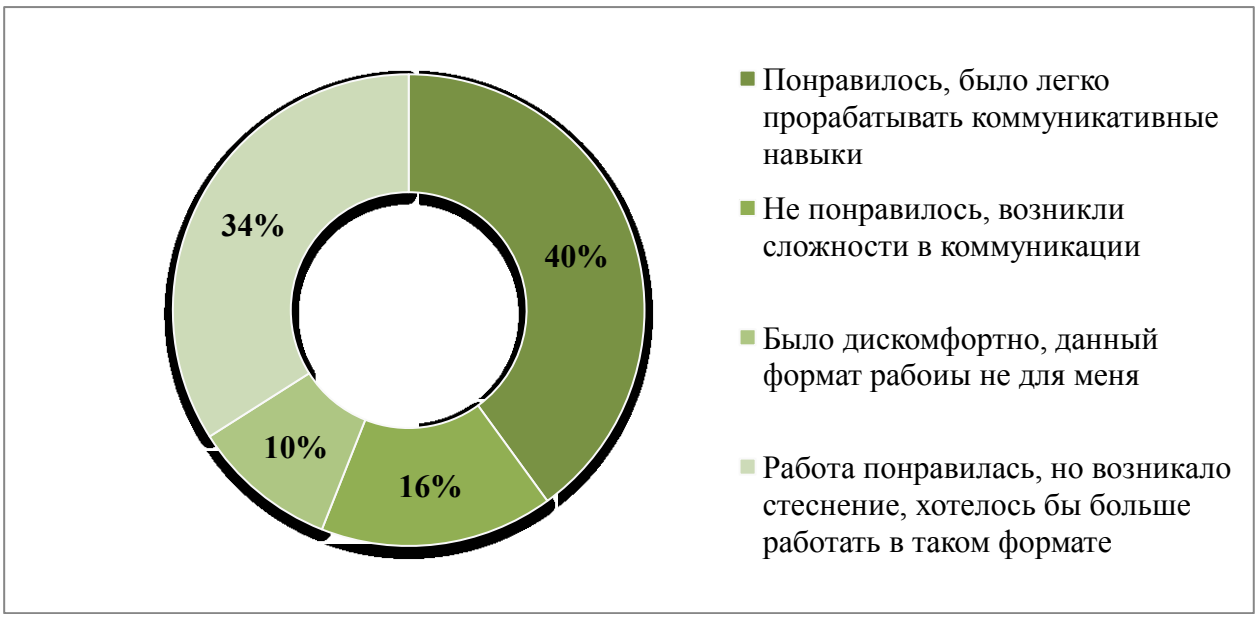


Рисунок 1. Процентное соотношение впечатлений студентов после ряда проведенных тренингов

Таким образом, применение личностных тренингов на практических занятиях способствует развитию лидерского роста. Студенты начинают не просто технически выполнять задание, а осознанно подходить к его выполнению, оценивать свои возможности, ставить цели и анализировать результаты. Такой подход усиливает мотивацию, развивает ответственность за свой результат.

Список использованных источников:

1. Данилова, О. В. Социально-цифровая среда как источник новых возможностей и новых рисков для современного образования / О. В. Данилова, М. К. Исанбердина // Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 23 апреля 2021 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 1074-1080.

2.Васильева, Э. Р. Формирование культурологической компетенции как составляющей профессиональной коммуникации у студентов технического вуза в процессе обучения иностранному языку / Э. Р. Васильева, Л. З. Самигуллина, П. Г. Митичкина // Материалы 50-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с Международным участием, посвящённой 75-летию УГНТУ: Материалы конференции, Октябрьский, 27–28 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 1123-1126.

3. Данилова, О. В. Педагогические взгляды на формирование гуманитарной культуры студентов технических вузов / О. В. Данилова, Э. Р. Васильева, Р. Р. Степанова // Казанская наука. – 2014. – № 3. – С. 216-219.

4. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

5. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания терминологической системы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языка) / Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. 2013. Т. 1. № 1 (8). С. 88-93.

6. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса

специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2.- С. 959-962.

УДК 159.9

ПСИХОЛОГИЧЕСКАЯ АДАПТАЦИЯ ВЫПУСКНИКОВ НЕФТЯНОГО ВУЗА К РАБОТЕ ВАХТОВЫМ МЕТОДОМ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

А.И. Зайлалов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-25-11)

Аннотация. В статье рассматривается специфика условий труда нефтяников-вахтовиков как фактор психологической адаптации. Приводятся механизмы и структура психологической адаптации нефтяников. В качестве оптимизации психологической адаптации разбираются различные практические аспекты.

Ключевые слова: вахтовик, адаптированность, стрессогенность, биоритмологический, десинхронизировать

UDC 159.9

PSYCHOLOGICAL ADAPTATION OF OIL UNIVERSITY GRADUATES TO SHORTCUT WORK IN THE NORTH

A.I. Zaylalov

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. gr.BMP-25-11)

Abstract. The article examines the specifics of the working conditions of oil workers on rotational shifts as a factor of psychological adaptation. The mechanisms and structure of psychological adaptation of oil workers are presented. Various practical aspects are analyzed as optimization of psychological adaptation.

Keywords: shift worker, adaptability, stressfulness, biorhythmological, desynchronize.

Вахтовый метод труда является одной из ключевых форм организации работы в нефтегазодобывающей промышленности России, особенно в регионах Крайнего Севера, Арктики и труднодоступных территорий. Этот метод позволяет осваивать месторождения в экстремальных климатогеографических условиях, однако предъявляет повышенные требования к психологическим ресурсам работников. Проблема психологической адаптации нефтяников-вахтовиков приобретает особую актуальность в связи с ростом масштабов вахтового труда, увеличением продолжительности вахт и необходимостью сохранения профессионального здоровья персонала. Психологическая адаптация в условиях вахтового труда представляет собой процесс приспособления работника к комплексу неблагоприятных факторов: суровым климатическим условиям, групповой изоляции, нарушению привычного биоритмологического стереотипа жизнедеятельности, интенсивному труду и отрыву от семьи. Невозможность полной адаптации к этим факторам приводит к развитию неблагоприятных функциональных состояний, снижению работоспособности и ухудшению психического здоровья [1].

Работа на нефтегазовых месторождениях, особенно в северных широтах, сопряжена с воздействием комплекса неблагоприятных природных факторов. К ним относятся низкие температуры, резкие перепады атмосферного давления, сильные ветры, полярная ночь и полярный день. Исследования показывают, что климатические факторы приводят к хроническому напряжению регуляторно-адаптационных систем организма и, как следствие, к повышенной заболеваемости. Сотрудники нефтегазодобывающих предприятий в северных районах РФ характеризуются более низкой психологической адаптированностью по сравнению с работниками на юге страны. Вахтовый труд сопровождается воздействием ряда специфических факторов: 1. Групповая изоляция – работа в замкнутом коллективе на

протяжении нескольких недель при ограниченных контактах с внешним миром способствует нарастанию психоэмоциональной напряженности и конфликтности. 2. Нарушение биоритмологического стереотипа – сменная работа, особенно в ночные смены, десинхронизирует циркадианные ритмы организма, что негативно сказывается на функциональном состоянии. 3. Тяжелый физический труд – многие операции (спуско-подъемные работы, монтаж оборудования, очистка труб) требуют значительных мышечных усилий и выполняются на открытом воздухе. 4. Отрыв от семьи и привычного социального окружения – утрата стабильности привычного уклада жизни выступает дополнительным стрессогенным фактором [2]. К тому же современные исследователи рассматривают вахтовый поселок как пример "закрытой системы", функционирующей с минимальным внешним влиянием. В таких системах присутствует групповая изоляция, люди вынуждены работать в условиях повышенной опасности и экстремальной деятельности. Это предъявляет особые требования к психологической совместимости членов коллектива, срабатываемости и субъектности работников [3].

Психологическая адаптированность вахтового персонала представляет собой интегральную характеристику, включающую баланс личностных свойств, вегетативный баланс, работоспособность, уровень нервно-психического напряжения и субъективную оценку самочувствия, активности и настроения. Успешная адаптация позволяет работнику сохранять необходимый уровень функционального состояния на протяжении всей вахты. Ключевыми психологическими характеристиками, способствующими успешной адаптированности, являются: интернальность в области достижений и неудач; развитые регуляторные процессы (моделирование, оценка результатов); самостоятельность. Осознанная саморегуляция произвольной активности выступает важнейшим механизмом адаптации. Высокий уровень саморегуляции позволяет работнику эффективно управлять своим функциональным состоянием, однако исследования показывают, что он может повышать вероятность тензионных (напряженных) состояний, что определяет специфику субъектной позиции вахтовиков. Стиль саморегуляции включает такие процессы, как планирование целей, моделирование значимых условий, программирование действий, оценивание результатов, а также регуляторно-личностные свойства – гибкость и самостоятельность [4].

Локус субъективного контроля – важный предиктор успешности адаптации. Вахтовые работники с интернальным локусом контроля (убежденностью в собственном влиянии на происходящие события) демонстрируют более высокую адаптированность. Выявлены статистически значимые различия в выраженности интернальности в области неудач и производственных отношений у работников разных предприятий. В ходе вахтового заезда наблюдается компенсаторная динамика изменений структуры адаптации: снижение параметров функционального состояния и нарастающая усталость компенсируются изменениями мотивации, образа «Я», уровня тревожности, а также усилением социальной направленности вахтовиков. Это позволяет сохранять работоспособность даже при нарастающем утомлении [5].

Исследования Н.Н. Симоновой выявили две основные стратегии адаптации, связанные с профессиональным стажем: 1. Физиологическая стратегия характерна для адаптантов – работников со стажем менее 3 лет. Она ориентирована на невосполнимое расходование ресурсов, мобилизацию физиологических резервов, что в долгосрочной перспективе может приводить к истощению. 2. Психологическая стратегия свойственна стажистам (стаж более 3 лет) [1]. Она направлена на самоизменение, выбор экономного режима расходования ресурсов, что позволяет сохранять функциональное состояние на уровне адекватной мобилизации при относительно небольших затратах. Представления о психологической готовности к труду вахтовым методом различаются у студентов (не имеющих опыта), студентов с опытом вахтовой работы и профессионалов. Ожидаемые отличия касаются мотивационного, коммуникативного компонентов, навыков саморегуляции и понимания содержания предстоящей деятельности. Формирование

адекватных представлений о работе на ранних этапах профессионализации способствует более успешной адаптации в дальнейшем. Полная картина трудового процесса и жизнедеятельности на вахте помогает работнику избежать неоправданных ожиданий и быстрее адаптироваться к реальным условия. Современные исследования показывают, что психосоциальные факторы на рабочем месте – ролевые ожидания, контроль, социальная поддержка, мастерство, руководство, командная работа и рабочие мотивы – оказывают дифференцированное влияние на динамику функциональных состояний работников в течение вахтового периода. Особенно значимыми являются: социальная поддержка со стороны коллег и руководства; четкость ролевых ожиданий – понимание своих обязанностей и границ ответственности; возможность контроля над ситуацией и рабочим процессом [6].

Психологическое сопровождение вахтового труда на разных этапах профессиогенеза представляет собой управление формированием адекватных стратегий адаптации. Оно должно основываться на метаадаптивном подходе, учитывающем субъектную позицию работника, его образ вахты и образ «Я» в пространственно-временном континууме вахты.

Повышение эффективности управления вахтовым персоналом включает: совершенствование системы мотивации труда; формирование благоприятного социально-психологического климата в коллективах; оптимизацию режимов труда и отдыха; учет факторов социальной поддержки и командной работы. Психологическая адаптация нефтяников на вахте представляет собой сложный многоуровневый процесс, детерминированный комплексом климатогеографических, производственных и социально-психологических факторов. Успешность адаптации определяется не только индивидуально-психологическими особенностями работника (развитой саморегуляцией, интернальным локусом контроля, адекватной мотивацией), но и организационными условиями, качеством психологического сопровождения, а также профессиональным опытом [6-8].

Выявлены две основные стратегии адаптации: ресурсозатратная физиологическая (у адаптантов) и ресурсосберегающая психологическая (у стажистов). Формирование второй стратегии является важной задачей психологического сопровождения вахтового труда.

Дальнейшие исследования в этой области должны быть направлены на изучение долгосрочных эффектов вахтового труда, разработку методов прогнозирования адаптационных ресурсов и создание комплексных программ сохранения профессионального здоровья нефтяников-вахтовиков.

Список использованных источников:

1. Симонова, Н.Н., Корнеева, Я.А. Сравнительный анализ психологической адаптированности вахтового персонала нефтегазодобывающей промышленности на севере и юге РФ // Личность в экстремальных условиях и кризисных ситуациях жизнедеятельности. – Владивосток: Центр клинической и прикладной психологии, 2025. – С.193-198.

2. Бойцова, А.В., Симонова, Н.Н. Социальные представления о психологической готовности к труду вахтовым методом на Севере у нефтяников на разных этапах профессионального становления // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 2. С.673-677.

3. Корнеева, Я.А., Симонова, Н.Н., Корнеева, А.В., Добрынина, М.А. Влияние психосоциальных факторов рабочего места на динамику функциональных состояний вахтового персонала нефтеразведочного предприятия // Национальный психологический журнал.–2024.–Т.19,№4.–С.161-175.

4. Уразаев, А.М., Берестнева, О.Г., Шаропин, К.А. и др. Физиологические закономерности адаптационных процессов при вахтовых режимах труда (у рабочих-нефтяников Западной Сибири): монография. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2015. – 178 с.

5. Елгин, В.В., Переладов, А.М. Повышение эффективности управления вахтовым персоналом нефтегазовых компаний в условиях Крайнего Севера // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – № 4 (196). – С. 34-39.

6. Корнеева, Я.А., Симонова, Н.Н. Особенности психологической адаптированности вахтового персонала в условиях Крайнего Севера // Национальный психологический журнал. – 2021. – № 4. – С. 63-74.

7.Зайлалова, В.Р., Зайлалов, И.И. Социально-культурная адаптация иностранных студентов в условиях обучения УГНТУ. В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле- 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 152-155.

УДК 622.276

БЫСТРЕЕ В МЫСЛИ, ЯРЧЕ В СЛОВЕ

С.Д. Зайнуллина
(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж» в г.Зеленодольск, преподаватель родной литературы)
А.И.Воробьёва
(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж» в г. Зеленодольск, студентка группы С225)

Аннотация: в данной статье говорится о творчестве Габдуллы Тукая. Рассмотрена роль Уральска в становлении Тукая, как поэта. Перечислены факты о том, что Тукай- борец за справедливость, за будущее своего народа.
Ключевые слова: творчество, национальный поэт, тонкий лирик, Уральский период

UDC 622.276

FASTER IN THOUGHT, BRIGHTER IN WORD

S.D. Zainullina
(GAOU "Zelenodolsk Shipbuilding College" in Zelenodolsk, native literature teacher)
A.I. Vorobyova
(GAOU "Zelenodolsk Shipbuilding College" in Zelenodolsk, student of group S225)

Abstract: this article discusses the work of Gabdulla Tukay. The role of Uralsk in Tukay's development as a poet is examined. Facts about Tukay as a fighter for justice and for the future of his people are listed.
Keywords: creativity, national poet, delicate lyricist, Uralsk period

Время, прошедшее со дня смерти Тукая, кажется почему-то очень долгим. Наверное, ощущения эти вызваны сложностью событий, насыщенностью прошедших лет.

Замело снегами, смыло дождями седого времени многие имена, многие из них стерлись и потускнели, многие канули в Лету. Тукай же, напротив, чем далее от нас, тем ближе и понятней, тем ярче новыми, неизведанными гранями своего творчества. Если говорить о писателях, которые, мало прожив, успели много сделать, то одним из них, несомненно, является Габдулла Тукай. Он умер, когда ему было всего двадцать семь лет. Апрель 1886 года - апрель 1913 года. Родился весной и весной ушел из жизни...

Свою творческую жизнь Тукай называет «на-половину недосмотренным сном». Недосмотренный, прерванный сон обычно вызывает чувство сожаления. Но Тукай за столь короткий срок успел сложить и спеть так много песен. Более десяти тысяч стихотворных строк, около пятидесяти листов прозы! После Тукая возрастают вес и значение татарской литературы в глазах других народов.

Большой поэт, он подготовил почву для будущих поколений .Опираясь на заложенные им реалистические традиции, поднимается много поэтов «хороших и разных». Все они — Хади Такташ, Наки Исанбет, Муса Джалиль, Ахмет Файзи, Хасан Туфан, Фатих Карим, - вступая на литературный путь, шли от Тукая. Кто у нас не стремился в своем творчестве быть достойным Тукая?

Постоянно влекущий к поэтическим высотам великий дух Тукая и сегодня живет в нашей литературе, и еще долго, очень долго будет проявляться его мобилизующая, притягательная сила.

Биография Тукая — одна из драматичнейших биографий в истории мировой литературы. На первый взгляд, не много дорог исходил поэт. Его почти постоянные маршруты — деревни Кушлауч — Кырлай - Училе, города Казань - Уральск. Снова Казань... Но сколько трагического уготовила судьба поэту на этих недлинных дорогах!

Родился Габдулла Тукай 26 апреля 1886 года в деревне Кушлауч, Менгерской волости, бывшей Казанской губернии, в семье муллы. Нищий край. Растрескавшиеся от ветра и зноя подзолистые земли... Здесь голод - частый гость. Тукаю было пять месяцев, когда умер отец. А потом — из рук в руки, из дома в дом, из деревни в деревню. Сиротство, нищета, унижения...

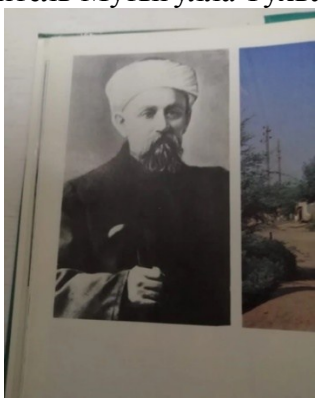


Тукая взрастил и вскормил сам народ. Будто знал наперед, что отплатит ему сторицею благодарный поэт, не оставлял его в беде, поддерживал, подбадривал, утешал. Читаем мы сейчас стихи Тукая и думаем — откуда такая сила? От родной земли, от народа...

С детства унаследовал Тукай любовь к песне, к родному языку. Его мать Мамдуда любила слагать стихи. И отец Мамдуды, Зиннатулла, иногда сочинял для себя. Чистота и напевность родной речи проникали в душу ребенка с самыми первыми детскими впечатлениями, радостными были они или горькими.

Собираясь в дальнюю дорогу, человек припасает еду. Отправляясь из Заказанья в Уральск, Тукай запасся духовной пищей на всю жизнь. Такие бессмертные творения поэта, как «Родной земле», «Пара коней», «Родной язык», «Осенние ветры», зародились в его сердце еще тогда, в деревне. Позднее он только перенес их на бумагу. И если в самые вьюжные дни своей жизни Тукай крепко стоял на ногах, то силу эту дала земля Заказанья.

В Уральске Габдуллу Тукая отдали в школу при мечети медресе «Мутыгия». Преподавал в нем имам и просветитель Мутыгулла Тухватуллин.



Учитель Г.Тукая

Его дети, с которыми подружился Тукай, были воспитаны на европейский манер, одевались по светской моде и знали несколько языков. Их примеру последовал и Тукай — вскоре он владел арабским, персидским и турецким, изучил и русский, познакомился с западноевропейскими языками. В доме имама была богатая библиотека, причем духовник

собирал не только богословские книги, но и художественную литературу, научные публикации. Вместе с учениками он выпускал рукописные газеты и журналы.

Когда произошла революция 1905 года, Тукаю было 19 лет. Он работал наборщиком и фальцовщиком в типографии своего друга, сына имама Камиля Тухватуллина. Вместе они начали выпускать первые в Уральске газеты и журналы на татарском языке: «Фикер» («Мысль»), «Уралец». На страницах этих газет появились первые революционные стихи Тукая.



К.Тухватуллин и Г.Тукай

Поэт, охваченный социалистическими настроениями, часто принимал участие в уличных демонстрациях, публиковал политические статьи и эссе. В фельетоне «Условия» Тукай писал: «Пока не рухнет капиталистический строй и на земле не начнется жизнь социалистическая; пока капитал не перестанет на каждом шагу заслонять собой правду. я не вижу никакого смысла в том, чтобы мы назывались мусульманами».

В этом же году Тукай стал редактором журналов, которые выходили в типографии Камиля Тухватуллина, — «Эль-гасрэль-джедид» («Новый век») и сатирического «Уклар» («Стрелы»). Тукай размещал на страницах новых изданий собственные произведения, переводы на татарский язык басен Ивана Крылова и стихов русских поэтов Александра Пушкина, Михаила Лермонтова, Алексея Кольцова. Вскоре о Габдулле Тукае узнали в Казани и Оренбурге.

Тукай - поэт, который одинаково дорог всем поколениям. Его ты избираешь спутником на всю жизнь. Не раз в течение жизни обращаешься к нему. В раннем детстве сладким страхом тревожит тебе душу его «Водяная». С утра ты напеваешь его «Родную речь». Не читаешь, а именно напеваешь. Как говорил сам Тукай, песни нашего народа требуют, чтобы пели их только чуть-чуть разомкнув губы. Такова их природа...

Тукай формируется как поэт удивительно быстро. За какие-нибудь шесть-семь лет он становится самым любимым и популярным поэтом татарского народа. В этом смысле переезд в Уральск оказался для него счастливым.

Иногда люди задаются вопросом: в чем долголетие поэзии Тукая? Поэта рождает народ. Тукай - национальный поэт, глубоко уходящий корнями в родную почву. Национальное своеобразие и народность у него тесно связаны друг с другом.

Тукай пришел в литературу одухотворенный великими идеями гуманизма и демократизма. В стихах, где поэт со всей присущей ему страстностью воспевает думы и чаяния родного народа, мы ощущаем силу демократических традиций других народов. Но не рабское подражание, не слепое поклонение великим народам и их поэтам, а гордое стремление стать вровень с ними, возвысить до них свой народ поднимает поэзию Тукая до высот интернационализма, до высот общечеловеческой гуманистической поэзии.

Осваивая наследие великих учителей своих, идет Тукай к собственным стихам. По-настоящему знакомится он с татарской, восточной и русской литературой в Уральске. Шедевры поэзии XIII века, такие, как «Юсуф и Зулейха», конечно, раньше других книг попали в его каморку при медресе.

Но не только традиция классической восточной поэзии была для него школой творчества. Если мы сегодня с гордостью говорим, что Тукай учился и у русских поэтов, то здесь мы исходим прежде всего из высказываний самого Тукая, из его творчества. Огромное значение имела для него встреча с Пушкиным. Встретившись, он уже не расстается с ним всю жизнь. Тукай по праву считает себя учеником Пушкина, он первым из поэтов Востока продолжил его реалистическую традицию. Пушкин был для Тукая не просто наставником. В его отношении к Пушкину, Лермонтову мы чувствуем какую-то особенную внутреннюю теплоту и нежность, свойственные только натурам поэтическим.

В творчестве Тукая значительное место занимают переводы. Он переводит только то, что близко ему по духу. До Тукая ни один из татарских писателей не изучал так глубоко русскую литературу.

Тукай - поэт, Тукай - мыслитель и педагог, был выше многих своих современников; он смог понять величие идеалов социализма, как светлого будущего всех народов мира. Тукай и сегодня с нами, его личность борца за справедливость, за будущее своего народа, его поэзия, красота ее зовет к новым свершениям.

Писательский подвиг его в том, что он бесстрашно говорил правду. Не удивительно, что у Тукая было много врагов. Если б даже Тукай не написал ничего, кроме «Нового Кисекбаша», все равно он сделал бы уже свое дело. Кого только не вывел здесь Тукай! Он переворачивает вверх дном, разоряет, как осиное гнездо, прогнивший, старый мир, оплот фанатизма, невежества ,злобного гонения на все новое, прогрессивное.

Тукай — тонкий лирик. Если идти по следам творческих исканий, то клубок выведет нас к их истоку - народному творчеству. «Народ велик, он могуч, он страстен, он музыкален, он писатель, он поэт», - говорит Тукай о народе.

Поэт бессмертен - его обессмертила любовь к народу, преданность народной свободе.

Список использованных источников:

1. Нафигов Р.И. Наш Тукай: Новые страницы из жизни Поэта. - Казань: Фикер, 1998. – 168 с.

2. Халитов Г. М. Тукай и его современники - Казань: 1966. - 228 с.

3. Г. Тукай. Избранное в двух томах, т. 1. Казань, 1960, стр. 6. (На русском языке.)

4. И. С. Брагинский. Литература народов советского Востока в 20 веке. «Вестник истории мировой литературы», 1960, Nº 5, стр. 4.

УДК 811

ЯЗЫК – БОГАТСТВО НАЦИИ. ТАТАРСКИЙ ЯЗЫК

С.Д. Зайнуллина

(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж, г. Зеленодольск, преподаватель родной литературы)

Д.С. Федотова

(ГАПОУ «Зеленодольский судостроительный колледж, г. Зеленодольск, студентка гр. У-125)

Аннотация. Целью исследования стало изучение истории татарского языка. В статье рассматривается изменение письменности с течением времени. Изучено влияние татарских писателей на становление литературной речи.

Ключевые слова: татарский язык, история, письменность, развитие, Каюм Насыри, Габдулла Тукай, влияние, литература, письменность.

UDC 811

LANGUAGE IS THE WEALTH OF A NATION. TATAR LANGUAGE

S.D. Zaynullina

(Zelenodolsk Shipbulding College,teacher of native Literature)

D.S. Fedotova
(Zelenodolsk Shipbulding College, studentY-125)

Abstract. The aim of the research was to study the history of the Tatar language. The article examines the change in writing over time. The influence of Tatar writers on the development of literary speech was studied.

Keywords: Tatar language, history, writing, development, Kayum Nasyri, Gabdulla Tukay, influence, literature, writing.

Язык – это бесценное достояние, история и душа народа. Язык передает культурный код, историческую память и является инструментом единства – родной язык объединяет людей, формирует чувство национальной гордости. Язык – это не просто средство общения, язык – это народ. Бессмертие народа – в его языке.

По отношению каждого человека к своему языку можно точно судить не только о его культурном уровне, но и о его гражданской ценности. Настоящая любовь к своей стране немыслима без любви к своему языку.

Но среди 7 тысяч языков свое место занимает похожий на сказку- татарский язык.

Татарский язык – государственный язык Республики Татарстан, второй по распространенности в России. Относится к тюркской группе языков, которая вместе с монгольским и тунгусо-маньчжурскими языками объединяется в алтайскую языковую семью. Характеризуется агглютинацией и гармонией гласных. Татарский язык в своем становлении претерпел множество изменений и сложился на основе булгарского, кыпчакских и чагатайских идиомов татарских языков. Он складывался вместе с народом-носителем языка в районах Поволжья и Приуралья в взаимодействии с другими, с родственными и неродственными языками. Испытал язык и воздействие финно-угорских (древневенгерского, марийского, удмуртского, мордовского), арабского, персидского, русского языков. Языковеды полагают, что особенности в области фонетики, которые, с одной стороны объединяет поволжско-тюркские языки между собой, а с другой-противопоставляют их с другими тюркскими языками, являются итогом их сложных взаимоотношений с финно-угорскими языками.

В период Казанского и Астраханского ханств складывался старотатарский язык, для которого характерно большое число заимствований из арабского и персидкого.

Как и другие литературные языки донационального периода, старотатарский язык оставался непонятным для народных масс и им пользовались только часть грамотного общества. После завоевания Казани Иваном грозным началось активное проникновение русизмов в татарский язык, а затем и западных терминов. С конца 19-начала 20 веков татарская интеллигенция стала активно использовать османскую общественно-политическую лексику.

В разное время для татарского языка использовались разные системы письма:

- Арабское письмо - до 1927 года (некоторые диаспоры в Китае, Афганистане, Иране используют арабское письмо и в настоящее время);
- Латиница - в 1927-1939- попытки возрождения латиницы позже еще предпринимались на рубеже 20-21 веков;

Кириллица- с 1939 по настоящее время, а крещенные татары использовали еще с 19 века.

На основе казанского диалекта, со второй половины 19 века началось становление современного татарского национального языка, которое завершилось в начале 20 века. Реформирование языка можно разделить на два этапа:

- вторая половина 19- начало 20 веков (до 1905);
- 1905-1917.

Роль в становлении татарского языка также сыграл Каюм Насыри – основоположник научного татарского языкознания, превративший татарский язык из книжного, которым

пользовались только грамотные слои населения в понятный народный литературный язык. Важное значение для просвещения татарского народа, по мнению учёного, имело знакомство и сближение с русской культурой. Каюм Насыри внес значительный вклад в развитие различных отраслей гуманитарных наук, заложил основы современного татарского литературного языка. Являясь автором учебных пособий по фонетике и грамматике, он разрабатывал научную терминологию по арифметике, геометрии, географии, истории и ботанике.

Его деятельность в 19 веке сыграла решающую роль в трансформации татарского языка в современный литературный язык, дав путь творчества Габдуллы Тукая и других татарских просветителей.

Не только Каюм Насыри стоял за совершенствованием татарского языка. Габдулла Тукай - великий татарский поэт, переводчик, литературный критик и публицист. Один из основоположников современного татарского языка. Творчество оказало влияние и на словарный фонд, ин на грамматические и лексические нормы. А также на произношение, которое принято в современном татарском литературном языке.

Основными аспектами вклада Тукая стали:

- Демократизация языка- Габдулла Тукай продолжил дело Каюма Насыри и очищал татарский язык от персидских и арабских заимствований, сделав его понятным широким массам, используя живую разговорную речь и фольклор.

- Создание нового стихотворного стиля, объединяющего богатые традиции татарского фольклора с новаторскими подходами европейской и русской поэзии стало основой современной поэзии.

- Переводы произведений Крылова, Лермонтова, Пушкина стало дорогой на пути культурному обмену и приобретению новых литературных форм в татарском языке.

- Публицистическая деятельность, заложившая основы татарской демократической журналистики.

- Основы для детской литературы - его сказки «Шурале», «Водяная» и стихи, написаны на чистом татарского языке, послужили воспитанием поколений татар.

Габдулла Тукай- не просто великий писатель. Он- пример стойкого и мужественного человека, который несмотря на детство, полное трагедий и утрат, не потеря себя в жизни, ставил перед собой цели и достигал их.

Подводя итог хочу сказать, что сохранение родного языка- наш долг. А татарский язык со своей мелодичностью и богатой историей должен иметь множество путей развития и распространения.

Список использованных источников:

1. Нуруллин И. З. *Тукай* / авториз. пер. с тат. Р. Фиша. — М.: Молодая гвардия, 1977.

2. Зеленодольск // *Татарская энциклопедия и словарь*. — URL: https://tatarica.org/ru/razdely/municipalnye-obrazovaniya/gorodskie-poseleniya/zelenodolsk (дата обращения: 29.04.2026).

3. Насыри Каюм // *Татарская энциклопедия и словарь*. — URL: https://tatarica.org/ru/razdely/nauka/personalii/nasyri-kayum (дата обращения: 29.04.2026).

4. *Волжская Булгария: академия наук* // Официальный сайт Болгарской академии наук. — URL: https://bolgar.academy (дата обращения: 29.04.2026).

5. Габдулла Тукай // *Культура.РФ*. — URL: https://www.culture.ru/persons/9630/gabdulla-tukai (дата обращения: 29.04.2026).

УДК 330.564.2

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА ПРЕДПРИЯТИЙ В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА

А. Б. Зеляева

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, студент гр.БСН-23-11)

А.С. Данилевская
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, ст. гр.БСН-23-11)
Р. М. Шайдуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Статья посвящена анализу текущего состояния и перспектив развития малого и среднего предпринимательства (МСП) в России в условиях экономической турбулентности 2025–2026 годов. Рассмотрены ключевые факторы дестабилизации сектора, включая изменения фискальной политики. На примере Республики Башкортостан и города Октябрьского показаны конкретные проблемы, с которыми сталкивается бизнес, а также проанализирована динамика закрытия предприятий. Особое внимание уделено существующим механизмам государственной поддержки, включая цифровую платформу МСП.РФ, гранты и льготное микрофинансирование.

Ключевые слова: экономика, бизнес, МСП, налоговая реформа, государственная поддержка, Республика Башкортостан.

UDC 330.564.2

THE RELEVANCE OF THE PROBLEM OF SMALL AND MEDIUM-SIZED BUSINESSES. GOVERNMENT SUPPORT FOR ENTERPRISES IN TIMES OF CRISIS

A. B. Zelyaeva
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-23-11)
A. S. Danilevskaya
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-23-11)
R. M. Shaidullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, Associate Professor, Candidate of Sciences

Abstract. The article is devoted to the analysis of the current state and development prospects of small and medium-sized enterprises (SMEs) in Russia amidst the economic turbulence of 2025–2026. Key factors of sector destabilization are considered, including changes in fiscal policy. Using the Republic of Bashkortostan and the city of Oktyabrsky as examples, specific problems faced by businesses are shown, and the dynamics of enterprise closures are analyzed. Particular attention is paid to existing government support mechanisms, including the SME.RF digital platform, grants, and concessional microfinancing.

Keywords: economy, business, SMEs, tax reform, government support, Republic of Bashkortostan.

В современной России малое и среднее предпринимательство (МСП) играют важную роль в развитии отечественной экономики. Данный сегмент объединяет индивидуальных предпринимателей и компании, которые характеризуются ограниченным штатом сотрудников и умеренными объемами выручки. Сектор обеспечивает устойчивый экономический рост, формирует конкурентную среду, создаёт рабочие места и способствует развитию регионов. В условиях современной экономической турбулентности, характеризующейся глобальными геополитическими изменениями, разрывом внешнеэкономических связей и технологической изоляцией, уязвимость МСП кратно возрастает. В отличие от крупных корпораций, малый и средний бизнес не обладают значительными финансовыми резервами, что в периоды кризиса приводит к резкому дефициту ликвидности и массовым банкротствам. Важность государственной поддержки в такие критические периоды заключается в смягчении негативных последствий и ускорения восстановления экономики.

Число субъектов малого и среднего предпринимательства в России уже превышает 6,9 млн. Для бизнеса действует множество мер господдержки: от грантов и субсидий до льготных кредитов и моратория на проверки.

В связи с цифровизацией различных отраслей в Российской Федерации, ключевыми инструментами для поиска и получения поддержки служат такие платформы, как МСП.РФ, портал Госуслуг, совместно с инфраструктурой центров «Мой бизнес» [3]. Данные сервисы не только минимизируют временные затраты на поиск информации о госпомощи для предпринимателей, но и обеспечивают бизнесменам решение различных вопросов на любой стадии жизненного цикла предприятия.

Несмотря на многообразие систем цифровых сервисов, сектор МСП продолжает сталкиваться с серьезными вызовами, которые отчетливо видны на региональном уровне. Показательным примером является отрицательная динамика деловой активности в Республике Башкортостан. Статистика за 2025 год фиксирует убыль предприятий по региону: было открыто 3247 коммерческих организаций, закрыты в свою очередь 3410 предприятий [4]. Такая статистика свидетельствует о том, что внешнее давление и внутренние экономические барьеры зачастую превышают доступные меры поддержки (Рисунок 1).

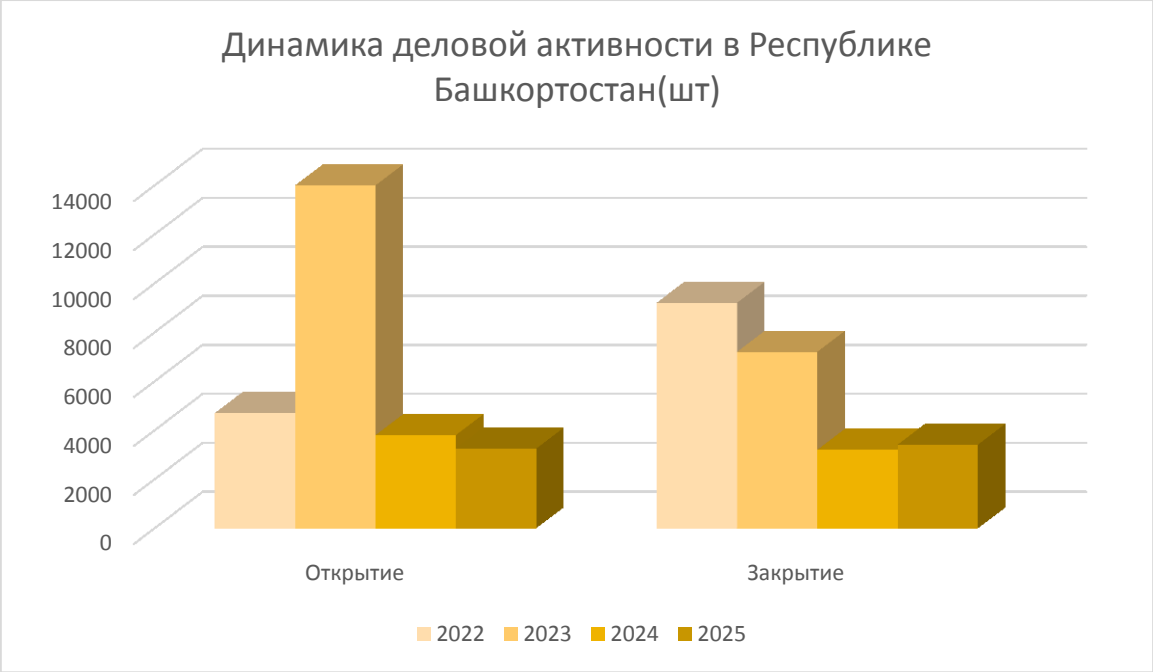


Рисунок 1 – Динамика деловой активности в Республике Башкортостан

Понимание реального положения дел в секторе МСП невозможно без учета специфики конкретных городов. На 1 января 2026 г. количество субъектов малого предпринимательства составило 4239 единиц. По сравнению с январем 2025 года наблюдался рост на 5,4 %. Рассматривая отраслевую структуру бизнеса в городе Октябрьском, можно четко увидеть, в каких именно сферах концентрируется предпринимательская деятельность и где риски закрытия наиболее высоки (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Отраслевая принадлежность МСП города Октябрьский за 2025 г.

Дестабилизация сектора усилилась в начале 2026 года, всплеск прекращений предпринимательской деятельности свидетельствует о негативной реакции сектора МСП на изменение фискальной политики. Главным факторами, спровоцировавшими массовый выход предпринимателей с рынка, стали законодательные введения в области налогообложения [1,5]:

1. Повышение базовой ставки НДС с 20% до 22%, что автоматически увеличило издержки предприятий. Такая мера спровоцировала рост цен и падение маржинальности в цепочках поставок.
2. Кардинально изменились условия для «упрощенцев» (УСН). Снижение порога дохода, позволяющий не платить НДС, составило с 60 млн. до 20 млн. рублей. Это лишило значительную часть малого и среднего бизнеса главного налогового преимущества, заставив предпринимателей нести дополнительные расходы на администрирование НДС. И это только начало – в 2027 году планка, предположительно, опустится до 15 млн, а в 2028 – до 10 млн. рублей.
3. Бизнес лишился льгот по страховым взносам. Пониженная ставка 15% с выплат сверх МРОТ заменена общим тарифом в 30%.
4. Отмена льгот по расчетным операциям [1]. Это привело к росту банковских комиссий и подорожание информационно-технологического обслуживания счетов.

Такие нововведения могут привести к резкому сокращению секторов МСП. В целях минимизациях массового ухода предпринимателей с рынка необходима государственная поддержка.

Ранее многие МСП могли спокойно существовать так как были налоговые льготы с хорошими условиями, которые могли освободить от уплаты НДС. Хотя государство и предприняло меры по уменьшению порога, но также они позаботились о том, чтобы такие новости не повлекли за собой большие последствия в виде закрытия бизнесов, поэтому оплату НДС поделили на кварталы, чтобы предприниматели смогли адаптироваться к новым условиям.

Помимо этого, государство, по-прежнему, оказывает комплексную систему поддержки, которая была создана за время действия национального проекта «Малое и среднее предпринимательство». Эта система показала свою эффективность, поэтому все базовые инструменты сохраняются — банковские кредиты, льготные микрозаймы государственных микрофинансовых организаций, гарантии, поручительства, льготный

лизинг, акселерационные программы для разных категорий, услуги Центров «Мой бизнес». Лизинг тоже является инструментом, который позволяет уменьшить налогооблагаемую прибыль, сумма поддержки составляет от 500 тыс. рублей до 50 млн. рублей со сроками от 13 до 84 месяцев [10]. В г. Октябрьском центр «Мой бизнес» предлагает общую сумму поддержки до 4 млн. рублей со сроком до 5 лет. Ещё центр выдаёт микрозаймы в размере до 500 тыс. рублей для самозанятых и 5 млн. рублей для субъектов МСП под 4-11,5% годовых сроком до 36 месяцев без дополнительных страховок и комиссий [8, 10].

Гранты являются также одним из видов поддержки МСП [3]. Деньги предприниматели получают на конкурсной основе. Средства нужно направить на конкретные цели, например, на реализацию бизнес-проекта, покупку оборудования или аренду помещений. В Башкортостане выдают два вида грантов: в форме субсидий социальным предпринимателям и молодым предпринимателям. Гранты выдаются в размере от 100 тыс. рублей до 500 тыс. рублей на финансовое обеспечение до 75% расходов [10].

Субсидии являются приятным бонусом для тех, кто решает открыть свой бизнес так как это безвозмездная денежная помощь, которая выделяется бизнесу из регионального или государственного бюджета на компенсацию затрат или под конкретную цель [3]. Главное отличие субсидии от гранта в том, что первые выдают на возмещение уже потраченных денег, а вторые — на реализацию будущих проектов.

В г. Октябрьском РБ в рамках программы на реализацию мероприятий по оказанию финансовой поддержки субъектам МСП, самозанятым предусмотрены средства из бюджета городского округа в размере более 1,5 млн. рублей ежегодно. Субсидии выдаются в размере от составленного бизнес-плана, максимум такой выплаты 300 тыс. рублей для самозанятых на один вид поддержки, для СМСП до 1 млн. рублей [10]. Однако, чтобы не возвращаться эти деньги государству нужно потратить их на нужные цели в течение года, а также чтобы бизнес не закрылся в этот же срок. В 2025 году было выделено 1,75 млн рублей 9 субъектам на возмещение части затрат, в числе которых были ИП и общество с ограниченной ответственностью [9].

Малый и средний бизнес продемонстрировал высокую адаптивность, став фундаментом структурной перестройки экономики. Однако текущая отрицательная динамика в регионах и налоговое давление начала 2026 года требуют качественного обновления мер поддержки. Переход от количественных показателей (число субъектов) к качественным (инвестиционная активность, технологический суверенитет) является необходимым условием устойчивого роста в ближайшие годы [10-12].

Малое и среднее предпринимательство остаётся стратегически важным сектором экономики. Проведенное исследование на примере Республики Башкортостан показывает, что выживаемость малого и среднего бизнеса в 2026 году напрямую зависит от гибкости налоговой и кредитной политики государства. Масштабный выход предпринимателей с рынка вследствие повышения НДС и отмены расчетных льгот требует оперативного расширения целевым механизмам поддержки. Только через внедрение льготных инвестиционных инструментов возможно преодолеть негативный тренд сокращения числа субъектов МСП, что является критически важным для достижения технологического суверенитета и стабильности национальной экономики.

Список использованных источников:

1. Ильин И. Льготы для малого бизнеса в 2026 году: налоги, кредиты и господдержка // Контур.ru URL: https://kontur.ru/articles/4698?ysclid=mmrgmmg5le169065582 (Дата обращения: 15.03.2026)

2. Артемова О. Субсидии бизнесу 2026: список мер поддержки, как получить, кому доступны // Финансы Mail URL: https://finance.mail.ru/article/subsidii-biznesu-67028222/ (Дата обращения: 15.03.2026)

3. Развитие бизнеса // Поддержка малого бизнеса в 2026 году: полный список мер URL: https://sberbusiness.live/publications/podderzhka-malogo-biznesa (Дата обращения: 15.03.2026)

4. В Башкортостане в 2025 году закрылось больше компаний, чем открылось URL: www.sobaka.ru/ufa/city/city/210248?ysclid=mmrhqzc7cg945420646 (Дата обращения: 15.03.2026)

5. Лавреньтева Н. УСН в 2026 году, изменения НДС // Самозанятые.рф URL: https://самозанятые.рф/blog/10-voprosov-ob-nds-na-uproshchennoj-sisteme (Дата обращения: 15.03.2026)

6. Байназаров Н. Башкирия оказалась в лидерах по приросту компаний в 2024 году // РБК URL: https://ufa.rbc.ru/ufa/16/01/2025/6789239e9a7947b31c97f0fb?ysclid=mmrjy3o4jy825793835 (Дата обращения: 15.03.2026)

7. Байназаров Н. Число закрытых и открытых компаний в Башкирии в 2025 году году // РБК URL: https://ufa.rbc.ru/ufa/26/01/2026/69777a6e9a7947afddb354d9?ysclid=mmrjx7ptbi876790250 (Дата обращения: 15.03.2026)

8. Меры поддержки Центра "Мой бизнес" г.Октябрьский URL: https://www.oktadm.ru/organizatsiyam-i-biznesu/small-and-medium-business/detail.php?ELEMENT_ID=44223 (Дата обращения: 20.03.2026)

9. Протокол заседания комиссии по предоставлению финансовой поддержки субъектам МСП, самозанятым ГО г. Октябрьский от 25.12.2025 №4 URL: https://www.oktadm.ru/organizatsiyam-i-biznesu/small-and-medium-business/detail.php?ELEMENT_ID=33512 (Дата обращения: 20.03.2026)

10. Шайдуллина Р.М. Новые возможности цифровых технологий в экономическом образовании/ Р.М. Шайдуллина, З.А.Гарифуллина, Р.А. Гилязетдинов, М.О. Михайлов // Профессиональное образование в России и за рубежом. – 2022. - №3(47). – С.51-60.

11. Шайдуллина Р.М. Формирование цифровых навыков у магистрантов при изучении дисциплины «Педагогика профессионального и дополнительного профессионального образования» // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). - Уфа, 2021. - С. 75-80.

12. Шайдуллина Р.М. Применение цифровых образовательных платформ при изучении экономических дисциплин / Р.М. Шайдуллина, Р.А. Гилязетдинов //Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика. – 2022.- № 2 (40). - С. 147-156.

13. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

14. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания терминологической системы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языка) / Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. 2013. Т. 1. № 1 (8). С. 88-93.

15. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2.- С. 959-962.

УДК 80:808.5

ФИЛОЛОГИЯ, ЖУРНАЛИСТИКА, ОРАТОРСКОЕ ИСКУССТВО

А. Ф. Зинкина

(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум, преподаватель информационных технологий)

Аннотация: Проект предусматривает разработку программы развития научно‑творческих компетенций (филология, журналистика, ораторское искусство) для старшеклассников. Его новизна — интеграция классических методов развития речи и современных медиатехнологий. Программа применима в общем и дополнительном образовании и помогает учащимся получить ключевые компетенции для успешной интеграции в информационное общество.

Ключевые слова: Филология, журналистика, ораторское искусство, медиаобразование, коммуникативные навыки, профессиональные компетенции.

UDC 80:808.5

PHILOLOGY, JOURNALISM, RECORDS

A. F. Zinkina
(Almetyevsk Polytechnic College, Information Technology Teacher)

Abstract: The project involves developing a program for developing scientific and creative competencies (philology, journalism, public speaking) for high school students. Its innovation lies in its integration of classical speech development methods and modern media technologies. The program is applicable to both general and additional education and helps students acquire key competencies for successful integration into the information society.

Keywords: Philology, journalism, public speaking, media education, communication skills, professional competencies.

В быстроменяющемся мире способность к коммуникации имеет решающее значение для успеха человека во всех сферах жизни. В связи с быстротой технологий мир требует от людей не только знания самой актуальной информации, но и умения эффективно коммуницировать, поддерживать свои дискуссии правильным рассуждением, организовывать информацию и создавать медиа.

В условиях текущей информационной перегрузки необходимо развивать навыки гибкого, критического мышления и решения проблем, а также совершенствовать коммуникативные навыки в течение всего обучения.

В сочетании с развивающимися рынками, трендами и необходимостью специалистов, формулировка указанных навыков имеет первостепенное значение, и люди должны уметь ясно общаться и решать все указанные вопросы во время своей профессиональной деятельности. В профессиональной практике эти вопросы должны быть четко видны для поэтапной постановки цели формирования навыков и поиска решений. Эти вопросы должны быть ясно цитированы, параграф за параграфом, приказ за приказом, а навыки должны соответствовать развивающимся коммуникативным навыкам. Эти навыки поддерживают все указанные цели в правовых и дипломатических актах. Они формируются на наиболее развитом, высшем, мощном и мотивационном уровне коммуникации. Филология, журналистика и риторика должны служить основой этих вопросов в мире, где коммуникация быстро развивается во всех своих измерениях, а выпускники должны находиться на самом передовом уровне коммуникации.

Современная журналистика характеризуется мультимедийным контентом и интерактивным взаимодействием. Ораторское искусство развивает передовые навыки речи и логического общения, а также психологические элементы коммуникации.

В качестве подходов использовались персонализированные, деятельности и компетентностные модели для построения эффективной модели развития речевой компетентности, соответствующей требованиям профессиональной подготовки. Система помогает в развитии компетенций для эффективного взаимодействия в информационно-ориентированном обществе.

Система этого проекта синтезирует развитие речевой компетентности и соответствует элементам образовательной модели, создавая основу для

междисциплинарных связей филологии, журналистики и ораторского искусства. Участники проекта получат возможность создавать и адаптировать учебные модели для презентации качественных медиа в современном коммуникативном контексте, а также развивать развитое критическое мышление.

Цель проекта — развитие коммуникативных навыков и профессиональных медиа-компетенций, предоставляя адаптируемую учебную модель от базовых до продвинутых профессиональных курсов. Проект реализует социальное воздействие через развитие компетенций современных коммуникативных специалистов. Интегративные образовательные методы и традиционные практики обеспечивают целостный, системный подход к обучению, учитывающий индивидуальные потребности студентов и требования современного рынка.

Проектная деятельность объединяет филологические, журналистские и ораторские компетенции студентов в единую систему. Она включает динамическую теорию и практику, интегрированные в интерактивные семинары, тренинги и творческие мастерские под руководством квалифицированных специалистов. В ходе деятельности участники развивают свои навыки в областях анализа текстов, создания материалов, публичных выступлений, современных медиа и формирования медиапортфолио.

Проект демонстрирует свою успешность через качество результатов, рост компетенций участников и уровень удовлетворенности. Это комплексная, организованная и системная рамка, которая развивает у студентов компетенции в области филологии, журналистики и ораторского искусства посредством синтеза теоретических и практических знаний. Она использует интерактивные семинары, практические и творческие мастер-классы под руководством специалистов.

Практическое применение включает техники анализа текстов, создание оригинальных материалов и публичных выступлений. Целью этих мероприятий является освоение современных технологий информации и медиа, а также эффективное развитие и представление идей аудитории. Это сочетание компетенций, необходимых для создания оригинальных текстов, медиа и речей креативного и самостоятельного характера.

Успешная реализация проекта требует комплексного подхода к обеспечению необходимых ресурсов.

Все элементы ресурсной базы связаны между собой и образуют единую систему, отвечающую за эффективное функционирование проекта.

Для наглядности представим основные компоненты ресурсного обеспечения в таблице:

Компонент обеспечения	**Содержание**	**Ответственные**	**Сроки реализации**
Материально-технический	Оборудование, техника, помещения	Технический администратор	1-2 месяц
Кадровый	Педагоги, специалисты, консультанты	Руководитель проекта	До начала реализации
Финансовый	Бюджет, финансирование, оплата	Финансовый менеджер	В течение проекта
Информационный	Материалы, ресурсы, базы данных	Методист проекта	Постоянно
Организационный	Планирование, координация	Администратор	На протяжении проекта
Технологический	ПО, инструменты, платформы	IT-специалист	По необходимости

Все ресурсы проекта регулярно мониторятся и при необходимости корректируются для обеспечения максимальной эффективности реализации поставленных задач.

Проект реализуется в течение учебного года и включает три основных этапа: подготовительный, основной и заключительный. Каждый этап имеет свои особенности и конкретные задачи.

Этап реализации	Содержание этапа	Сроки проведения	Ответственные лица	Ожидаемые результаты
Подготовительный	Разработка программы и методических материалов. Формирование группы участников. Подготовка материально-технической базы. Организация информационного сопровождения. Проведение вступительной диагностики.	Сентябрь-октябрь	Руководитель проекта, методическая служба, технический администратор	Готовая программа, сформированная группа участников, подготовленная база
Основной	Проведение образовательных модулей. Организация практических занятий. Реализация проектных работ. Участие в конкурсах и мероприятиях. Проведение промежуточных мониторингов.	Ноябрь-май	Педагоги-кураторы, наставники, специалисты	Сформированные компетенции, созданные проекты, портфолио участников
Заключительный	Анализ результатов реализации. Корректировка программы. Подготовка отчетной документации. Распространение опыта. Планирование дальнейшей работы	Июнь	Руководитель проекта, команда специалистов	Итоговая документация, рекомендации, план развития проекта

Цель этого проекта — создать устойчивую образовательную среду для участников с целью развития профессиональных навыков в области речи, журналистики и ораторского искусства. Участники улучшают свои компетенции в области речи и коммуникации, развивают навыки создания и передачи медиа-контента, а также повышают способность манипулировать и управлять информацией.

Участники развивают навыки в журналистике, публичных выступлениях и создании медиа. Участники также становятся более креативными и создают свои медиа-продукты и портфолио.

Проект предусматривает развитие профессионального сообщества и сотрудничество участников, повышая их конкурентоспособность на рынке труда, а его эффективность измеряется качеством созданных медиа-продуктов, удовлетворённостью участников и динамикой развития профессиональных компетенций. Проект создал позитивную

образовательную среду для развития профессиональных речевых навыков и создания профессионального сообщества в сферах журналистики, ораторского искусства и филологии.

В рамках проекта был подчеркнут его практический смысл, а также объяснено значение нарратива, создание гибкой системы обучения с инновационной методологией. Результаты подтвердили эффективность проекта и потенциал для дальнейшего развития и внедрения в области образования.

Список использованных источников

1. Виноградов В. В. Поэтика и риторика // Избранные труды: О языке художественной прозы. – М.: Наука, 1980. – 320 с.
2. Винокур Г. О. Культура языка. – М.: Федерация, 1929. – 236 с.
3. Культура русской речи: учебник для вузов / под ред. проф. Л. К. Граудиной, проф. Е. Н. Ширяева. – М.: Норма, 1998. – 480 с.
4. Голуб И. Б., Неклюдов В. Д. Русская риторика и культура речи: учебное пособие. – М.: Логос, 2011. – 328 с.
5. Иванова Т. Ф., Черкасова Т. А. Русская речь в эфире. – М.: Флинта, 2000. – 192 с.
6. Культура и искусство речи: учебное пособие / Л. А. Введенская, Л. Г. Павлова. – Ростов н/Д: Феникс, 1999. – 476 с.
7. Александров Д. Н. Риторика. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 1999. – 423 с.
8. Безменова Н. А. Очерки по теории и истории риторики. – М.: Наука, 1991. – 208 с.
9. Вомперский В. П. Риторика в России XVIII века. – М.: Наука, 1988. – 238 с.
10. Головин Б. Н. Основы культуры речи. – М.: Высшая школа, 1988. – 320 с.
11. Граудина Л. К., Миськевич Г. И. Теория и практика русского красноречия. – М.: Русский язык, 1989. – 176 с.
12. Кохтев Н. Н. Основы ораторской речи. – М.: МГУ, 1992. – 203 с.
13. Михальская А. К. Основы риторики: от мысли к слову. – М.: Просвещение, 2001. – 270 с.
14. Сопер П. Л. Основы искусства речи. – М.: Прогресс, 1991. – 412 с.
15. Стернин И. А. Риторика. – Воронеж: ВГУ, 2002. – 256 с.
16. Хазагеров Т. Г., Ширина Л. С. Общая риторика: курс лекций и словарь риторических фигур. – Ростов н/Д: Феникс, 1994. – 320 с.
17. Акишина А. А., Формановская Н. И. Русский речевой этикет. – М.: Высшая школа, 1983. – 143 с.
18. Андреев В. И. Конфликтология: искусство спора, ведения переговоров, разрешение конфликтов. – Казань: КГУ, 1992. – 234 с.
19. Аннушкин В. И. Первая русская «Риторика». – М.: Знание, 1989. – 64 с.
20. Формановская Н. И. Употребление русского речевого этикета. – М.: Русский язык, 1986. – 192 с.

УДК 377(091)

ИСТОРИЯ АЛЬМЕТЬЕВСКОГО НЕФТЯНОГО ТЕХНИКУМА: ОТ КАДРОВОГО РЕШЕНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОМУ НАСЛЕДИЮ РЕГИОНА

З. Э. Ислямова

(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», студент гр. ЭКС-251б)

Научные руководители:

Г. Г. Вагизова, К. А. Рахуба

(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», преподаватели)

Аннотация. В статье рассказано, как появился и развивался Альметьевский нефтяной техникум. Авторы — студенты техникума — нашли и записали воспоминания ветеранов и выпускников первого набора 1976 года. В работе сравнивается, как учились студенты раньше и сейчас, и показано, каких успехов добились выпускники в нефтяной отрасли Татарстана.

Ключевые слова: история техникума, нефтяная отрасль, Альметьевск, студенты, ветераны, стройотряды, Татнефть.

Введение

Мы учимся в Альметьевском политехническом техникуме на нефтяном отделении. Скоро, в 2026 году, нашему техникуму исполнится 60 лет. Нам стало интересно: а как всё начиналось? Кто учился здесь раньше, какие были преподаватели, как жили студенты?

Мы начали искать информацию и поняли: многое нигде не записано. Старые фотографии хранятся дома у ветеранов, воспоминания передаются устно. Если не собрать это сейчас, история может просто исчезнуть. Поэтому мы решили сами найти первых выпускников, поговорить с ними и сохранить их рассказы.

Как всё начиналось: 1954–1975 годы

В 1950-е годы в Татарстане нашли большую нефть. Открыли Ромашкинское месторождение, и Альметьевск стал быстро расти. Понадобилось много рабочих и специалистов: бурильщиков, механиков, мастеров. Но учить их было негде.

Тогда в 1954 году открыли филиал Лениногорского нефтяного техникума. Сначала было трудно: не хватало своих классов и оборудования. Но студенты учились прямо на предприятиях, проходили практику в «Татнефти». Так родилась традиция, которая живёт до сих пор: учиться не по книжкам, а на реальном производстве.

Первый набор дневного отделения: 1976 год

24 июня 1975 года филиал стал самостоятельным техникумом — Альметьевским нефтяным техникумом (АНТ). А в 1976 году набрали первый курс на дневное отделение.

Мы нашли и поговорили с теми, кто учился в самом первом наборе. Это большая удача — через 50 лет услышать их рассказы



Минегулов Рустам Алгович (группа 1Б, «Бурение») рассказал: «Мы сами обустраивали аудитории, делали спортзал, сажали деревья вокруг техникума. Преподаватели были не просто учителями, а настоящими наставниками».

Мушарапов Радик Назифович (группа 2Б, «Бурение») вспомнил, что стипендия была 37 рублей, многие жили в общежитии. А ещё уже на втором курсе ребята создали первый стройотряд «СЭнеМО». Потом стройотряды стали главной традицией техникума.

Зиннурова Альбина Рашитовна (группа 1ЭКС, «Эксплуатация») поделилась: «Мы не только учились, но и ездили на практику на промыслы, играли в спортивные соревнования, работали в колхозах, ходили на балы. Техникум был для нас вторым домом».



Саблина Елена Владимировна (группа 1М, «Оборудование») рассказала про преподавателей, которых до сих пор вспоминают с благодарностью: Рахимову Нурию Набиевну, Шаронову Александру Ефимовну, Сухоруких Людмилу Дмитриевну. Сама Елена Владимировна прошла путь от простого оператора до начальника отдела в ПАО «Татнефть» и стала заслуженным экономистом Татарстана. Это лучший пример того, как готовили в техникуме.

Как жили студенты в 1980-е

Мы поговорили и с выпускниками 1980-х годов. Они рассказали, что традиции первого набора не потерялись, а стали только крепче.

Гибадуллин Ильхам Хамисович (группа 13Б) передал нам фотографии стройотрядов. Он говорит: «Стройотряды — это была настоящая школа. Мы учились работать руками, держаться вместе, отвечать за дело. Эти навыки потом всю жизнь помогали».

Студенческий стройотряд «СЭнеМО», 1980-е годы



Объединение с техникумом: 1995 год

В 1995 году нефтяной техникум объединили со строительным. Это было непростое время.

Арзамасова Людмила Ивановна, которая проработала здесь 33 года, вспоминает: «Мы боялись, что коллектив распадётся, что потеряем свои традиции. Но всё обошлось. Техникум стал только сильнее, объединил лучшее от нефтяников и строителей».

Сейчас это ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум» — большой многопрофильный центр, где готовят специалистов по разным направлениям.

Сравним, как учились раньше и сейчас

Мы составили таблицу, чтобы было наглядно видно, как вырос техникум.

Что сравниваем	1976 год	2025–2026 год (нефтяное отделение)	2025-2026 год (весь техникум)
Групп на первом курсе	4	10	21
Студентов на первом курсе	120	276	630
Сколько специальностей	3	7	17

Какие специальности: Бурение, эксплуатация, оборудование, Разработка месторождений, бурение, геофизика, электромеханика, монтаж оборудования, робототехника, биохимия.

Раньше готовили только нефтяников. Сейчас спектр намного шире — добавились современные направления, даже IT и робототехника.

С сентября 2025 года студенты имеют возможность получить вторую специальность в рамках дополнительного образования по 7 направлениям.

Кем стали выпускники

Выпускники техникума — наша гордость. Многие добились больших успехов.

Из первого набора Саблина Е.В. стала начальником отдела цен и смет исполнительного аппарата ПАО «Татнефть», заслуженный экономист РТ. Гареев Р.М. работал замглавного инженера «Татнефти» по экологии. Бурханов Р.Н. заведует кафедрой в институте.

Среди современных выпускников тоже есть известные люди. Титанов Е.А. стал директором «ЦПК-Татнефть». Мухаметзянов И.И. работает замначальника в «Газпром трансгаз Казань». Аглиуллин И.У. руководит центром «IT-куб» в нашем же техникуме и др.

Выпускники первого набора (1976) через 25 лет, 2005 год



Заключение

Мы сделали главное: нашли и записали живую историю. Поговорили с теми, кто создавал наш техникум. Узнали, как учились, работали, дружили первые студенты. Собрали фотографии, которые больше нигде не увидишь.

Самая большая удача — мы встретились с выпускниками всех трёх специальностей первого набора 1976 года. Теперь их воспоминания не пропадут.

Наша работа станет частью книги к 60-летию техникума. А ещё мы поняли главное: если знаешь свою историю, если помнишь тех, кто был до тебя, то и сам можешь добиться успеха. Не зря говорят: «Верность истокам — путь к успеху». Мы теперь точно знаем, что это правда.

Список использованных источников:

1. Сайт Альметьевского политехнического техникума. – URL: https://almetpt.ru/ (дата обращения: 20.01.2026).

2. Кузнецова Татьяна Владимировна // Ветераны Татнефти : сайт. — URL: https://veterans.tatneft.ru/veteran/504 (дата обращения: 13.02.2026).
3. Интервью с Ахметовой Д.К., директором АНТ (1991–1995) / Личный архив авторов. – Альметьевск, 2026.
4. Интервью с Мушараповым Р.Н., выпускником группы 2Б 1976 года / Личный архив авторов. – Альметьевск, 2026.
5. Интервью с Саблиной Е.В., выпускницей группы 1М 1976 года / Личный архив авторов. – Альметьевск, 2026.
6. Интервью с Зиннуровой А.Р., выпускницей группы 1ЭКС 1976 года / Личный архив авторов. – Альметьевск, 2026.
7. Интервью с Арзамасовой Л.И., ветераном техникума / Личный архив авторов. – Альметьевск, 2026.

УДК 81.271.2

ОПАСНОСТЬ ЖАРГОННЫХ СЛОВ В РЕЧИ СТУДЕНТОВ

К.В.Кокуйская,
(Камский строительный колледж им. Е.Н. Батенчука, г. Набережные Челны, преподаватель русского языка и литературы)
Э.И.Мухаметова
(Камский строительный колледж им. Е.Н. Батенчука, г. Набережные Челны, преподаватель родного языка)
И. Л. Исхаков
(Камский строительный колледж им. Е.Н. Батенчука, г. Набережные Челны, студент гр.ОБн- 1-25)

Аннотация. Статья посвящена исследованию речи молодого поколения, так как речь человека – его визитная карточка. Рассмотрена проблема чистоты и красоты русского языка и влияние жаргонизмов на речь студентов и молодёжи. От того, насколько хорошо человек владеет речью, зависят и его достижения в профессиональной деятельности, и его успехи в повседневном общении с людьми. Актуальность заключается в раскрытии успеха культуры речи.

Ключевые слова: культура, студент, жаргонизм, речь, функция, лексика.

UDC 81.271.2

THE DANGER OF JARGON WORDS IN STUDENTS' SPEECH

K.V. Kokuyskaya,
(Kamsky Construction College named after E.N. Batenchuk, Naberezhnye Chelny, teacher of Russian language and literature
E.I. Mukhametova
(Kamsky Construction College named after E.N. Batenchuk, Naberezhnye Chelny, teacher of native language)
I. L. Iskhakov
(Kamsky Construction College named after E.N. Batenchuk, Naberezhnye Chelny, student of group OB-1-25)

Abstract. The article is devoted to the study of the speech of the younger generation, as a person's speech is his or her calling card. The article discusses the issue of the purity and beauty of the Russian language and the influence of slang on the speech of students and young people. A person's achievements in their professional field and their success in everyday communication with others depend on their level of language proficiency.The relevance lies in revealing the success of speech culture.

Keywords: culture, student, slang, speech, function, vocabulary.

Великий классик Иван Сергеевич Тургенев сказал: «Берегите наш язык, наш прекрасный русский язык, этот клад, это достояние, переданное нам нашими предшественниками. … Обращайтесь почтительно с этим могущественным орудием; в руках умелых оно в состоянии совершать чудеса». Проблема засорения речи была высказана им ещё в середине 19-го века, а сейчас, в начале 21-го столетия она становится всё более угрожающей. Лингвисты, языковеды по всей России, все, кто дрожит русским языком, бьют тревогу.

В чём же проблема? Сегодня очень остро встает вопрос о культуре речи. Существует большое количество жаргонизмов в речи многих людей, что, в свою очередь, вызывает беспокойство многих языковедов.

Культура речи – успех молодого поколения. Мы считаем, что студенты должны быть более требовательны и внимательны к своей речи, соблюдать определенные нормы, стараться овладеть чистой, грамотной и красивой речью. Так как в первую очередь, это уважение не только себя, но и окружающих нас людей.

Но в сегодняшнее время современный русский язык испытывает на себе огромное влияние жаргонной языковой среды. Больше всего это выделяется в речи обучающихся и студентов. Они определяют жаргон как «свой» язык. Студентам гораздо легче непринужденно взаимодействовать в речи при помощи сленга, нежели пользоваться возможностями русского литературного языка.

Появление и распространение жаргонизмов с точки зрения развития русского языка оценивается как негативное явление, поэтому нужно отказываться от их использования.

Жаргонные слова можно использовать лишь в художественной и публицистической речи, там они выполняют две функции. Прежде всего, они служат средством стилизации речи той социальной среды, о которой рассказывает автор. Также жаргонная лексика может быть средством, помогающим установить контакт с читателем – носителем того же жаргона.

В данное время, развитие компьютерных технологий, интернет и его возможности влияют на проникновение жаргонных слов в русский язык. Наиболее частые из них, называют объекты, явления и действия, которые относятся к сфере компьютерных инноваций и скорее всего, появятся в словарях и закрепятся в речи надолго.

Современная музыка – часть жизненной культуры молодежи, рождает такие слова, как *лабать*, *рубилово, плейлист, пиар* и т.д.

Очень много жаргонных специфичных слов приходит в речь молодёжи из компьютерных игр (*геймер* – профессиональный игрок в компьютерные игры, *мать* – материнская плата, *винт* – винчестер, *чайник* – начинающий пользователь, *админ* – администратор, *апгрейдить* – улучшить что-либо).

Молодёжный жаргон – это особый язык молодых людей, с помощью которого они общаются и так же как литературный или разговорный языки, используют для распространения информации.

Основная функция жаргона, как нам кажется, креативная, связана с тем, что он отражает реалии, никак не обозначенные в литературном языке.

Следующая функция – «отмечающая», в основе которой лежит сплоченность группы. Её цель, назначение - определить «своих», когда с помощью жаргонного слова обозначается принадлежность к данной группе, возможно также, что выражения молодежного жаргона употребляются для утаивания намерений, замыслов, действий.

Другая функция молодежного жаргона основана на дифференциации одной группы от другой. Жаргон – признак принадлежности к конкретной субкультуре.

Молодежный жаргон – особый язык молодого поколения, отличается разговорной, а иногда и грубо-фамильярной окраской. Наиболее развитые семантические поля: человек, внешность, одежда, жилище, досуг. Большая часть элементов представляет собой различные сокращения, а также английские заимствования: *«пати»* – вечеринка, *«хаир»* – волосы, причёска, *«маг»* – магнитофон, *«дрес»* – платье, *«кэш»* – наличные деньги, *«приколоть»*

кого-нибудь – разыграть, *«шоппинг»* – ходить по магазинам, *«слинять»* – быстро убраться и т.п.

Важным свойством, которое отличает молодежный сленг от других видов, является его склонность к изменениям, связанная сменой поколений.

Жаргонизмы используются для экспрессии и все слова и выражения, которые использует молодое поколение, имеют эмоциональную окраску и передают их чувства.

Но всё же, чем взрослее становится подросток, тем понижается его желание употреблять в своей речи молодёжный сленг, серьезнее они осознают проблему чистоты речи и стараются отказаться от употребления жаргонизмов. Появляется осознание того, что постоянное употребление жаргонных слов понижает и без того заниженную речевую культуру.

В данное время жаргонизация захватывает не только взрослую часть населения, но и детей. Но с этим нельзя мириться. И если с первым, скорее всего, не получиться донести и объяснить всю важность чистоты и красоты языка, то детям и подросткам еще можно попытаться донести это.

Подрастающее поколение должно четко для себя уяснить, что грамотная речь – это модно, это показатель образованности и воспитанности человека. И если нынешний подросток хочет быть востребованным специалистом в будущем, то сейчас, он должен любить и беречь русский язык, больше читать, чтобы сформировать в себе постоянную потребность в грамотной устной речи.

Это не должно происходить не в виде нравоучений, а в виде ребуса, развлечения или чего-то другого, что развеселит ребенка и отложится в его уме навсегда. И есть вероятность, что поколение, выращенное таким образом, вырастит и своих детей также, а значит, русский язык с присущей ему чистотой, красотой и богатством будет жить всегда!

Список использованных источников :

1.Береговская Э.М. Молодежный сленг: формирование и функционирование: Вопросы языкознания / Э.М. Береговская. – М.: Просвещение, 2006. – № 3. – с. 32–41.

2. Виноградов В.В. Избранные труды. История русского литературного языка / В.В. Виноградов. – М.: Просвещение, 1978. – с. 10-64.

3. Никитина Т.Г. Молодежный сленг. Толковый словарь: ок. 12 тыс. слов, свыше 3 тыс. фразеологизмов / Т.Г. Никитина. – М: Астрель, 2003. – 912 с.

4. Ожегов С.И. Толковый словарь русского языка. / С. Ожегов, Н. Шведова. – М.: ИТИ Технологии, 2006. – 944 с.

5. Рахманова Л.И. Современный русский язык / Л.И. Рахманова, Суздальцева В.Н. – М.: Лабиринт, 2024. – 446 с.

6. Самотик Л.Г. Лексика современного русского языка: учеб. пособие / Л.Г. Самотик. – М.: Флинта, 2022. – 500 с.

7. Шанский Н.М. Современный русский язык / Н.М. Шанский. – М: Просвещение, 1981. – 192 с.

УДК 316.334.3:004

ЦИФРОВЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ И СОЦИАЛЬНО-ПОЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ИНЖЕНЕРОВ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ: ОТ «ЭЛИТЫ ЗНАНИЙ» К СУБЪЕКТАМ ПОЛИТИЧЕСКОГО КАПИТАЛА

Г. Д. Мянник

(Тюменский индустриальный университет, аспирант)

Н. А. Ткачева

(Тюменский индустриальный университет, профессор кафедры маркетинга и муниципального управления, д-р социол. наук, профессор)

Аннотация. Процессы цифровой трансформации фундаментально переопределяют параметры социально-политической субъектности инженерно-технических кадров. Исследуется специфика формирования рационального политического капитала в профессиональной среде инженеров на основе эмпирических данных. Доказывается преобладание технократического прагматизма и этического скепсиса по отношению к цифровым государственным инициативам.

Ключевые слова: политический капитал, инженеры, цифровая трансформация, политическая субъектность, рациональность.

UDC 316.334.3:004

DIGITAL COMPETENCIES AND SOCIO-POLITICAL ACTIVITY OF ENGINEERS IN THE CONTEXT OF DIGITALIZATION: FROM THE "KNOWLEDGE ELITE" TO THE SUBJECTS OF POLITICAL CAPITAL”

G. D. Myannik
(Industrial University of Tyumen, postgraduate student)
N. A. Tkacheva
(Industrial University of Tyumen, Professor of the Department of Marketing and Municipal Management, Doctor of Sociological Sciences, Professor)

Abstract. Digital transformation processes fundamentally redefine the parameters of the socio-political subjectivity of engineering and technical personnel. The specific features of forming rational political capital in the professional environment of engineers based on empirical data are explored. The prevalence of technocratic pragmatism and ethical skepticism towards digital state initiatives is proven.

Keywords: political capital, engineers, digital transformation, political subjectivity, rationality.

Глобальный транзит политических систем в цифровую плоскость неизбежно ломает привычную архитектуру социальной стратификации [1]. Если исторически инженерно-технические работники составляли ядро индустриальной интеллектуальной элиты, то кем они стали теперь? Пожалуй, их вполне справедливо называют главными архитекторами инфраструктуры государственного цифрового суверенитета. Само по себе программирование социальных платформ и баз данных больше не сводится к сугубо технической задаче, приобретая глубокое политическое измерение. Вырисовывается довольно парадоксальная картина: создатели цифровой реальности сами оказываются объектами алгоритмического управления [2]. На первый взгляд, политическая субъектность современного инженера зажата в тисках ценностного конфликта между профессиональным прагматизмом и этической рефлексией. Чтобы осмыслить механизмы накопления цифрового политического капитала, придется отказаться от универсалистских социологических шаблонов. Инженерное сообщество выстраивает совершенно уникальную модель взаимодействия с властью. Базируется она исключительно на логике функциональной эффективности.

Эмпирической базой нашего анализа стал синтез первичных и вторичных социологических данных. Мы провели пилотное анкетирование, где объем очищенной выборки составил 81 респондент. Примечательно, что весь инструментарий был сфокусирован на выявлении уровня доверия к цифровой активности политических акторов. Затем полученные результаты сопоставлялись с массивом аналитических отчетов за 2022–2026 годы, которые детально фиксируют паттерны поведения IT-специалистов и студентов технических вузов [3]. Именно такая триангуляция методов позволила собрать действительно объемную картину политического сознания технической интеллигенции. Концептуальным каркасом здесь выступает теория рационального политического капитала. Эта категория описывает довольно специфический вид социального ресурса. Как он накапливается?

Очевидно, не через привычный эмоциональный популизм, а скорее посредством демонстрации измеримой, твердой профессиональной экспертизы [4].

Анализ коммуникативных практик выявляет предельно четкую сегрегацию платформ в инженерной среде. Профессиональная дискуссия обычно перетекает на профильные ресурсы или скрывается в закрытых каналах мессенджера Telegram, где формируются плотные сети обмена опытом. Цифровой капитал инженера здесь почти напрямую конвертируется в успешные карьерные траектории. По сути, экспертный блог работает как мощный социальный лифт[5]. Политика вторгается в это замкнутое пространство очень опосредованно. Что немаловажно, дискурс вокруг государственного цифрового суверенитета начисто лишен идеологического пафоса. Переход на отечественное программное обеспечение технические специалисты чаще всего воспринимают как интересный профессиональный вызов, где государство — просто щедрый генеральный заказчик. Предлагаются высокие финансовые стимулы, преференциальная ипотека, отсрочки. Моментально срабатывает механизм жесткого прагматизма. Значительная часть сообщества предпочитает спокойно монетизировать свои компетенции, переводя их в экономический капитал и сознательно дистанцируясь от любых политических оценок выполняемой работы.

В таких реалиях аполитичность начинает выполнять роль универсального защитного механизма. Последние социологические замеры среди студенческой молодежи технических вузов обнажают критический уровень деполитизации: менее половины будущих инженеров проявляют хоть какой-то интерес к институциональной политике [6]. Студенты склонны идентифицировать себя через осторожную категорию «просто люди». Само слово «гражданин», похоже, сознательно отодвигается на второй план. Складывается сложная социологическая картина. Декларируемый респондентами высокий уровень доверия к официальным институтам власти мирно уживается с абсолютным нежеланием лично участвовать в политической жизни страны. Активность технической молодежи носит сугубо локальный характер. Банальный ремонт протекающей крыши в общежитии вызовет куда больший отклик, нежели громкая федеральная повестка. Само инженерное мышление требует решения конкретной, измеримой задачи. Политические абстракции отторгаются сознанием как бесполезный информационный шум. Но стоит отметить, что этот прагматичный конформизм имеет свои строгие этические пределы. Любые попытки внедрения технологий тотального контроля провоцируют в среде технарей резкую реакцию отторжения. Знаменитый концепт надзорного капитализма материализуется здесь в устойчивые страхи перед постоянным электронным мониторингом [7]. И это логично: техническая интеллигенция прекрасно понимает реальную архитектуру создаваемых ими же баз данных. Глубокое понимание уязвимости систем рождает тяжелый, почти неразрешимый ценностный конфликт.

Специфика политического сознания инженеров находит прямое отражение в нашем эмпирическом исследовании восприятия цифровой власти. Для технического специалиста электронное государство — это в первую очередь сервис. Завис сервер, произошел сбой? Доверие утрачивается мгновенно. Данные опроса фиксируют тотальный скепсис: около 54,3 % респондентов расценивают социальные сети чиновников исключительно как инструмент личного пиара. Неуклюжие попытки имитировать живое общение с помощью роботизированных систем распознаются такой грамотной аудиторией моментально. Фальшь чувствуется сразу. Эта симуляция диалога разрушает легитимность гораздо быстрее, чем полное отсутствие какой-либо коммуникации. Избиратель с инженерным складом ума применяет к чиновнику жесткий критерий функциональной пригодности. Именно поэтому около 65,0 % опрошенных прямо заявили о безусловном приоритете реальных управленческих действий над любой виртуальной активностью. Для инженера политик без реализованных проектов подобен неработающему куску кода. Весь символический капитал, старательно накопленный в Telegram, стремительно обнуляется при малейшем столкновении с управленческой неэффективностью в офлайн-среде. Технологически развитые регионы страны вообще демонстрируют амбивалентные результаты цифровизации управления. Да,

индексы удовлетворенности качеством государственных электронных услуг объективно высоки [8]. Люди охотно используют порталы для решения насущных бытовых проблем, из-за чего возникает сладкая иллюзия полной прозрачности государственного аппарата. Однако глубинные интервью показывают, что барьер недоверия никуда не исчез. Технические специалисты досконально знают алгоритмы сбора данных, поэтому их опасения относительно кибербезопасности остаются стабильно высокими. В итоге доверие к цифровой власти постоянно балансирует на тонкой грани между функциональным комфортом и реальным соблюдением цифровых прав личности.

Подводя итог, вся эта сложная природа политической субъектности современной технической интеллигенции срочно требует принципиально новых управленческих подходов. По сути, инженер выступает носителем совершенно уникального рационального политического капитала, который намертво опирается на экспертное знание скрытых механизмов функционирования цифровой инфраструктуры. Взаимодействие такого специалиста с властью выстраивается на жестких условиях прагматичного контракта. Громкая идеологическая риторика в этой среде попросту теряет свою мобилизационную силу. Государственное управление сталкивается с неизбежной необходимостью срочной трансформации коммуникативных стратегий. Чтобы удержать высококвалифицированные технические кадры, от государства сегодня требуется нечто большее, чем просто льготы — нужно реальное обеспечение прозрачности процедур и защита цифровых прав. Демонстрация фактической управленческой эффективности становится единственным валидным аргументом в этом разговоре. Если продолжить игнорировать ценностные запросы технической элиты, это неминуемо приведет к масштабным экономическим потерям. Исход. Утечка критически важных компетенций тихо, но методично подрывает сами основы столь желанного технологического суверенитета.

Список использованных источников:

1. Манойло А. В. Информационные войны и психологическая безопасность / А. В. Манойло. – Москва : Горячая линия – Телеком, 2018. – 320 с.
2. Володенков С. В. Цифровой капитал в системе современной публичной политики / С. В. Володенков // Полис. Политические исследования. – 2022. – № 4. – С. 40-53.
3. Бродовская Е. В. Мессенджер-политика в России: специфика цифровой коммуникации региональной власти / Е. В. Бродовская, А. Ю. Домбровская // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Политология. – 2024. – Т. 26. № 1. – С. 85-99.
4. Яницкий О. Н. Социология риска / О. Н. Яницкий. – Москва : Издательство LVS, 2003. – 192 с.
5. Добролюбова Е. И. Оценка цифровой зрелости государственного управления: методологические подходы и практические результаты / Е. И. Добролюбова // Информационное общество. – 2023. – № 2. – С. 12-25.
6. Тощенко Ж. Т. Политическая социология: учебник для вузов / Ж. Т. Тощенко. – Москва : Издательство Юрайт, 2020. – 623 с.

УДК 796

ОСНОВНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ЗДОРОВОГО ОБРАЗА ЖИЗНИ СТУДЕНТА: СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

А.Ю.Поляков

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьском, старший преподаватель)

А.А. Киямов

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском,студент гр. СГР-23-11)

Аннотация. В статье освещается вопрос формирования здорового образа жизни (ЗОЖ) в студенческой среде, как основного элемента успешной учебной деятельности и продолжительного благополучия. На базе обзора актуальных научных сведений определяются и структурируются ключевые составные части ЗОЖ студента. Осуществляется междисциплинарный разбор, принимающий во внимание физиологические, психологические и социальные стороны. Уделяется пристальное внимание особым угрозам, сопутствующим образу жизни в период учебы в вузе (малоподвижность, учебное напряжение, нерегулярное питание).

Ключевые слова: здоровый образ жизни, физическая активность, рациональное питание, гиподинамия, академическая успеваемость.

UDC 796

THE MAIN COMPONENTS OF A STUDENT'S HEALTHY LIFESTYLE: SYSTEM ANALYSIS AND PRACTICAL SIGNIFICANCE

A.Y.Polyakov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant)
A.A. Kiyamov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. SGR-23-11)

Abstract. The article highlights the issue of forming a healthy lifestyle among students as a key element of successful academic activities and long-term well-being. Based on a review of current scientific information, the key components of the student's healthy lifestyle are determined and structured. An interdisciplinary analysis is carried out, taking into account the physiological, psychological and social aspects.Special attention is paid to the special threats associated with the lifestyle during university studies (inactivity, academic stress, irregular meals).

Keywords: healthy lifestyle, physical activity, rational nutrition, physical inactivity, academic performance.

Введение

Студенческий период (возраст 17-25 лет) является ключевым этапом в биографическом цикле человека, отмечающимся окончанием физиологического созревания, активным становлением личности и социального положения. Вместе с тем, это период повышенных напряжений и особых факторов опасности: умственное переутомление, сбой распорядка труда и покоя, существенное изменение социального круга и нередко — житейских условий[1]. Сочетание данных аспектов способно вызывать состояние затяжного стресса, уменьшение устойчивости организма и формирование так называемых «болезней адаптации» — недугов, в основе которых лежат неразумные жизненные паттерны[2].

Здоровый образ жизни (ЗОЖ) в данном контексте превращается из отвлеченного понятия в обязательное условие для успешного учебного, карьерного и личного претворения. ЗОЖ воспринимается нами как деятельная, целенаправленная работа индивида, нацеленная на сбережение и повышение благополучия, базирующаяся на научно подтвержденных санитарно-гигиенических стандартах.

Методы и материалы

Задачей этой публикации является комплексный разбор главных элементов здорового образа бытия актуального учащегося, определение их сопряженности и практической важности для достижения высокого уровня жизни в период учебы.

Рацион учащегося часто бывает беспорядочным и несбалансированным по ключевым нутриентам, что обусловлено нехваткой времени, финансовыми лимитами и отсутствием нужных бытовых условий[3]. Научные изыскания подтверждают широкую распространенность среди студентов нарушений режима питания: пропуск утренней

трапезы, избыточное потребление "быстрой" еды и простых углеводов, нехватка витаминов и микроэлементов.

К ключевым началам разумного питания учащегося необходимо отнести:

1. Периодичность. Трехразовый или четырехразовый прием пищи в фиксированное время упорядочивает выделение пищеварительных соков и исключает переедание.

2. Сбалансированность. Соотношение белков, жиров и углеводов должно быть близко к формуле 1:1:4. Особый фокус следует направить на адекватное потребление полноценного белка (мясо, рыба, яйца, бобовые) и полиненасыщенных жирных кислот (растительные масла, морская рыба).

3. Соответствие расходу энергии. Калорийность меню обязана отвечать объему умственной и физической деятельности. Средняя потребность составляет 2500-3000 ккал для юношей и 2000-2500 ккал для девушек.

4. Обогащение витаминами и минералами. Достаточное употребление овощей и фруктов (минимум 400-500 г в сутки) служит главным источником витаминов-антиоксидантов (А, С, Е), клетчатки и микроэлементов, жизненно важных в стрессовых ситуациях.

5. Водный баланс. Потребление негазированной воды в объеме 1,5-2 литра ежедневно требуется для сохранения мыслительных функций и выведения токсинов из тела.

Гиподинамия (недостаток движения) — один из основных негативных факторов бытия студента, проводящего 8-10 часов в сутки в неподвижном состоянии (аудиторные занятия, самостоятельная работа за ПК). Ее результаты: уменьшение общего тонуса и продуктивности, изменение осанки, ухудшение местного кровотока и питания тканей, ослабление сердечной мышцы.

Режим двигательной деятельности студента должен включать:

1. Ежедневная деятельность: пешие прогулки (от 30 до 40 мин.), применение ступеней вместо лифта, активные перерывы во время занятий.

2. Целенаправленные тренировки: минимум 2-3 раза в неделю по 1-1,5 часа. Основное внимание стоит уделять аэробным упражнениям (бег, плавание, велоспорт), совершенствующим стойкость сердечно-сосудистой системы, а также силовым упражнениям и упражнениям на гибкость.

3. Упражнения для устранения местного утомления: разминка для глаз, комплексы для шеи и грудного отдела хребта требуется выполнять каждые 1,5-2 часа умственной работы.

Результаты и обсуждения

Физкультура не только восполняет недостаток движения, но и служит сильным адаптогенным и противострессовым элементом благодаря выделению эндорфинов[4].

Нарушение суточных биоритмов (десинхроноз) — распространенная проблема студентов[5]. Ночные подгтовки к экзаменам, пользование гаджетами перед сном сдвигают циркадные ритмы, вызывая хроническое недосыпание.

Сон — не пассивный отдых, а деятельное состояние, требуемое для закрепления памяти, переработки сведений, полученных за день, и восстановления нейроэндокринной системы. Студентам требуется 7-9-часовой непрерывный сон. Его нехватка прямо связана с ухудшением концентрации, кратковременной памяти и успеваемости в учебе. Правила гигиены сна: ложиться и вставать в одинаковое время, формирование ритуала, исключение яркого света (в особенности от экранов) за 1 час до сна, обеспечение прохлады и тишины в спальной комнате.

Курение, злоупотребление спиртным, прием психоактивных веществ, а также энергетических напитков входят в антагонистическое противоречие со всеми аспектами ЗОЖ. Помимо долгосрочных опасностей, они оказывают немедленное отрицательное влияние на когнитивные функции: ухудшают кратковременную память, быстроту обработки сведений и критическое мышление[6]. Формирование стойкой негативной позиции по

отношению к подобным практикам — необходимый элемент ответственного отношения к собственному здоровью.

Заключение

Таким образом, здоровый образ жизни студента являет собой некую сложную, многоуровневую систему, элементы которой пребывают в тесной взаимосвязи и синергии. Рациональное питание даёт энергоресурс, двигательная активность поддерживает гомеостаз и стрессоустойчивость, психогигиена и режим сна налаживают работу центральной нервной системы, а отказ от пагубных привычек формирует условия для действенного функционирования всех систем организма[7].

Формирование ЗОЖ в студенческие годы — это не свод разрозненных наставлений, а путь сознательного построения жизненной стратегии, нацеленной на полную реализацию потенциала человека. Учебным заведениям отводится центральная роль в создании окружения, поддерживающего здоровые решения: от организации доступного продовольствия и спортивной инфраструктуры до включения занятий по тайм-менеджменту и управлению стрессом в учебные планы. Вложения в здоровье учащихся — это вложения в интеллектуальный и профессиональный капитал грядущего социума.

Список использованных источников

1. Поляков А. Ю. Формирование физической культуры студентов / А. Ю. Поляков // Физическая культура и спорт в системе высшего и среднего профессионального образования: материалы XII Международной научно-методической конференции, посвященной патриотизму и гражданской ответственности / отв. ред. Н. А. Красулина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – С. 233-237.

2. Данилова О.В. Социально-психологический климат в студенческом коллективе / О.В.Данилова // Актуальные вопросы инженерного образования - 2015. Сборник научных трудов международной научно-методической конференции. – 2016. – С. 21-24.

3. Поляков А. Ю. Физическая культура вне учебной деятельности иностранных обучающихся / А. Ю. Поляков // Актуальные вопросы высшего профессионального образования: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции / отв. ред. Л. С. Кулешова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 85-88.

4. Данилова О.В., Самигуллина Л.З. Значимость социально-гуманитарных дисциплин при компетентностном подходе при обучении студентов в техническом вузе / О.В.Данилова, Л.З.Самигуллина //Современное педагогическое образование. – 2020. – № 5. – С. 19-21.

5. Поляков А. Ю. Адаптивная и оздоровительная физическая культура в жизни студента / А. Ю. Поляков, Э. Р. Валиев // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 48-52.

6. Васильева Э. Р. Поликультурное воспитание студентов как частичная воспитательная система /Э.Р. Васильева//Актуальные вопросы инженерного образования – 2015: сборник научных трудов Международной научно-методической конференции (Октябрьский, 27 ноября 2015 г.) / отв. ред. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Альфа Принт, 2016. – С. 16-21.

7. Поляков А. Ю. Влияние физических тренировок на успеваемость студента / А. Ю. Поляков // Физическая культура и спорт в системе высшего образования: материалы VII Международной научно-методической конференции (Уфа, 15 марта 2019 г.) / ред. кол. Н. А. Красулина [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 141-144

УДК 620.91:338.2:502.131.1

ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ И ФАКТОРОВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РФ

М. Г. Салько

(Институт Сервиса и Отраслевого Управления ФГБОУ ВО ТИУ в г. Тюмень, доцент)

А. Р. Милорадов

(Институт Сервиса и Отраслевого Управления ФГБОУ ВО ТИУ в г. Тюмень, студент гр. УЭПб-23-1)

Аннотация: в статье рассматриваются ключевые факторы и условия устойчивого развития альтернативной энергетики в РФ. Была проанализирована динамика роста совокупной установленной мощности объектов ВИЭ в России. Выделены базовые условия и факторы, необходимые для успешного и эффективного внедрения проектов альтернативной энергетики.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, устойчивое развитие, возобновляемые источники энергии, ВИЭ, альтернативная энергетика

UDC 620.91:338.2:502.131.1

CHARACTERISTICS OF CONDITIONS AND FACTORS OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ALTERNATIVE ENERGY IN THE RUSSIAN FEDERATION

M. G. Salko

(Institute of Service and Industry Management of the Tyumen Industrial University in Tyumen, assistant professor)

A. R. Miloradov

(Institute of Service and Industry Management of the Tyumen Industrial University in Tyumen, student gr. UEPb-23-1)

Abstract: this article examines the key factors and conditions for the sustainable development of alternative energy in the Russian Federation. The growth dynamics of the total installed capacity of renewable energy facilities in Russia were analyzed. The basic conditions and factors necessary for the successful and effective implementation of alternative energy projects were identified.

Keywords: renewable energy, sustainable development, renewable energy sources, RES, alternative energy

В современном мире наблюдается переход к низкоуглеродной энергетике, что в свою очередь делает развитие альтернативной энергетики одним из ключевых направлений, способным обеспечить достойный уровень устойчивого развития для национальных энергосистем.

Несмотря на наличие значительного технического и природного потенциала для подобной энергетики, доля ВИЭ в структуре энергопотребления России остаётся невысокой: по состоянию на 01.01.2026 совокупная установленная мощность объектов ВИЭ в России составляет 7,21 ГВт. В структуре установленной мощности ВИЭ лидируют ветровые и солнечные электростанции (на них приходится по 2,97 и 2,73 ГВт мощности соответственно) и малые гидроэлектростанции мощностью до 50 МВт (1,31 ГВт). Помимо этого, эксплуатируются электростанции, функционирующие на основе биомассы, биогаза, свалочного газа, твердых бытовых отходов и геотермальной энергии совокупной мощностью более 200 МВт. [1]

В процентном соотношении, доля установленной мощности ВИЭ-генерации в энергосистеме РФ на 01.01.2026 составляет 2,82% в общем энергобалансе РФ. [1]

Тем не менее, нельзя не отметить положительную динамику совокупной установленной мощности объектов ВИЭ-генерации в России, представленную на рисунке 1:

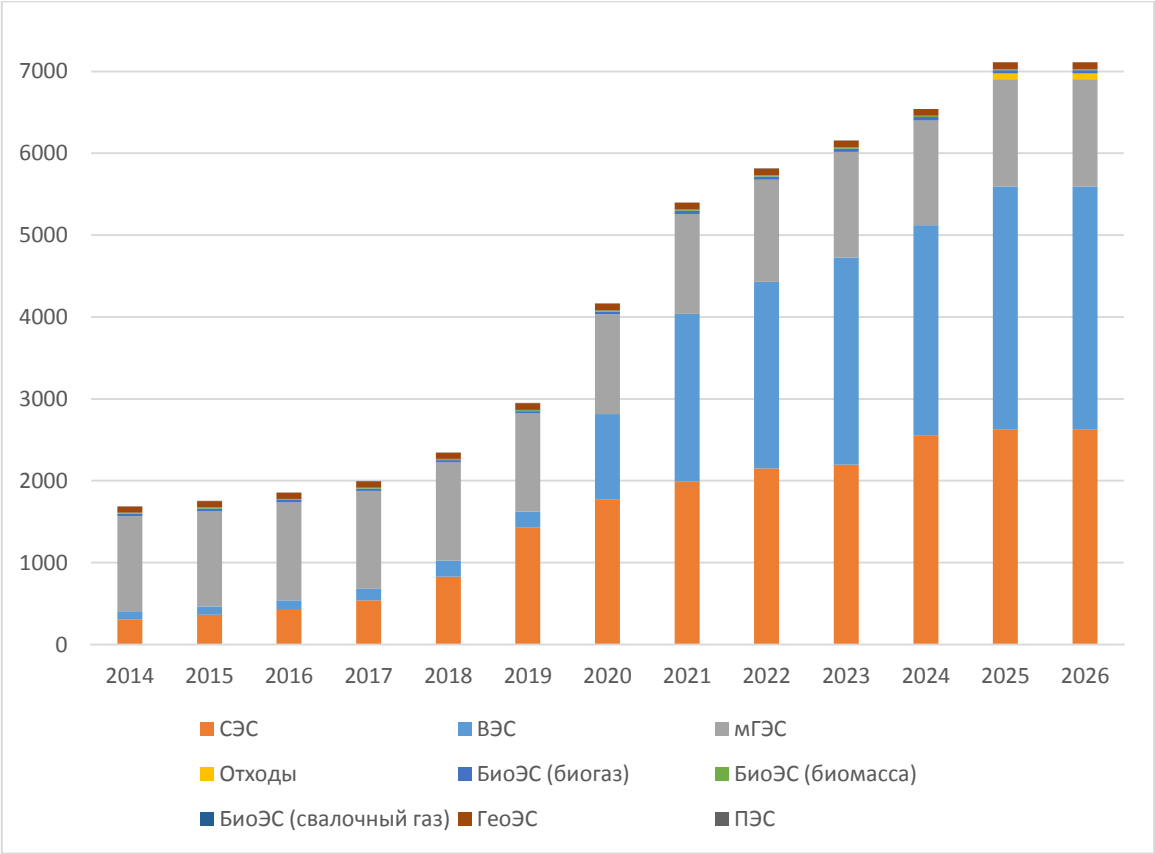


Рисунок 1 - Динамика совокупной установленной мощности объектов ВИЭ-генерации в России. [1]

Проанализировав динамику роста мощностей объектов альтернативной энергетики в России в промежуток с 2014 по 2026 года, становится ясно, что в структуре ВИЭ России основную долю занимают солнечная энергетика, ветровая энергетика, биоэнергетика и малая гидроэнергетика, находящиеся на данный момент в процессе активного формирования.

Для того, чтобы многократно увеличить долю ВИЭ в энергосистеме РФ помимо времени и масштабных финансовых затрат, также будет необходимо соблюсти базовые условия и факторы, необходимые для успешного и эффективного внедрения проектов альтернативной энергетики.

Среди таковых можно выделить:

1) Технологический фактор: Для развития технологической составляющей альтернативных источников энергии государство должно прежде всего обеспечить финансирование фундаментальной науки в энергетической сфере, направленной на поиск принципиально новых путей эффективного обеспечения энергетических потребностей, в том числе за счёт бюджетных средств, а также путём возврата части прибыли в науку. [2]

2) Природно-ресурсный и технический потенциал: Россия обладает гигантским потенциалом для замещения ископаемого топлива альтернативными источниками энергии, что позволяет надеяться, что в перспективе страна может занять лидирующие позиции на рынке технологий использования ВИЭ, а, в конечном счете, стать крупным экспортером безуглеродных видов топлива, например, таких как биотопливо второго и последующего поколений. [3]

Технический потенциал использования возобновляемых источников энергии в виде топливно-энергетического и нефтяного потенциалов представлен в таблице 2:

Таблица 2 - Топливно-энергетический и нефтяной потенциалы возобновляемых источников энергии [4]

Виды ВИЭ	Энергия, МВт*ч/год	Тепло, млн Гкал/год	Топливо, млн тут/год	Ресурсосберегающий потенциал млн т/год
Солнечная энергия	87 747,7	202 293,0	30 060,7	21 942,1
Ветровая энергия	17 100,9	39 645,0	5 891,2	4 300,2
Биоэнергия	2 896,9	5 783,6	859,4	627,3
Геотермальная энергия	246 592,9	571 677,3	84 951,3	62 008,2
Низкопотенциальное тепло	34 753,2	80 568,6	11 972,5	8 739,0
Малая гидроэнергетика	584,5	1 355,1	198,7	145,1

3) Государственная политика: Только государство способно разрабатывать общую комплексную программу развития топливно-энергетического комплекса и воздействовать на его отдельные элементы. Для поддержки инновационных проектов в сфере развития и последующего использования альтернативных источников энергии сегодня важно обеспечить партнёрские взаимоотношения между государством и бизнесом. [2]

4) Институциональные факторы: Основными проблемами в этой сфере являются недостаточная последовательность государственной политики, зависимость экономики страны от продажи углеводородов, различные административные барьеры. Ряд исследований показывает, что институциональные ограничения могут являться ключевыми факторами, сдерживающими развитие ВИЭ в России. [5]

5) Экономические факторы: Как отмечается в исследованиях, развитие возобновляемой энергетики в России сталкивается с многочисленными экономическими и политическими барьерами, при этом страна не в полной мере использует имеющиеся факторы для совершенствования альтернативной энергетики. Среди основополагающих факторов, влияющих на отрасль, выделяются экономические, наряду с природно-климатическими, политическими, правовыми, технологическими и социальными. [6]

В целом, из перечисленных факторов и условий для продолжительного устойчивого развития альтернативной энергетики, становится понятно, что оно возможно лишь при комплексном подходе, который будет сочетать все основные факторы и условия.

В качестве одного из ключевых условий формирования самодостаточной отрасли ВИЭ в РФ выделяется необходимость комплексного подхода, учитывающего актуальные мировые тенденции в секторе, его специфику и широкий спектр социально-экономических факторов, присущих России. [7]

На основе анализа факторов, предлагаются следующие рекомендации по дальнейшему развитию:

1) Усиление технологической независимости – продолжение финансирования фундаментальных и прикладных НИОКР в области альтернативной энергетики, а также развитие отечественного производства компонентов для установок ВИЭ.

2) Повышение экономической эффективности проектов ВИЭ – снижение стоимости капитала через льготное досрочное финансирование, расширение механизмов ДПМ ВИЭ 2.0 в регионах с высокими ресурсными потенциалами.

3) Совершенствование государственной политики – обеспечивание долгосрочности мер поддержки отрасли, минимизация административных барьеров, синхронизация развития проектов альтернативной энергетики с модернизацией сетевой инфраструктуры.

Реализация перечисленных мер и соблюдение основных факторов и условий для поддержания устойчивого развития альтернативной энергетики в России позволит стране постепенно перейти от незначительного присутствия ВИЭ к значимому и устойчивому вкладу в энергобаланс РФ, способствуя энергетической безопасности и снижению углеродного следа.

Список использованных источников:

1. Статистика ВИЭ [Электронный ресурс]: совокупная установленная мощность объектов возобновляемой энергетики в России, структура, доля в энергосистеме, показатели

ДПМ ВИЭ / Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). — Режим обновления: ежеквартальный. — По состоянию на 01.01.2026. — URL: https://rreda.ru/industry/statistics/ (дата обращения: 10.03.2026).

2. Мозговая Е. С. Развитие альтернативной энергетики как направление устойчивого развития ТЭК России // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета. — 2010. — № 3 (39). — С. 99–103. — ISSN 1999-1499. — URL: https://cyberleninka.ru/article/n/razvitie-alternativnoy-energetiki-kak-napravlenie-ustoychivogo-razvitiya-tek-rossii (дата обращения: 10.03.2026).

3. Насколько высок технически реализуемый потенциал ВИЭ в России? // ТЭК России. — 2017. — № 9. — URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2017/9/430/ (дата обращения: 10.03.2026).

4. Насколько высок технически реализуемый потенциал ВИЭ в России? // ТЭК России. — 2017. — № 9. — С. 22–27. (дата обращения: 10.03.2026).

5. Ljovkina A., Brody M., Karagulyan E., Zakharova A., Ljovkin V. Renewable Energy in Russia: System Analysis of Barriers // BRICS Law Journal. — 2021. — Vol. 8, no. 2. — P. 89–119. — ISSN 2412-2343. — DOI: 10.21684/2412-2343-2021-8-2-89-119. — Режим доступа: свободный (Open Access). — URL: https://doaj.org/article/eff2fe41aab24e86ac4a342211eb2fcc (дата обращения: 10.03.2026).

6. Таскин Ф. А. Факторы, влияющие на развитие возобновляемой энергетики в России и Германии // Вестник науки и образования. – 2025. – № 3 (в печати или точный номер, если доступен). – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/faktory-vliyayuschie-na-razvitie-vozobnovlyaemoy-energetiki-v-rossii-i-germanii (дата обращения: 10.03.2026).

7. Клёнов В. Д. Актуальные вызовы и перспективы возобновляемой энергетики в Российской Федерации // Вестник университета. — 2025. — № 3. — С. 68–77. — DOI: 10.26425/1816-4277-2025-3-68-77.

УДК 811

ЛИНГВИСТИКА ПРОМПТОВ: ФОРМИРУЕТСЯ ЛИ НОВЫЙ ЖАНР РЕЧИ – «ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ ИИ»

Самигуллина Л.З.
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
Самигуллин Э.Ф..
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-24-11

Аннотация. Авторы статьи анализируют промпт (текстовый запрос к нейросети) как нового формирующегося речевого жанра цифровой коммуникации. Рассмотрены лингвистические особенности данного явления, его структура, коммуникативные стратегии пользователей и место промпта в системе смежных жанров (инструкция, команда, техническое задание). Делается вывод о том, что промпт представляет собой гибридный жанр, обладающий уникальными чертами, обусловленными спецификой адресата – большой языковой модели.

Ключевые слова: промпт, жанр, техническое задание, команда, инструкция.

UDC 811

SEMANTICS OF VERBS OF MOVEMENT IN THE ENGLISH AND THE RUSSIAN LANGUAGES

Samigullina L.Z.
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
Samigullin E.F.

(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. MGR12-24-11)

Abstract. The authors of the article analyze prompts (a textual query to a neural network) as a new emerging digital communication speech genre. They consider the linguistic peculiarities of this phenomenon, its structure, communicative strategies the users exploit, and its place in the system of related genres (instructions, commands, and technical specifications). The authors come to a conclusion that prompt is a kind of hybrid genre with its unique features due to the specific nature of the addressee, which is a large language model.

Key words: prompt, genre, technical specification, command, instructions.

Введение.

С появлением в 2022 году в общем доступе нейросетей, таких, например, как ChatGPT, Midjourney, DeepSeek и других, в нашей жизни возник принципиально новый тип коммуникации – диалог человека с большой языковой моделью (LLM), что сразу же поставило перед языковедами вопрос о том, можно ли считать данный феномен объектом лингвистического исследования, поскольку при такого рода общении человек не просто отдаёт машине команды, а пытается объяснить задачу, описать результат, который хотел бы получить, при этом используя естественный язык в не совсем естественных условиях.

Своим происхождением термин «промпт» восходит к латинскому promptus (‘готовый’, ‘явный’) и англ. to prompt (‘побуждать’, ‘подсказывать’).

Для ответа на вопрос о жанровых характеристиках промта мы попытались проверить данное явление на соответствие критериям речевого жанра, выработанным известными отечественными лингвистами М.М. Бахтиным и Т.В. Шмелевой, у первого из которых мы можем найти философское обоснование самой возможности существования промпта как жанра и возможность рассматривать его как вторичный (сложный) жанр, который вбирает в себя и трансформирует первичные жанры (бытовую просьбу, команду, инструкцию, техническое задание), что и объясняет его гибридность.

Теория Т.В. Шмелёвой предоставляет исследователям конкретный инструмент анализа – семипараметровую модель («анкету жанра»), предоставляющую доказательно описать структуру, цели и языковые особенности промпта:

В соответствии с коммуникативной целю (интенцией), можно считать главной целью промпта не обмен информацией, а побуждение к действию (генерации).

По своей природе промпт императивен, представляя собой не столько разговор, сколько отдачу приказов и расчет на их предсказуемое выполнение. Однако это императив особого рода, поскольку отдающий команду точно не знает, как именно «исполнитель» (нейросеть) выполнит задачу, поэтому цель формулируется как «техническое задание» (ТЗ).

Интерес для исследователей представляет и образ адресата, т.е то, с кем общается адресант – с «коллективным бессознательным» интернета, со статистическим слепком человеческой речи. Ответ нейросети – это вероятностная проекция дискурса, накопленного в миллионах текстов, созданных человеком, при этом адресат не является личностью, но для получения релевантного ответа мы вынуждены обращаться к нему как к личности. Это порождает феномен ролевого моделирования, поскольку для того, чтобы ИИ «понял» нас, мы должны создать контекст, наделив его (и себя) ролью. Типичными конструкциями в общении человека и нейросети становятся «Представь, что ты...», «Ты выступаешь в роли...», «Веди себя как...», а для человека - «объясни, как для 7 летнего ребёнка», «Заказчик», «Режиссер» и т.п.

Структура и языковые особенности.

Основной отличительной промпта являются императивные конструкции (напиши, нарисуй, переведи) сопровождающиеся определённым набором параметров, системой ограничений, содержательными особенностями: «Используй только данные из файла», описанием процедуры: «Сначала проанализируй, потом напиши эссе». Человек также может

просить сгенерировать ответ в определённом стиле: «Без оценочных суждений», «в научно-популярном стиле», а также устанавливать этические ограничения: «Избегай советов по самолечению» и т.п.

Промпт кардинально отличается от обычной инструкции, например, к бытовой технике, или правилам пользования), рассчитанной на человека-неспециалиста. Хотя человек и даёт указания, «исполнитель» (нейросеть) не является человеком с бытовым здравым смыслом, в его отношении не действуют оценочные суждения, такие как, к примеру, «красивый». Невозможно попросить ИИ нарисовать красивый закат. Кроме того, промпт, в отличие от инструкции – это начало диалога, а не итоговый результат.

С техническим заданием промпт роднит структура «цель + условия + ограничения», но исполнителем в данном случае является не живой профессионал, а статистическая модель, с командой – императивность (приказ), но кардинально отличается зыком общения: не машинный код, а человеческий диалог.

Заключение.

Как видим из вышесказанного, промпту присущи все признаки формирующегося речевого жанра, с собственной ему сферой употребления, специфическим адресатом (LLM), относительно устойчивой структурой (роль + задача + ограничения) и особыми языковыми средствами (императивность, ролевые маркеры, метаязык ограничений).

Промпт можно определить как «интерактивное техническое задание, написанное на естественном языке для нечеловеческого (статистического) адресата».

С большой долей вероятности можно предположить, что развитие данного речевого жанра будет претерпевать процесс стандартизации (появление так называемых «паттернов промптов») и одновременно – по пути усложнения языковых игр.

Список использованных источников:

1. Акай О. М. Моделирование лингвокреативных стратегий в генеративных языковых системах // Вопросы современной лингвистики. 2025.
2. Васильева Э.Р. Комплекс педагогических условий, формирующих поликультурные компетенции студентов технического вуза средствами дисциплины «Иностранный язык» / Э.Р. Васильева// Педагогический журнал. –2017. –Том 7. –№ 2А.– С. 356-366.
3. Васильева Э.Р. Интернационализация высшего образования и создание единой образовательной платформы: взаимодействие в поликультурной среде, как основной аспект межкультурной и социальной коммуникации/Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Е.В. Дмитриева//Проблемы современного педагогического образования. – 2019. – № 65-2. С. 85-87.
4. Данилова О.В. Социально-цифровая среда как источник новых возможностей и новых рисков для современного образования [Текст] / О.В. Данилова, М.К. Исанбердина // В сборнике: Материалы 48-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. 2021. С. 1074-1080.
5. Данилова О.В. Искусственный интеллект и его роль в образовательной деятельности [Текст] / О.В. Данилова, М.К. Исанбердина, В.К. Крюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022. Сборник трудов международной научно-технической конференции. 2022. С. 559-563.
6. Остапенко С. В., Халина Н. В. Лингвистическая оптимизация промта в аспекте проблематики промт-инжиниринга // Вестник ТюмГУ. 2025.
7. Поляков А. Ю. Влияния физического воспитания и спорта на пропаганду социальных ценностей среди молодежи / А. Ю. Поляков // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 604-607.
8. Поляков А. Ю. Электронная образовательная среда и дистанционные технологии в преподавании дисциплины / А. Ю. Поляков, М. И. Маколкин // Современные

технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 772-774.

9. Шайдуллина Р.М. Проектная компетентность как результат экономического образования студентов технического вуза // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала. - Уфа, 2016. - С. 178-182.

10. Юсупов Р. Н. Индивидуация как ключевой фактор современной социально-философской методологии / Р. Н. Юсупов // Философия и культура. – 2020. – № 5. – С. 1-10. – DOI: 10.7256/2454-0757.2020.5.32862.

11. Фильтрация неньютоновской жидкости / Э. М. Альмухаметова, Р. Р. Хуснутдинова, Л. Ф. Юсупова, В. О. Никифоров // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2024 : сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 28-32.

12. Габдрахманова, К. Ф. Математическое моделирование прогноза эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины / К. Ф. Габдрахманова, З. З. Янгирова, Л. Ф. Юсупова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 5-2(59). – С. 167-171. – DOI 10.23670/IRJ.2017.59.040.

13. Шульгинов В. Разговор с ИИ-сторонним: что такое промпт как часть коммуникации // Грамота.ру. 2026.

УДК 622.276

ИСКУСТВЕННЫЙ ИНТИЛЛЕКТ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР СОВРЕМЕННОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭКОНОМИКИ И СИСТЕМЫ ОБРАЗОВАНИЯ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ

Р. М. Шайдуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент, кандидат наук)
А.Р. Каримов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)
Е.А. Чайковская
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БСН-23-11)

Аннотация. Статья посвящена анализу влияния искусственного интеллекта (ИИ) на различные сферы жизни общества: нефтяную промышленность, экономику и образование. В работе последовательно рассматриваются ключевые преимущества и потенциальные риски внедрения ИИ в каждой из областей.

Ключевые слова. искусственный интеллект, нефтяная промышленность, экономика, образование, риски внедрения.

UDC 622.276

ARTIFICIAL INTELLIGENCE AS A KEY FACTOR IN THE MODERN TRANSFORMATION OF THE ECONOMY AND EDUCATION SYSTEM: PROSPECTS AND PROBLEMS

R. M. Shaidullina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor, Candidate of Sciences)
A. R. Karimov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-23-11)

E.A. Chaykovskaya
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BSN-23-11)

Abstract. This article analyzes the impact of artificial intelligence (AI) on various areas of society: the oil industry, the economy, and education. The paper examines the key benefits and potential risks of AI implementation in each area.

Keywords. Artificial intelligence, oil industry, economy, education, implementation risks.

В наш современный мир искусственный интеллект всё больше и больше внедряется в жизнь человека и его окружения, например тот же смартфон, что позволяет использовать его потенциально безграничные возможности. Ни для кого уже не секрет, что ИИ повышает эффективность выполнения различных задач, при этом требуя намного меньшего времени. Прогнозируется, что компьютерный разум может затронуть около 35% рабочих мест в мире, хотя он и создает новые профессии таки как: ML-инженеры, специалисты по этике ИИ и т.п. [1]

Рассмотрим некоторые области, где могут использовать ИИ в качестве основного инструмента или же помощника в преодолении сложностей, с которыми может столкнуться любой человек. Одновременно выясним и те проблемные моменты, которые могут продемонстрировать неоднозначность широкого распространения нейросетей и ИИ в разных областях жизнеобеспечения. В обзорном исследовании использованы публикации в периодической литературе, результаты исследований, представленных в зарубежных изданиях.

Не вызывает сомнений, что искусственный интеллект становится неотъемлемой частью современной экономики. Он помогает оптимизировать бизнес-процессы, создавать инновационные модели взаимодействия с клиентами и улучшать производительность и качество продукции. Каковы ключевые сферы использования ИИ в экономике?

Промышленность. В промышленности искусственный разум используется для создания цифровых двойников – это двойник какого-либо физического объекта или процесса, используемый для различных целей, например, для анализа или тестирования. [2] Так же ИИ применяют в целях автоматизации циклов, характеризующийся повторяющимися процессами, где искусственный разум берет на себя часть задач: анализирует данные, принимает решения и запускает следующие шаги без постоянного участия человека.

Финансы. В качестве примеров использования ИИ в данной сфере можно привести: андеррайтинг, он характеризуется оценкой финансовых рисков при различных операциях (выдаче кредитов, страховании), что приводит к значительному снижению рисков, эффективному ценообразованию и оптимизации ресурсов; скоринг рисков (количественная оценка рисков), делает финансовые услуги доступнее, безопаснее и быстрее, снижает издержки банков и бизнеса, а в целом — повышает устойчивость и динамику экономики; персонализация продуктов повышает эффективность бизнеса, стимулирует потребление и инновации, снижает издержки — в итоге ускоряет экономический рост и улучшает качество услуг для потребителей. [3]

Бизнес и Ритейл. Рекомендательные системы – это такие алгоритмы, которые анализируют данные и предлагают персонализированные товары и услуги, например, основная выручка онлайн-платформ приходится на рекомендованные товары (Amazon — свыше 30 % выручки [4], у Netflix — до 75 % [5]). А также пример применения искусственного интеллекта в бизнесе может послужить управление запасами, представляющее собой планирование и контроль за передвижением ресурсов (сырья, компонентов, готовой продукции) для обеспечения непрерывности процессов при минимальных затратах, что способствует снижению издержек на хранение и логистику (на 10–20 %), стабилизации цен и снижение инфляции, укрепление конкурентоспособности компаний и экспорта.

Логистика. Характерный пример использования искусственного разума в этой области является оптимизация маршрутов и прогнозирование цен. Оптимизация маршрутов — планирование эффективных путей перемещения транспорта для сокращения затрат времени и ресурсов. Экономический эффект: экономия топлива на 10–30 %, снижение расходов на обслуживание техники и рост пунктуальности доставки на 20–40 %. Прогнозирование цен — оценка будущих цен на товары и услуги с помощью анализа данных и моделей для грамотного планирования. Экономический эффект: стабилизация рынка, оптимизация затрат бизнеса на 5–15 % и рост конкурентоспособности компаний.

С положительной стороной влияния ИИ на среду экономики мы ознакомились. Теперь перейдем к плачевному раскладу:

— *утечка конфиденциальных данных*. Корпоративные секреты из ИИ-сервиса могут утечь в глобальную сеть, к конкурентам, в СМИ, что может привести к таким случаям как: финансовые потери, шантаж, взлома аккаунтов сотрудников и пользователей. Также, из-за нарушения прав доступа, информация может попасть не к тем сотрудникам внутри компании;

— *ИИ не обладает творческим мышлением и способностью к интуиции*, что делает его ограниченным в решении задач, требующих оригинальности и нетрадиционного подхода. Машинное мышление будет способно создавать множество копий или аналогов по шаблону одного оригинального творческого решения.

— *зависимость от данных.* Работа ИИ напрямую зависит от качества и объема доступных данных. Если данные недостоверны или неполные, это может привести к неточным результатам и ошибкам. Недостаток качественных данных может привести к некорректной работе ИИ во многих сферах, не только в экономике.

Обратим внимание на широкие перспективы внедрения ИИ в такой отрасли экономики как ***нефтегазодобывающая промышленность***. Искусственный интеллект — мощнейший инструмент развития нефтяной промышленности. Он используется на всех ключевых этапах: от разведки и добычи до транспортировки, переработки и сбыта. Перспективные направления:

— *повышение точности поиска залежей углеводородов*. ИИ помогает анализировать большие объёмы геологических данных для более точного определения месторождений нефти и газа. Алгоритмы, то есть инструкции, которые позволяют машинам анализировать данные, выполнять задачи и принимать решения, обрабатывают данные сейсморазведки. Далее строят 3D-модели и анализируют сложные геологические структуры на любой местности. Такой анализ исторических данных о пластовом давлении, работе скважин и добыче позволяет увеличить извлекаемые запасы на целых 5–10%. [6]

— *оптимизация бурения и добычи.* Анализ производственных данных позволяет снижать затраты и, возможно, чьи-то жизни. Ведь в бурении ИИ анализирует параметры работы долота, колонны труб, бурового раствора, скорости проходки и других критически важных компонентов. Чем раньше система обнаруживает проблему, тем выше шанс её устранения с минимальными потерями или же без них. ИИ точно быстрее человека может определить какую-либо неисправность. На основе ретроспективных данных с ранее пробуренных скважин ИИ продолжает обучаться, улучшая точность прогнозов [6].

Все эти технологии оказывают положительный экономический эффект. Применение машинного интеллекта снижает затраты за счет предугадывания различных поломок (меньше простоев на 30-50%), уменьшает расходы сырья на 20-40%, автоматизирует работу (40-60%). К положительным эффектам также можно отнести повышение безопасности рабочих и качества продукции.

Вроде звучит это всё прекрасно, но и есть и другая сторона монеты. Разберём возможные негативные моменты внедрения ИИ в нефтяной промышленности:

— *высокая стоимость установки.* Разработка, настройка и внедрение требуют значительных инвестиций, особенно в условиях распределённой инфраструктуры и

удалённых месторождений. Конечно, в будущем все траты бюджета и времени окупят себя, если ИИ будет обеспечивать стабильность и грамотность работы.

— *сопротивление изменениям внутри организации*. Часть коллектива будет недовольна нововведениями в их работу, отсюда вытекает нежелание меняться под такой расклад, что может замедлить процесс внедрения ИИ и снизить ожидаемый положительный эффект, а также сокращению персонала.

— *недостаток квалифицированных кадров.* Успешная эксплуатация и адаптация ИИ требует участия сотрудников, обладающих сразу двумя ключевыми навыками, характерных для нефтегазовой отрасли, а именно умением обрабатывание информации об ИИ и точным понимаем процессов. Однако на рынке труда крайне ограничено количество таких специалистов.

Отдельно обратим внимание на использование ИИ ***в системе образования***, поскольку подготовка высококвалифицированных кадров — это ключевой фактор развития экономики и общества в целом. Искусственный интеллект (ИИ) влияет на образование, облегчая работу не только преподавателям, но и тем, кто получает необходимые для них знания, персонализируя учебный процесс и автоматизируя административные процессы.

И так, перейдем к перспективам использования ИИ в сфере образования в целом.

— *Автоматизация рутинных задач.* ИИ берёт на себя проверку домашних заданий, оценку тестов, формирование отчётов, что высвобождает время преподавателя для более творческой и индивидуальной работы с учениками. По нашему мнению, данной применение искусственного разума является очень удобным и практичным.

— *Создание учебных материалов.* ИИ способен генерировать разнообразный контент: вопросы для викторин, упражнения, тексты для чтения и сценарии обучающих видео и т.п. Также, он способен создавать свой учебный план как и для группы людей, если группа слишком большая, а преподаватель просто физически не может уделить каждому внимание, так и индивидуально, анализируя каждого по их тестам, домашних заданий и т.д. Так система автоматически подстраивает сложность заданий под уровень подготовки каждого ученика, что помогает избежать перегрузки и поддерживать комфортный для них темп обучения.

—*Актуализация учебных материалов.* Современной молодежи сложно воспринимать информацию из обычных учебников и пособий. Алгоритмы могут анализировать последние тренды и исследования в различных областях, помогая постоянно обновлять содержание учебных курсов. Тем самым решается за одно проблема экологического плана: затраты дерева снижаются из-за значительного снижения производства книг [7-10].

Использование искусственного интеллекта в образовании имеет и недостатки, которые касаются как учащихся, так и преподавателей, а также системы образования в целом.

— *Зависимость от технологий.* Если учащиеся будут полагаться исключительно на ИИ, это может негативно сказаться на их способности к решению задач без помощи внешних инструментов. Когда алгоритм всегда под рукой и готов подсказать правильный ответ, у учеников может исчезнуть стимул к самостоятельному поиску решений и развитию критического мышления. Отсюда и возникает риск снижения креативности и воображения.

В качестве примера можно привести результаты исследования, которые были проведены в Массачусетском технологическом институте. MIT провёл эксперимент, подключив сканеры к людям, пока те использовали ChatGPT. Оказалось, что у пользователей ChatGPT на 55% слабее мозговые связи по сравнению с теми, кто его не использовал, – и это не через годы, а всего за четыре месяца. В эксперименте участвовали 54 человека, разделённые на три группы: одна писала эссе с помощью ChatGPT, вторая использовала Google, а третья работала исключительно своими силами. На всех были надеты ЭЭГ-мониторы, которые отслеживали активность мозга в реальном времени на протяжении четырёх сессий за четыре месяца.

Результаты оказались впечатляющими: группа, работавшая без сторонних инструментов, построила самые сильные и разветвлённые нейронные связи. Пользователи Google оказались посередине, а у людей, использующих ChatGPT, мозг был самым «слабым». Когда участникам предложили воспроизвести написанное всего через несколько минут, 83% ChatGPT не смогли процитировать ни одной строки своего эссе – слова словно прошли через них, не оставив следа.

В финальной сессии участников, ранее использовавших ChatGPT, попросили писать без помощи ИИ. Их мозговая активность была заметно ниже, чем у тех, кто никогда не пользовался AI. 78% всё ещё не могли вспомнить своё собственное письмо, и этот эффект не исчезал после отказа от инструмента. Интересно, что участники, которые сначала работали без AI, а потом попробовали ChatGPT, показали активное мозговое освещение, лучше формулировали запросы и запоминали больше информации. Их мозг был достаточно сильным, чтобы использовать ИИ как инструмент, а не как «костыль».

Исследователи также отметили, что эссе на одну тему, созданные с помощью ChatGPT, выглядели почти одинаково: больше фактов, дат и имён, но меньше оригинальных мыслей. При этом пользователи считали текст своим собственным.

— *Потеря живого общения*. Чрезмерное использование искусственного интеллекта может привести к снижению личного контакта между учителем и учеником, что негативно сказывается на эмоциональной стороне образовательного процесса. На этот счет президент Российской Федерации подчеркивал, что «при всех колоссальных ресурсах современных технологий ничто не заменит живого общения» [8].

— *Информационная безопасность.* Чтобы встроить ИИ в работу учебного заведения, необходимо предоставить ей доступ ко всем сведениям о студентах и учителях. Персональные данные легко украсть, так как зачастую вузы и школы не уделяют должного внимания защите информации. Злоумышленники могут воспользоваться слабой защиты таких заведений для своих личных целей, а если такое случится, то будут негативные последствия.

Таким образом, можно сделать вывод о неоднозначности последствий широкого внедрения ИИ в различные сферы жизнедеятельности общества. С одной стороны, ИИ способствует ускорению решения разнообразных задач без участия человека, с другой стороны, в перспективе можно столкнуться с эффектом «когнитивного долга» по аналогии с финансовым: берёшь удобство сейчас, а расплачиваешься способностью думать самостоятельно позже.

Список использованных источников:

1. Отчет: «Jobs lost, jobs gained: Workforce transitions in a time of automation» : report / McKinsey Global Institute. — 2017. — URL: https://www.mckinsey.com/featured-insights/future-of-work/jobs-lost-jobs-gained-what-the-future-of-work-will-mean-for-jobs-skills-and-wages.

2. Иванов, Д. К. Цифровые двойники в промышленности: теория и практика / Д. К. Иванов. — СПб.: Политехника, 2021. — 192 с.

3. Всемирный банк. Доклад о развитии технологий и занятости: влияние ИИ на рынок труда. — Вашингтон: Всемирный банк, 2022. — 156 с.).

4. Amazon. Annual Report 2022: Technology and Innovation. — Seattle: Amazon Inc., 2023.

5. Netflix, Inc. Investor Relations Report: Product Innovation and User Engagement. — Los Gatos: Netflix, 2022.

6. Агеев, С. В. Искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли: от разведки до логистики / С. В. Агеев, А. П. Смирнов. — М.: Недра, 2023. — 248 с.

7. Министерство просвещения РФ. Концепция развития цифрового образования в РФ на 2025–2030 гг. — М., 2024.

8. Шайдуллина Р.М. Новые возможности цифровых технологий в экономическом образовании/ Р.М. Шайдуллина, З.А.Гарифуллина, Р.А. Гилязетдинов, М.О. Михайлов // Профессиональное образование в России и за рубежом. – 2022. - №3(47). – С.51-60.

9. Шайдуллина Р.М. Формирование цифровых навыков у магистрантов при изучении дисциплины «Педагогика профессионального и дополнительного профессионального образования» // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). - Уфа, 2021. - С. 75-80.

10. Шайдуллина Р.М. Применение цифровых образовательных платформ при изучении экономических дисциплин / Р.М. Шайдуллина, Р.А. Гилязетдинов //Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика. – 2022.- № 2 (40). - С. 147-156.

11. Fatkullin, I. Uncodified lexical units as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

12. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания терминологической системы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языка) / Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. 2013. Т. 1. № 1 (8). С. 88-93.

13. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2.- С. 959-962.

УДК 341.021

НОРМАТИВНОЕ ЗАКРЕПЛЕНИЕ ЦЕННОСТНЫХ ОСНОВАНИЙ ПУБЛИЧНО‑ВЛАСТНЫХ ОТНОШЕНИЙ В РЕГИОНАЛЬНОМ УСТАВЕ: ТЕНДЕНЦИИ И ПУТИ РАЗВИТИЯ

П. П. Шишаков
(Институт сервиса и отраслевого управления ФГБОУ ВО ТИУ в г. Тюмени, аспирант гр. ПСа-24-1)
С. Д. Говорухин
(Институт сервиса и отраслевого управления ФГБОУ ВО ТИУ в г. Тюмени, аспирант гр. ПСа-24-1)

Аннотация: В статье исследуется проблема нормативного закрепления ценностных оснований публично властных отношений в Уставе Тюменской области. Актуальность темы обусловлена возрастающей ролью региональных нормативных документов в формировании единой ценностно‑правовой системы государства и необходимостью обеспечения согласованности федерального и регионального уровней правового регулирования. Цель работы — выявить основные тенденции и проблемные аспекты закрепления ценностных ориентиров в региональном Уставе на основе проведённого анализа. Результаты исследования могут быть использованы в законотворческой деятельности региональных органов власти, в научных работах по теории государства и права, конституционному и административному праву, а также в учебном процессе при подготовке юристов и политологов.

Ключевые слова: ценностные основания, ценности, публично‑властные отношения, региональное законодательство, нормативное закрепление, правовое регулирование.

UDC 341.021

NORMATIVE CONSOLIDATION OF THE VALUE BASES OF PUBLIC‑POWER RELATIONS IN THE REGIONAL CHARTER: TRENDS AND WAYS OF DEVELOPMENT

P. P. Shishakov
(Institute of Service and Industry Management of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education TIU in Tyumen, PhD student gr. PSa-24-1)
S. D. Govorukhin
(Institute of Service and Industry Management, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education TIU in Tyumen, PhD student gr. PSa-24-1)

Abstract: The article examines the problem of normative consolidation of the value bases of public power relations in the Charter of the Tyumen region. The relevance of the topic is due to the increasing role of regional regulatory documents in the formation of a unified value and legal system of the state and the need to ensure consistency between federal and regional levels of legal regulation. The purpose of the work is to identify the main trends and problematic aspects of the consolidation of value orientations in the regional Charter based on the analysis. The results of the research can be used in the legislative activity of regional authorities, in scientific works on the theory of state and law, constitutional and administrative law, as well as in the educational process in the training of lawyers and political scientists.

Keywords: value bases, values, public‑power relations, regional legislation, regulatory consolidation, legal regulation.

Эволюция российского федерализма предопределила актуализацию внимания к аксиологическим аспектам организации публичной власти. Если ранее такие ценности как патриотизм, свобода и материальное благосостояние являлись преимущественно предметом философского и экономического дискурса [5], то в настоящее время прослеживается их имплементация в региональное законодательство, где они приобретают характер нормативно закрепленных ориентиров. В статье отражен опыт закрепления в региональном законодательстве ценностных ориентиров в Тюменской области.

Обладая сложносоставной территориально-политической структурой, включающей автономные округа, и высокоразвитым сырьевым сектором экономики, регион выступает ценным эмпирическим полигоном для изучения моделей сопряжения традиционных ценностей и современных вызовов. Именно здесь процесс правовой формализации таких, на первый взгляд, гетерогенных ориентиров, как патриотизм (детерминированный территориальной и исторической идентичностью), свобода (выражающаяся в экономической инициативе и институтах местного самоуправления) и материальные ценности (коррелирующие с уровнем благосостояния и правом собственности), приобретает концептуальное значение [3]. Целью работы является комплексный анализ тенденций правового закрепления ценностных оснований в Уставе Тюменской области, а также в региональных и местных нормативных правовых актах. В рамках исследования предполагается выявить существующие коллизии и дисбалансы в системе правового регулирования, а также разработать предложения по совершенствованию законодательства, направленные на гармонизацию ценностных основ публично-властных отношений. Анализ логично начать с уровня регионального законодательства.

Обращение к Уставу Тюменской области позволяет констатировать, что он принят «в целях обеспечения прав и интересов всех проживающих на территории Тюменской области граждан» [1]. Данное положение закрепляет приоритет защиты прав личности как основополагающую ценность. Важным аспектом также является содержание статьи 5 Устава (Предметы ведения и полномочия области). Среди полномочий региона, закрепленных в этой статье, выделяются «обеспечение реализации прав граждан на полную и объективную информацию путём поддержки региональных и местных средств массовой информации, развитие телекоммуникационной инфраструктуры области» и «создание условий для всестороннего развития детей и молодёжи, поддержка одарённых и талантливых детей». Указанные положения свидетельствуют о закреплении ценностей информационной открытости, заботы о будущем поколении и поддержки талантов.

Продолжая анализ Устава Тюменской области, целесообразно обратиться к пункту 25 статьи 28 главы 4. В Уставе говорится, что к компетенции Областной Думы как публично-властного учреждения относится назначение Уполномоченного по правам человека в регионе [1]. Это положение отражает ценность доверия, поскольку институт уполномоченного по правам человека обеспечивает гражданам юридическую защиту их прав.

Вместе с тем в Уставе отсутствуют прямые нормы, которые бы закрепляли систему ценностей как для граждан, так и для должностных лиц. Следовательно, определить ценностные ориентиры представителей органов власти можно лишь на основе самостоятельного анализа законодательной базы региона.

Продолжая анализ Устава Тюменской области, следует обратить внимание на пункт 6 статью 37 Главы 5 («Губернатор области»). В статье, что Губернатор области при вступлении в должность приносит торжественную присягу на верность народу и Конституции Российской Федерации, Уставу области: «Вступая в должность Губернатора Тюменской области, торжественно клянусь добросовестно исполнять обязанности Губернатора, защищать интересы населения области, уважать и охранять права и свободы человека, соблюдать Конституцию и законы Российской Федерации, Устав и законы Тюменской области» [1].

Торжественная присяга представляет собой юридически значимый акт, который закрепляет обязательства должностного лица перед государством и обществом. Этот акт наполнен глубокими ценностными смыслами и отражает важнейшие приоритеты: верность, ответственность, патриотизм. как личные, так и общественные приоритеты. Основными ценностями в таком случае являются верность, ответственность, патриотизм. Таким образом, данный процедура несет не только символическую, но и содержательную нагрузку, отражая систему ценностей, определяющих поведение главы региона в системе публично-властных отношений, синтезируя личные убеждения представителя власти с публичными интересами.

Далее следует обратиться к Главе 7 Устава, где пункт 2 статьи 49 определяет принципы административно-территориального устройства. Одним из таких принципов является учет исторических, национальных и бытовых особенностей жизни населения, а также его интересов. Данный принцип свидетельствует о наличии фундаментальных традиционных ценностей, которые можно разделить на взаимосвязанные группы.

Во-первых, это ценность идентичности и культурного многообразия. Данный принцип нормативно легитимирует право народов на сохранение территорий и их самобытности, включая историческую память, национальный быт. Данная ценность закрепляет приоритет культурного суверенитета конкретного региона или сообщества.

Во-вторых, выделяется антропоцентризм и качество жизни. Включение так называемых «бытовых особенностей» конкретизирует абстрактные права в реальных жизненных практиках граждан. Государство, признавая ценность привычного уклада жизни человека, таким образом реализует принципы человеческого достоинства в их житейском измерении. Это, в свою очередь, направлено на создание комфортной среды жизнедеятельности и укрепления чувства «принадлежности к месту». Наравне с этим, учтенный в законе подход, отражает формирование регионального патриотизма: государство признает значимость истории «малой родины», народных традиций и сложившегося уклада. Таким образом, ценность «малой родины» выступает фундаментом общероссийской гражданской идентичности.

С ценностной точки зрения, принцип учета исторических, национальных, бытовых особенностей и интересов народа репрезентирует консервативно-гуманистический вектор государственной политики региона. Данный вектор интегрирует культурный суверенитет, уважение к культурному коду местности, антропологическую укорененность человека и социальную эмпатию власти к запросам общества. Фактически, этот принцип выполняет роль нормативного мостика между формально-правовыми нормами и реальностью повседневной жизни человека со своими обычаями, практическими задачами и

повседневными хлопотами. Также можно сказать о принципе учета как о воплощении баланса между правовыми нормами и своеобразием каждого региона или сообщества, целью которого является гармоничное развитие общества с учетом его многообразия и динамики.

Проведённый анализ позволяет сделать ряд выводов относительно ценностного содержания Устава Тюменской области. Несомненно, Устав обладает четкими структурно-организационными свойствами и демонстрирует различную степень и форму ценностной регуляции. Основной фокус нормативного акта направлен на закрепление статуса области как субъекта Российской Федерации, с разделением полномочий и базовых принципов взаимодействия с автономными округами. Вместе с тем в Уставе отражен дифференцированный характер в зависимости от адресата нормативного воздействия. Для граждан ценности благосостояния, развития, согласия и сохранения идентичности закреплены в качестве целевых ориентиров региональной политики. Они призваны отражать социально-экономические и гуманитарные потребности населения и выступают обязательствами, принимаемыми на себя региональной властью. Для должностных лиц ценностные ориентиры в основном представлены через призму служебных обязанностей: защита прав и интересов граждан, сохранение культурного наследия, добросовестность и честность. Наиболее концентрирование выражение данные ценности получают в присяге Губернатора области. Однако следует отметить, что в большей степени ценностные ориентиры в Уставе выражены косвенно – через институты защиты прав, информационной открытости и механизмы социального взаимодействия. Прямые декларативные нормы, эксплицитно закрепляющие систему ценностей, в документе отсутствуют.

Результаты проведенного анализа могут быть использованы при совершенствовании регионального законодательства в направлении более явного закрепления ценностных оснований публично-властных отношений. Представляется целесообразным рассмотреть возможность включения в Устав отдельной статьи, систематизирующей базовые ценности региональной политики, что повысит аксиологическую определённость нормативного регулирования и укрепит доверие граждан к институтам власти.

Список использованных источников:

1. Устав Тюменской области : Закон Тюменской области от 30.06.1995 № 6 : принят Тюм. обл. Думой 15.06.1995 : (ред. от 18.06.2024) // Тюменская областная Дума : официальный сайт. – URL: https://duma72.ru/ru/about/legal_principles/ustav/ (дата обращения: 02.02.2026).

2. Михалева, Н. А. Конституции и уставы субъектов Российской Федерации (сравнительно-правовое исследование) / Н. А. Михалева. – Москва : ЮРКОМПАНИ, 2010. – 366 с. – (Серия «Актуальные юридические исследования»). – ISBN 978-5-91677-043-8.

3. Вьюшин, К. М. Нормативно-ценностные ориентации регионального общества в нормативно-юридической системе России / К. М. Вьюшин // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 1: Регионоведение: философия, история, социология, юриспруденция, политология, культурология. – 2012. – № 4 (107). – С. 192–199.

4. Галкин, А. Г. Сравнительно-правовая характеристика законодательства субъектов Российской Федерации / А. Г. Галкин, О. В. Дулепина, В. А. Деменков // Ученые записки Крымского федерального университета имени В. И. Вернадского. Юридические науки. – 2023. – Т. 9 (75), № 4. – С. 19–25. – EDN: JQKBFU.

5. Шишаков П. П. Анализ ценностей на современном политическом пространстве российской федерации / П. П. Шишаков. – Текст: непосредственный // Модернизация науки как фактор развития общества: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. – Саратов, 2025. – С. 56-62.

УДК 338.24

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНЫХ ОТРАСЛЕЙ

А. Н. Шорохов

(Институт сервиса и отраслевого управления, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», аспирант)

Аннотация. В статье предложен методический подход к оценке синергетических эффектов развития ресурсных отраслей в условиях высокой неопределенности внешней среды. Подход базируется на многоуровневом анализе эффектов на уровнях компании, смежных отраслей, региона и государства и включает критерий ресурсоемкости как инструмент ранжирования альтернатив развития. Приоритетными являются решения, формирующие значимый совокупный эффект на уровнях компании, смежных отраслей, региона и государства. Полученные результаты могут использоваться при обосновании стратегических решений и мер государственной поддержки ресурсных отраслей.

Ключевые слова: синергетический эффект, ресурсные отрасли, стратегия развития, ресурсоемкость, межотраслевое взаимодействие, государственная поддержка.

UDC 338.24

METHODOLOGICAL APPROACH TO ASSESSING SYNERGISTIC EFFECTS OF RESOURCE INDUSTRY DEVELOPMENT

A. N. Shorokhov

(Institute of Service and Industry Management, Tyumen Industrial University, postgraduate student)

Abstract. The article proposes a methodological approach to assessing synergistic effects in the development of resource industries under conditions of high external uncertainty. The approach is based on a multilevel analysis of effects at the company, related industries, regional and state levels and includes a resource intensity criterion as a tool for ranking development alternatives. The approach shows that priority solutions are those generating a significant cumulative effect at the levels of the company, related industries, the region and the state. The results can be used to justify strategic decisions and state support measures for resource industries.

Keywords: synergistic effect, resource industries, development strategy, resource intensity, intersectoral interaction, state support.

Введение

В условиях структурной трансформации экономики и усиления внешних ограничений развитие ресурсных отраслей требует перехода от оценки отдельных проектов к анализу совокупных эффектов, формируемых в системе «компания — смежные отрасли — регион — государство». Традиционные подходы, как правило, концентрируются на локальной коммерческой эффективности и в меньшей степени учитывают межотраслевые, региональные и макроэкономические последствия принимаемых решений. В этой связи возрастает значимость методических инструментов, позволяющих определить не только прямой экономический результат, но и синергетический эффект развития ресурсных отраслей.

Цель исследования заключается в разработке методического подхода к оценке синергетических эффектов развития ресурсных отраслей, пригодного для обоснования стратегических альтернатив в условиях ресурсных, инфраструктурных и финансовых ограничений.

Материалы и методы

В основу исследования положен многоуровневый подход, согласно которому интегральный эффект развития ресурсной отрасли формируется как совокупность эффектов

на уровне компании, смежных отраслей, региона и государства. Такое построение позволяет перейти от оценки изолированного проекта к анализу его вклада в формирование межотраслевых связей, территориального развития и экономической безопасности.

Ключевым элементом методического подхода выступает критерий ресурсоемкости, отражающий долю затрат на сырьевой ресурс в общей структуре затрат:

$$d_i = \frac{\text{Cost_raw}_\text{i}}{\text{Cost_total}_\text{i}} \times 100\%$$

где Cost_raw_i - стоимость сырьевого ресурса, потребленного для производства единицы продукции; $\text{Cost_total}_\text{i}$ — полная производственная себестоимость единицы продукции.

Использование данного критерия позволяет сопоставлять альтернативы не только по ожидаемому совокупному эффекту, но и по устойчивости их реализации в условиях ограниченности инфраструктуры, капитала и сырьевой базы. В рамках методики предлагается ранжирование альтернатив по диапазонам интегральной оценки, что делает возможным выделение приоритетных, допустимых, ограниченно целесообразных и нецелесообразных направлений развития.

Информационную основу исследования составили материалы по развитию газодобывающей отрасли, корпоративные и статистические данные, а также результаты ранее выполненных исследований по стратегическому развитию газодобывающего бизнеса и оценке межотраслевых эффектов.

Результаты и обсуждение

Результаты исследования показали, что наиболее высокий синергетический эффект формируется при реализации таких направлений развития, которые одновременно обеспечивают положительный результат для компании, создают спрос для сопряженных производств, усиливают региональную экономическую базу и формируют дополнительные эффекты для государства. Для систематизации направлений оценки синергетического эффекта выделены основные уровни анализа, представленные в таблице 1.

Таблица 1 - Уровни оценки синергетического эффекта развития ресурсных отраслей

Уровень	Содержание эффекта	Практическое значение
Компания	Изменение инвестиционной привлекательности, финансово-экономических параметров, устойчивости проекта	Оценка прямой эффективности решения
Смежные отрасли	Развитие кооперации, загрузка инфраструктуры, расширение спроса на сопряженные производства	Выявление межотраслевого эффекта
Регион	Воздействие на занятость, налоговую базу, инфраструктурное освоение территории	Оценка вклада в региональное развитие
Государство	Влияние на экономическую безопасность, экспортный потенциал, бюджетные поступления	Обоснование приоритетов государственной поддержки

Источник: составлено автором по материалам исследования

Как видно из таблицы 1, предложенный подход позволяет перейти от локальной оценки проекта к многоуровневому анализу его последствий для экономики. Для формализации отбора стратегических альтернатив используется интегральный показатель синергетического эффекта d_i, диапазоны интерпретации которого представлены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, приоритет в рамках методического подхода получают решения со значением d_i выше 70, поскольку именно они обеспечивают максимальный совокупный эффект и могут рассматриваться как объекты первоочередной поддержки.

Синергетический эффект в ресурсных отраслях проявляется не изолированно, а как система взаимосвязанных последствий, возникающих на нескольких уровнях экономической

системы. В этой связи принципиальное значение имеет разграничение направлений эффекта по уровням их формирования и экономического проявления, что представлено в таблице 3.

Таблица 2 -Интерпретация интегральной оценки синергетического эффекта d_i

Диапазон d_i	**Уровень синергетического эффекта**	**Экономическая интерпретация**	**Управленческое решение**
70–100	Высокий	Альтернатива формирует значимый совокупный эффект на уровнях компании, смежных отраслей, региона и государства	Приоритетная реализация, возможна государственная поддержка
50–70	Значимый	Альтернатива обеспечивает положительный интегральный эффект, но требует проверки ресурсной обеспеченности	Реализация при подтверждении организационных и инфраструктурных условий
30–50	Умеренный	Эффект ограничен и не обеспечивает устойчивого преимущества по всей системе критериев	Точечное применение или доработка параметров проекта
Менее 30	Низкий	Совокупный эффект недостаточен для стратегического приоритета	Отказ от реализации либо пересмотр конфигурации решения

Источник: составлено автором по материалам исследования

Таблица 3 - Направления проявления синергетического эффекта при реализации проекта в ресурсной отрасли

Уровень оценки	**Основное направление эффекта**	**Форма проявления результата**
Компания	Повышение инвестиционной привлекательности проекта	Улучшение проектных и стратегических параметров развития компании
Смежные отрасли	Рост спроса на продукцию переработки, логистики, инфраструктурных и сервисных сегментов	Формирование дополнительных межотраслевых цепочек стоимости
Регион	Расширение экономической базы территории и усиление связанности хозяйственного пространства	Рост налогового потенциала, занятости, инфраструктурной освоенности
Государство	Укрепление экономической безопасности и повышение обоснованности отраслевых приоритетов	Формирование оснований для селективной государственной поддержки

Как видно из таблицы 3, предложенный подход ориентирован не на оценку изолированного инвестиционного результата, а на выявление совокупного эффекта, распространяющегося на несколько уровней экономической системы. Именно это позволяет использовать его при выборе приоритетных направлений развития ресурсных отраслей и при обосновании решений о государственной поддержке.

Практическая значимость подхода состоит в том, что он позволяет сопоставлять альтернативы не только по величине локального экономического результата, но и по способности формировать устойчивые межотраслевые, региональные и государственно значимые эффекты. Тем самым синергетический эффект рассматривается как самостоятельный критерий стратегического отбора, особенно в условиях высокой капиталоемкости, территориальной удаленности и инфраструктурной ограниченности ресурсных проектов.

С методической точки зрения предложенный подход расширяет возможности стратегического анализа, поскольку позволяет учитывать не только прямую коммерческую

эффективность, но и вклад проекта в развитие межотраслевых цепочек стоимости, территориальной устойчивости и экономической безопасности. Для ресурсных отраслей, развитие которых тесно связано с инфраструктурой, экспортом, логистикой и бюджетными поступлениями, такой подход представляется особенно востребованным.

Выводы

Предложенный методический подход позволяет формализовать оценку синергетических эффектов развития ресурсных отраслей на основе многоуровневого анализа последствий на уровнях компании, смежных отраслей, региона и государства. В отличие от подходов, ориентированных преимущественно на локальную коммерческую эффективность, он обеспечивает учет совокупного эффекта, возникающего в системе межотраслевых и территориальных связей.

Ключевым инструментом отбора стратегических альтернатив в рамках подхода выступает интегральный показатель синергетического эффекта d_i, дополненный критерием ресурсоемкости. Такое сочетание позволяет ранжировать альтернативы не только по ожидаемому экономическому результату, но и по устойчивости их реализации в условиях инфраструктурных, ресурсных и финансовых ограничений.

Использование предложенного подхода позволяет выявлять направления развития, формирующие наибольший совокупный эффект и создающие предпосылки для усиления межотраслевой кооперации, расширения региональной экономической базы и повышения обоснованности мер государственной поддержки. Это позволяет рассматривать синергетический эффект как самостоятельный критерий стратегического выбора в ресурсных отраслях, особенно при реализации проектов на удаленных и капиталоемких территориях.

Практическая ценность разработанного подхода состоит в возможности его применения органами государственного управления, компаниями ресурсного сектора и экспертными структурами при выборе приоритетных направлений развития и формировании механизмов селективной поддержки. В условиях высокой неопределенности внешней среды использование такой оценки повышает качество стратегических решений и способствует более устойчивому развитию ресурсных отраслей.

Список использованных источников

1. Дебердиева, Е. М. Кластеризация инфраструктурных проектов - элемент системного моделирования стратегического развития газодобывающего бизнеса: теоретико-методологический подход / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Экономические науки. – 2025. – № 243. – С. 210–225.

2. Дебердиева, Е. М. Методический подход к выбору стратегических альтернатив развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях Арктической зоны Российской Федерации / Е. М. Дебердиева, А. Н. Шорохов // Экономика, предпринимательство и право. – 2025. – Т. 15, № 3. – С. 1893–1916.

3. Шорохов, А. Н. Состояние ресурсной базы и предпосылки развития газодобывающего бизнеса в Арктической зоне Российской Федерации / А. Н. Шорохов // Экономические науки. – 2024. – № 231. – С. 361–369.

4. Тонышева, Л. Л. Системная модель конструирования стратегии развития газодобывающего бизнеса на отдаленных территориях / Л. Л. Тонышева, А. Н. Шорохов // Теория и практика общественного развития. – 2024. – № 1(189). – С. 87–94.

5. Широва, А. А. Оценка мультипликативных эффектов в экономике: возможности и ограничения / А. А. Широва, А. А. Янтовский // ЭКО. – 2011. – № 2. – С. 22–39.

6. Портер, М. Конкурентное преимущество: как достичь высокого результата и обеспечить его устойчивость / М. Портер. – Москва, 2016.\

УДК 930.1

ЧТО МОЖНО СЧИТАТЬ ТЕОРИЕЙ В ИСТОРИЧЕСКОЙ НАУКЕ: ФИЛОСОФСКИЙ ВЗГЛЯД НА ПРОБЛЕМУ

Р.Н. Юсупов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, к. филос. н. доцент)
Д.Д. Кумушбаев
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БМП-25-11)
Е.С. Забродин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. гр. БГР-25-12)

Аннотация. Что считать исторической теорией? Сегодня чаще всего теоретизирование в данной области знания сводится либо к выяснению методов исследования, либо к обнаружению неких исторических закономерностей. Однако наличие закономерностей в истории, то есть повторение событий говорит об отсутствии извлечённого опыта, а метод – это всего лишь инструмент и он предназначен для выстраивания собственно теории.

Ключевые слова: историческая наука, теория, закономерность, духовный опыт, современность.

UDK 930.1

WHAT CAN BE CONSIDERED A THEORY IN HISTORICAL SCIENCE: A PHILOSOPHICAL VIEW OF THE PROBLEM

R.N. Yusupov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)
D.D. Kumushbaev
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BMP-25-11)
E.S. Zabrodin
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr. BGR -25-11)

Abstract. What is considered a historical theory? Today, most often, theorizing in this field of knowledge is reduced either to clarifying research methods or to discovering certain historical patterns. However, the presence of patterns in history, that is, the repetition of events, indicates the absence of lessons learned, and the method is just a tool and it is designed to build the theory itself.

Keywords: historical science, theory, regularity, spiritual experience, modernity.

Our principled position is that theory in historical science is not only possible, but also extremely necessary, but it will not be possible to build it without referring to philosophical sources [19, p. 952]. It is clear that by theory we must mean a certain quintessence of the events described. And here the historian runs the risk of making a substitution that is already familiar to representatives of the natural sciences, when a collection of patterns is presented as a theory [20, p. 57]. In historical science, this substitution leads to a paradoxical situation. Indeed, we call a pattern a recurring part of a certain chain of events, but history tends to repeat itself precisely when we do not learn its lessons well [10, p. 773].

In other words, a recurring story may indicate that there is rather a negative historical experience [2, p. 86]. However, the approach described above, characteristic of the so–called "materialistic" historical science, can be considered a negative experience and even a misunderstanding, which resulted in a striking coincidence of the main features of the two revolutions - the second half of the 18th century in France and the first half of the 20th in Russia. In our opinion, it is possible to break out of this vicious circle only by firmly adhering to the attitude

that the main thing in history is not its recurring moments, but rather a unique concatenation of events [6, p. 332].

In this regard, N. Berdyaev's criticism of so-called historicism is interesting, as a certain general point of view on culture, which arises in the "enlightenment" era, along with the birth of historical science. There is not an identity between historicism and the "historical", but a huge difference and even an opposite, the philosopher writes [5, p. 1372]. In an effort to build the science of history on the model of natural science, as a rule, they focus on recurring historical phenomena, while eliminating everything individual. But such a "scientific" theory, which seeks to establish the laws of history, is actually impossible and usually results in an empty and dead discipline [8, p. 51].

The main feature of all "historical" is its uniqueness and uniqueness, and the latest representatives of epistemology, such as, for example, Rickert, quite rightly questioned the very possibility of the laws of history [13, p. 110]. The greatest difficulty in comprehending history, Berdyaev notes, is the mystery of the individual, which, as it seems, defies reasonable explanation, does not fit into any schemes and overturns every plan. Here it is necessary to follow the opposite path to that followed by all-destructive historical criticism or historicism prone to generalization. The true path of the philosophy of history is the path to establishing the deepest and most concrete connection between human fate and history [7, p. 239].

In order to penetrate the mystery of the "historical", we must first comprehend history as our own, as our history and destiny. It is necessary to endure one's spiritual destiny in all great historical epochs, to recognize one's spiritual past, culture, and homeland in them [1, p. 69]. Only such a mind, Berdyaev believes, will be true, enlightened and enlightening, capable of comprehending the inner light inherent in each of the epochs. Only in this way can one join the inner mystery of the "historical", discover the greatest spiritual destinies of mankind, truly know the historical movement and connect one's inner individual destiny with the fate of world history [14, p. 19].

Hardly anyone will object to the thesis that one of the main functions of the historical discipline we teach is edifying. When we get acquainted with historical material, we can find examples of positive historical deeds that can serve as a role model for what we associate with goodness. For example, heroic deeds [18, p. 211]. At the same time, we can find examples in history of what should not be done, what we identify as a crime or a negative historical experience. In this regard, we can talk about the moral dimension of historical science. And here it is impossible to do without philosophical deepening [9, p. 235].

Kant noted that our preference for goodness has no basis or reason in the world around us, it does not occur in accordance with the laws of this world. "If you don't do good, you won't get evil" is a common formula (and in fact "anti-morality") of the layman, whose consciousness is closed to the values of the reality around us. Consequently, our very ability to make moral judgments suggests that there must be something else besides this world [4, p. 6]. In this regard, we find M.K. Mamardashvili's interpretations of human consciousness interesting.

The philosopher understands by consciousness or reason not only thinking or the work of the intellect, but above all the concentration of all the inner forces of a person, in which it is possible to transcend oneself as just a being of the world around us, "opening a person," as S. Khoruzhy writes about it. In terms of modern European philosophy, this act can be described by terms such as "transcendence" or "existence" [4, p. 7]. For Mamardashvili, the "event of consciousness" is fundamentally important, in which an individual, overcoming his "naturalness", passes into some new state, experiences, according to Socrates, a "rebirth" [11, p. 90].

How this happens remains a mystery, but what is particularly important here is that the ultimate moral and intellectual effort is not a continuation of one's own natural forces; it is not conditioned by the laws of this world and somehow falls out of the natural chain of cause and effect [4, p. 7]. Most often this state is called a spiritual experience, and experiencing his, the person is irreversibly changing. However, this is not all: along with a person, his world also changes. As G.S. writes: Kiselyov, there is a break in the natural course of things, as a result of which something completely new appears – a man-made and specifically human reality. It appears as if on top of the

world around us; before it did not exist and, most importantly, according to the laws of this world, it could not even appear [4, p. 7].

It was this reality that N. Berdyaev gave the status of historical, calling it a "special kind of reality" or a "special stage of being" [1, p. 20]. Thus, humanizing his world, a person does not just exist, but lives his life, creates his own unique destiny. According to Mamardashvili, it is only by performing such acts of consciousness that we truly exist, live a genuine life, and are not deceived by appearances. Only in this case does a person come true, and in this sense, any human life is a difficult test, the outcome of which cannot be considered predetermined [4, p. 8].

Here it is important to reflect on the connotations that H.G. Gadamer finds in the terms "event" and "modernity" that are familiar to us. On the one hand, the philosopher argues, historicity, that is, the conditioning of place and time, and hence the "situation" in which a person finds himself, is a fundamental characteristic of his being [15, p. 159]. This means that the possibility of assuming the position of a supra-temporal, non-historical subject is nothing more than an illusion of consciousness. However, according to Gadamer, it would be naive to believe that historical existence can be captured in our usual conceptions of history as a simple sequence of moments or a line leading from the "past" through the "present" to the "future." [12, p. 961]

Indeed, it is difficult for ordinary consciousness to do without the habitual separation of what has already happened, i.e. history, from what is happening here and now, i.e. modernity. However, the essence of a historical phenomenon can reveal itself only when we understand history as something that is still happening, and it is happening to us. In this sense, modernity (modernity, i.e. living together in time) can be understood as the simultaneity of the past (i.e., what was "then") and the present (i.e. what is happening "now") and is described using the term "event" (co-existence, i.e. co-existence) [16, p. 92].

Thus, an event, according to Gadamer, is not a point lost in the vast expanses of historical reality, but it is also not a place where the past and present simply merge together. An event is a way of being the past in the present, or the presence of history in the present [3, p. 34]. Genuine understanding is at the same time the effect of historical experience, or the tradition in which our historical existence is rooted. In this case, the interpretation of the text can appear as a moment of its "effective history," and thus as a link in the "fulfillment of tradition." [17, p. 95]

Список использованных источников:

1. Бердяев Н.А. Смысл истории. Париж: YMCA-PRESS, 1969. – 205 с.
2. Васильева Э.Р. Интернационализация высшего образования и создание единой образовательной платформы: взаимодействие в поликультурной среде, как основной аспект межкультурной и социальной коммуникации / Э.Р. Васильева, Л.З. Самигуллина, Е.В. Дмитриева // Проблемы современного педагогического образования. – 2019. - № 65-2. С. 85-87.
3. Васильева, Э. Р. Иностранный язык как глобальный феномен и эффективное средство формирования поликультурной компетентности студентов технического вуза/Э. Р. Васильева//Kant.–2018.–№1(26). – С.31-36.
4. Киселёв Г.С. Как говорить о смысле истории? // Вопросы философии. 2016. № 5. С. 5–14.
5. Mukhametshin, V.Sh., Tyncherov, K.T., Khuzina, L.B. Method to control and correct telemetry well information in the basis of residue number system / V.Sh. Mukhametshin, K.T. Tyncherov, L.B. Khuzina // Journal of fundamental and applied sciences. 2017, vol. 9, № 2S, P. 1370-1374
6. Мухтасарова Э.А. National Associations as Actors of Social Management in Modern Russia (on the Example of the Republic of Bashkortostan) / Э.А. Мухтасарова // Advances in Economics, Business and Management Research: Proceedings of the International Session on Factors of Regional Extensive Development (FRED-2019). - 2020. - Vol. 113. - P. 331-334. - DOI 10.2991/fred-19.2020.67

7. Мухтасарова Э.А. Formation of Regional and Civic Identities in Modern Russia Through Activities of National-Cultural Associations Taking the Republic of Bashkortostan as an Example / Ф.Г. Сафин, Э.А. Мухтасарова // Advances in Social Science, Education and Humanities Research: proceedings of the International Scientific Conference on Philosophy of Education, Law and Science in the Era of Globalization (PELSEG 2020). - 2020. - Vol. 447. - P.237-240. - DOI 10.2991/assehr.k.200723.049

8. Поляков А. Ю. Адаптивная и оздоровительная физическая культура в жизни студента / А. Ю. Поляков, Э. Р. Валиев // Актуальные вопросы высшего образования – 2021: материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 48-52.

9. Поляков А. Ю. Роль прикладной физической культуры в физическом воспитании / А. Ю. Поляков // Физическая культура и спорт в системе высшего и среднего профессионального образования: материалы IX Международной научно-методической конференции, посвященной году науки и технологий / отв. ред. Н. А. Красулина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 233-236.

10. Поляков А. Ю. Электронная образовательная среда и дистанционные технологии в преподавании дисциплины / А. Ю. Поляков, М. И. Маколкин // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 772-774.

11. Самигуллина, Л.З. Аспекты когнитивной и идеографической характеристики как способ описания терминологической системы (на материале русского, татарского, башкирского и английского языка) / Международное научное издание Современные фундаментальные и прикладные исследования. 2013. Т. 1. № 1 (8). С. 88-93.

12. Самигуллина Л. З. Лексическое наполнение профессионального дискурса специалиста нефтегазовой отрасли / Л. З. Самигуллина // Вестник Башкирского университета. - 2012. - Т. 17. - № 2.- С. 959-962.

13. Fatkullin, I. Uncodified lexical unit s as a professional discourse component / I. Fatkullin, L. Samigullina // Материалы всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов в 2-х томах / отв. ред. К.Т. Тынчеров. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. - Т. 2. - С.108-111.

14. Степанова Р. Р. Актуальные проблемы управления на предприятиях нефтяной отрасли РФ / Р. Р. Степанова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 10. – С. 18-20.

15. Степанова, Р. Р. Организация труда и выполнение производственной программы нефтегазового предприятия / Р. Р. Степанова, З. А. Гарифуллина // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2019. – № 11-1. – С. 152-161.

16. Степанова Р. Р. Экономическая оценка эффективности проведения мероприятий по добыче дополнительной нефти / Р. Р. Степанова, Л. В. Петрова, Д. Р. Яруллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3(113). – С. 89-94.

17. Шайдуллина Р.М. Модель проектирования системы экономической социализации будущих инженеров /Р.М.Шайдуллина, А.Ф. Амиров,// Сибирский педагогический журнал. – 2014. - №4. – С. 91-96.

18. Шайдуллина Р.М. Применение кейс-технологий при изучении экономических дисциплин в техническом вузе / Р.М. Шайдуллина // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т.10. - №3.– С. 209-214.

19. Юсупов Р. Н. Маршал К.К. Рокоссовский: слагаемые победы / Р. Н. Юсупов, О. А. Мелехова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 949-953.

20. Юсупов Р. Н. О беззаботной весёлости Демокрита / Р. Н. Юсупов, И. З. Хатмуллина // Актуальные вопросы высшего образования – 2020: материалы Всероссийской

научно-методической конференции (с международным участием) / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 55-59.

СЕКЦИЯ «АРИХИТЕКТУРА ЛИЧНОСТИ В МИРЕ ТОЧНЫХ НАУК»

УДК 622.276

НАЧАЛЬНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ТВОРЧЕСТВО СТУДЕНТОВ КОЛЛЕДЖА

М.М Гатин
(преподаватель специальных дисциплин Камского строительного колледжа имени Е.Н.Батенчука, город Набережные Челны)

Аннотация: Обеспечение глубоких и прочных знаний у студентов является организация их учебной деятельности с применением полученных знаний на практике. Лучше один раз потрогать руками, чем много раз услышать. Научить студентов применить знания и навыки в своих профессиональных компетенциях.

Ключевые слова: Электротехника, техническое творчество, модели, индивидуальные проекты.

UDC 622.276

INITIAL TECHNICAL CREATIVITY OF COLLEGE STUDENTS

M.M. Gatin
(teacher of special disciplines Kama Construction College named after E.N.Batenchuk, Naberezhnye Chelny)

Abstract. Ensuring deep and solid knowledge among students is the organization of their educational activities with the application of acquired knowledge in practice. It's better to touch it with your hands once than to hear it many times. To teach students how to apply knowledge and skills in their professional competencies.

Keywords: electrical engineering, technical creativity, models, individual projects.

Одним из условий обеспечения глубоких и прочных знаний у студентов является организация их учебной деятельности с применением полученных знаний на практике. Общей компетенцией №1 является понимание сущности и социальной значимости своей будущей профессии, проявление к ней устойчивого интереса.

Творческая работа, предлагаемая студентам в процессе обучения - это работа, требующая от студентов мыслительных и практических действий на основе законов и методов физики, направленных на овладение знаниями по дисциплине и на развитие мышления обучающихся.

«Лучше один раз потрогать руками, чем много раз услышать», а еще лучше самому собрать действующие приборы, установки.

На уроках электротехники после прохождения тем практической направленности можно предложить студентам собрать по схеме или самим придумать схемы действующих моделей тех или иных электротехнических устройств.

Неоценима роль этого процесса в овладении умениями и навыками познавательного и практического характера.

Развитие творческого технического мышления и самостоятельности, подготовка студентов к участию в рационализаторстве, к творческим поискам путей повышения производительности труда также возможны только при условии понимания практического значения пройденного материала.

Важное значение имеют знание приборов, материалов как средство диагностики общего умственного развития и специальных способностей студентов. Их решение имеет большое воспитательное значение, так как с помощью таких заданий можно познакомить студентов с достижениями науки и техники; воспитать трудолюбие, настойчивость, волю, характер, целеустремленность.

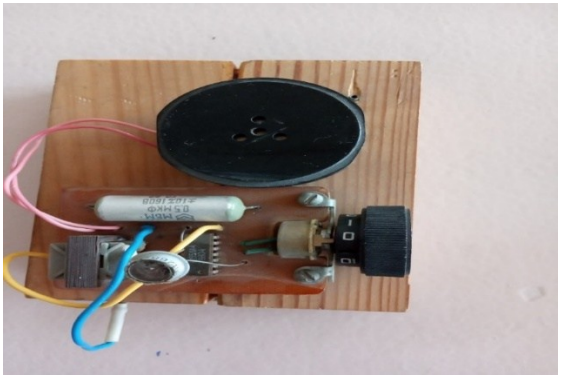
Сегодня стоит одна из сложнейших педагогических проблем – научить студентов применить знания и навыки в своих профессиональных компетенциях. С целью вызвать интерес студентов в профессиональных учебных заведениях, нужно больше обратить внимание на задания творческого, прикладного характера, связанные с их выбранной профессией.

В процессе работы над специально подобранными заданиями практического характера у студентов развивается способность к творческой деятельности, формируются качества, необходимые будущим молодым рабочим на производстве: умение оперативно оценить обстановку и действовать самостоятельно, отыскивая оптимальное решение в каждой ситуации, способность к критическому осмысливанию, оценке и практической реализации получаемых результатов.

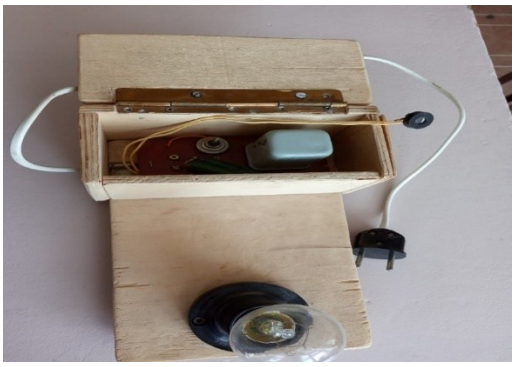
Творческая деятельность рассматривается как деятельность, способствующая развитию целого комплекса качеств творческой личности: умственной активности, смекалки и изобретательности, стремления добывать знания, необходимые для выполнения конкретной практической работы, самостоятельность в выборе и решении задачи, трудолюбие, способность видеть главное. Значит, творческая личность – это человек, овладевший подобной деятельностью.

В период очного или дистанционного обучения, актуально давать студентам индивидуальные проекты, способствующие самостоятельному осмыслению и пониманию электрических схем, выяснению типов соединений, определению назначений и принципов работы полупроводниковых устройств, трансформаторов и т.д., узнаванию практических применений различных электротехнических устройств в профессии.

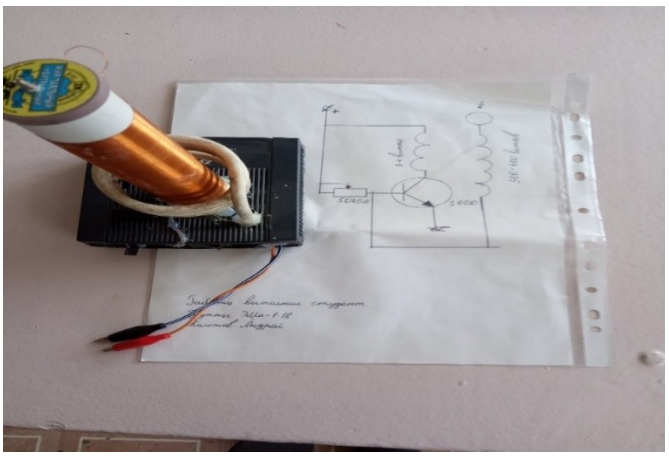
Приведены фотографии творческих работ студентов колледжа по специальности 13.01.10 Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования (по отраслям). Все представленные модели действующие.



Простейшая модель радиоприемника



Фотореле



Трансформатор Тесла

Список использованной литературы

1. Диканева О.Т. Воспитай творца / О.Т. Диканева. – Москва: Просвещение, 1993. – 159 с.

2. Кузьмина Е.П. Профессиональная направленность преподавания физики в СПО / Е.П. Кузьмина // Молодой ученый. – 2019. - №37 (275). – С. 144 -146

3 . Наумов В.П. Творческо-конструкторская деятельность: учебное пособие / В. П. Наумов. – Москва: ФЛИНТА, 2-е изд., испр., 2019. – 183 с.

4. Чебанная И.А. Формирование профессиональных компетенций выпускников колледжа / И.А. Чебанная // Автореферат. - 2017.

5.Материалы из ютуб и рутуб [рубрика «Сделай сам»]

6. Интернет - ресурсы.

УДК 622.276

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ «ЭКОНОМИКА И БУХГАЛТЕРСКИЙ УЧЕТ (ПО ОТРАСЛЯМ)»

М.З.Кабирова

(ГАПОУ « Чистопольский сельскохозяйственный техникум имени Г.И.Усманова» в г.Чистополь,Республика Татарстан,преподаватель)

А.А.Зиганшин

(ГАПОУ « Чистопольский сельскохозяйственный техникум имени Г.И.Усманова» в г.Чистополь,Республика Татарстан,студент гр.3290)

Аннотация. Цифровые технологии являются неотъемлемой и важной частью нашей жизни в современном мире. Они позволят будущим специалистам-выпускникам СПО быть успешными на работе, быть информированными гражданами и эффективно управлять своей информационной средой.Так, в процессе обучения по специальности «Экономика и бухгалтерский учет (по отраслям)» студенты СПО знакомятся с цифровизацией бухгалтерского учета. После завершения учебы студенты станут уверенными пользователями программы 1С для различных задач бухгалтерского учета.

Ключевые слова: Цифровые технологии, бухгалтерский учет, цифровизация, программа «1С: Бухгалтерия 8.3»

UDC 622.276

USE OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN TEACHING STUDENTS IN THE SPECIALTY "ECONOMICS AND ACCOUNTING (BY INDUSTRY)"

M. Z. Kabirova

(GAUPO "Chistopol Agricultural College named after G.I. Usmanov" in Chistopol, Republic of Tatarstan, teacher)

A.A. Ziganshin
(GAUPO «Chistopol Agricultural College named after G.I. Usmanov, Chistopol, Republic of Tatarstan, student group 3290)

Abstract. Digital technologies are an integral and important part of our lives in the modern world. They will allow future vocational school graduates to be successful in their work, to be informed citizens, and to effectively manage their information environment. Thus, in the process of studying the specialty "Economics and Accounting (by Industry)," vocational school students become familiar with the digitalization of accounting. After completing their studies, students will become confident users of the 1C program for various accounting tasks.

Keywords: Digital technologies, accounting, digitalization, 1C:Accounting 8.3 program

Профессиональное образование играет ключевую роль в подготовке квалифицированных кадров для современного рынка труда. С развитием технологий, новые тенденции и инновации проникают в сферу образования. Именно цифровизация образования является неотъемлемым процессом современного мира, который меняет подходы к обучению и управлению учебными процессами.

Внедрение цифровых технологий способствует созданию более эффективных условий обучения, развитию критического мышления и умения применять информационные ресурсы в повседневной жизни. В условиях стремительного развития цифровых технологий цифровая грамотность становится не просто важным аспектом получения специальности и профессии в СПО, но и обязательным условием эффективной работы в дальнейшем.Формирование цифровой грамотности студентов СПО осуществляется наиболее эффективно, когда обеспечивается максимальная интеграция учебной и внеучебной деятельности учащихся, поэтапное развитие всех компонентов цифровой грамотности в процессе обучения в колледже или техникуме. Цифровая грамотность -это набор знаний и умений, которые необходимы для безопасного и эффективного использования цифровых технологий и ресурсов интернета.Развитие навыков цифровой грамотности у студентов среднего профессионального образования (СПО) — важная задача, так как система СПО ориентирована на подготовку специалистов, способных эффективно функционировать в условиях цифровой экономики, использовать современные информационно-коммуникационные технологии и адаптироваться к постоянно изменяющейся профессиональной среде. Основными задачами обучения цифровой грамотности студентов являются:владение компьютером и основными программами,использование электронных ресурсов и онлайн-инструментов, искусственного интелекта,создание и редактирование мультимедийных материалов, критическое мышление и информационная грамотность,безопасность в сети и защита данных.

Цифровая компетентность не только обеспечивает возможность получения информации, но и развивает способность аналитически мыслить, адекватно реагировать на онлайн-опасности, создавать материалы. Навык результативно применять технику обязателен для обучения, занятости и индивидуального роста. Для стимуляции цифровой компетентности студентов СПО необходимо применять различные приемы: интеграцию цифровых технологий в образовательный процесс, а именно использование проектирования цифрового контента обучающимися. В то же время педагоги должны создать для этого условия,а именно: создание положительной мотивации; учет закономерностей развития и индивидуальных особенностей учащихся; использование разнообразного цифрового контента и электронных ресурсов; применение в учебном процессе интерактивных технологий,подготовка обучающихся к цифровому миру, и др. Перспективами дальнейших исследований может быть разработка конкретных методик использования электронных ресурсов и цифровых инструментов для развития цифровой грамотности и ее отдельных компонентов у обучающихся в соответствии с получаемой специальностью в СПО.

Так, в процессе обучения по специальности «Экономика и бухгалтерский учет (по отраслям)» студенты СПО знакомятся с цифровизацией бухгалтерского учета, которая способствует тому, что любой аспект хозяйственной деятельности вносится в регистр (базу данных) в виде комплекса реквизитов, среди которых фигурируют реквизиты счетов, дебета и кредита. По мере возрастания числа реквизитов, например, аналитических счетов, счетов бухгалтерского учета, управленческой и иной информации, весь информационный массив удобнее обобщить, систематизировать и представить для применения в формате, отличном от того, который достигается при ручном внесении данных.

Студенты учатся работать в программе «1С:Бухгалтерия 8.3» — осваивают ключевые операции, с которыми сталкивается бухгалтер в повседневной работе. Среди множества инструментов, доступных для автоматизации бухгалтерских процессов, система 1С занимает особое место благодаря своей универсальности и адаптивности. Она предоставляет бизнесу необходимые функции для управления финансами, складом, производственными процессами и другими ключевыми аспектами, позволяя улучшить общую эффективность. С помощью этого программного обеспечения можно осуществлять бухгалтерский, управленческий, кадровый, финансовый учет и решать множество других задач. Прикладные решения «1С» называются конфигурациями и интегрируются во все деловые процессы организаций вне зависимости от их масштаба и структуры. Важная особенность этого программного обеспечения — гибкость и открытость, существует возможность собрать решения для любой отрасли бизнеса и оптимизировать код, если он не подходит изначально.

После завершения учебы студенты станут уверенными пользователями программы 1С для различных задач бухгалтерского учета. Обучение включает основы бухгалтерского учета, настройку программы создание отчетов, автоматизацию работы с документами. Автоматизированная программа ведения бухгалтерского учета «1С:Бухгалтерия 8.3» поможет освоить налоговую отчетность, принципы формирования и анализа финансовой отчетности.Студенты изучая теорию по бухгалтерскому учету, применяют знания на практике. Они освоят автоматизацию рутинных данных и эффективное создание отчетов для карьерного роста в будущем.

Для эффективного обучения и повышения квалификации обучающихся в СПО используются разнообразные цифровые инструменты и технологии: электронный документооборот (ЭДО), технология блокчейн, большие данные и т.д. Информационные технологии настолько шагнули вперед, что помимо онлайн-сервисов, сегодня существуют целые решения и системы, «заточенные» под задачи бухгалтерии. Они помогают на всех этапах — от подготовки и отправки электронной первички контрагентам до интеллектуальной обработки входящих документов.

Цифровые технологии являются неотъемлемой и важной частью нашей жизни в современном мире. Они позволят будущим специалистам-выпускникам СПО быть успешными на работе, быть информированными гражданами и эффективно управлять своей информационной средой. Поэтому, развивая навыки цифровой грамотности у студентов СПО, педагоги прививают необходимые умения для успешной адаптации к современной цифровой реальности.

Список использованных источников:

1.Евсюкова О.В., Юрьева О.А. Роль и значение бухгалтерского учета в условиях цифровой экономики // Молодой исследователь Дона. 2019. №6 (21). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/rol-i-znachenie-buhgalterskogo-ucheta-v-usloviyah-tsifrovoy-ekonomiki (дата обращения: 15.03.2026).

2.Корабельщиков, И. Б. Проблемы и перспективы развития бухгалтерского учета с использованием современных цифровых технологий / И. Б. Корабельщиков // Центральный научный вестник. — 2018. — № 22S (63S). — С. 26-27.

3. Молчанова Е.В. О плюсах и минусах цифровизации современного образования // Наука в образовании. -2019. - № 64-4. - С. 133-135.

4. Самохина М.А. Цифровая трансформация образования как новая возможность развития традиционного образования // Инновационные проекты и программы в психологии, педагогике и образовании. Сборник статей международной научно практической конференции. - Уфа, 2020. - С. 102-108.

УДК 37.013.42

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИЧНОСТНОЙ ТРАЕКТОРИИ СТУДЕНТА В МИРЕ ТОЧНЫХ НАУК: ОТ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ САМОСТОЯТЕЛЬНОСТИ

М. Р. Карюк

(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. РДТ9-25-12)

Аннотация. В статье рассматривается формирование личности студента в пространстве точных наук как целенаправленный процесс, включающий когнитивный, ценностный и деятельностный компоненты. Показано, что устойчивый образовательный результат достигается при сочетании фундаментальной математической подготовки, проектной работы и регулярной рефлексии. Выделены ключевые педагогические условия, повышающие ответственность обучающихся за собственную образовательную траекторию: наставничество, командные форматы и практико-ориентированные задачи. Предложена модель учебного модуля, обеспечивающая переход от репродуктивного усвоения материала к исследовательскому типу мышления.

Ключевые слова: точные науки, личностное развитие, образовательная траектория, исследовательские компетенции, наставничество, проектное обучение.

UDC 37.013.42

DESIGNING A STUDENT'S PERSONAL DEVELOPMENT PATH IN THE WORLD OF EXACT SCIENCES: FROM ACADEMIC DISCIPLINE TO RESEARCH AUTONOMY

M. R. Karyuk

(Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University in the city of Oktyabrsky, student, group RDT9-25-12)

Abstract. The paper examines personality development in exact sciences as a structured educational process that combines cognitive, value-based, and activity-oriented components. It is shown that stable learning outcomes are achieved through the integration of fundamental mathematical training, project-based tasks, and systematic reflection. The study identifies pedagogical conditions that increase students' responsibility for their own educational path, including mentoring, teamwork, and practice-oriented assignments. A model of an academic module is proposed to support the transition from reproductive learning to an inquiry-based research mindset.

Keywords: exact sciences, personal development, educational trajectory, research competencies, mentoring, project-based learning.

Когда студенты приходят в технический вуз, они часто ожидают, что успех в точных науках сводится к хорошей памяти и умению быстро считать. На практике этого недостаточно. Сегодня инженеру и исследователю нужно уметь задавать вопросы, видеть ограничения модели, признавать ошибки и доводить идею до проверяемого результата. Иначе говоря, формулы важны, но без личной интеллектуальной зрелости они не превращаются в профессиональную компетентность.

Именно поэтому тема "архитектуры личности" в пространстве точных наук кажется принципиально важной. В данной работе под архитектурой личности понимается не набор абстрактных качеств, а рабочая конструкция, в которую входят самостоятельность мышления, ответственность за решение, исследовательская честность и готовность к диалогу. Такие свойства формируются не "сами собой", а через регулярную образовательную практику, где у студента есть право на пробу, ошибку и корректировку подхода [1].

Одна из самых заметных трудностей в учебном процессе — разрыв между “учебной правильностью” и реальной интеллектуальной работой. Многие обучающиеся уверенно справляются с задачами по образцу, но теряются, когда условие неполное, данные противоречивы, а ответ нельзя получить в одно действие. В этой точке особенно важно менять фокус: оценивать не только итог, но и качество рассуждения, обоснованность выбора метода и способность объяснить, почему именно так, а не иначе [2].

По нашему наблюдению, продуктивнее всего работает трехшаговая логика учебного модуля. Сначала студент получает “каркас” темы: базовые понятия, ключевые зависимости, границы применимости методов. Затем следует прикладной этап с задачей открытого типа, где нужно принимать решения в условиях неопределенности. Завершает цикл рефлексия: разбор сильных и слабых ходов, фиксация точек роста и формулировка того, что стоит изменить в следующей попытке [3].

Роль преподавателя в такой модели заметно меняется. Он перестает быть только источником готовых ответов и становится организатором интеллектуальной среды, в которой студент учится думать самостоятельно. Наставник задает темп усложнения, удерживает академические стандарты, помогает не “срезать углы” в аргументации и поддерживает исследовательскую инициативу. В результате учебный курс начинает восприниматься как личная траектория развития, а не как формальный набор тем к зачету [4].

Отдельный эффект дает работа в малых командах. Совместные инженерно-математические кейсы развивают не только предметные знания, но и культуру научного общения: умение слушать, спорить по существу, корректно критиковать и пересобирать гипотезу после замечаний коллег. Для секции, посвященной архитектуре личности, это особенно важно, потому что зрелость специалиста проявляется не только в индивидуальном результате, но и в качестве профессионального взаимодействия [5].

Оценивать продвижение студентов целесообразно по двум группам показателей. Количественные индикаторы отражают, например, долю самостоятельно принятых решений, устойчивость результатов при росте сложности и регулярность обращения к профильным источникам. Качественные индикаторы показывают глубину аргументации, уровень рефлексии, ответственность за общий итог и соблюдение норм академической этики [6].

Практическая работа с предложенным подходом в учебных группах технического профиля показывает, что у студентов заметно растет включенность и уверенность в решении нетиповых задач. Они быстрее переходят от поиска “правильного шаблона” к осмысленному выбору инструмента, лучше объясняют собственные решения и легче принимают конструктивную обратную связь. Это создает основу для перехода от учебной дисциплины к исследовательской самостоятельности.

Таким образом, личность в мире точных наук формируется на стыке содержания, педагогического дизайна и ценностей академической среды. Если обучение строится как последовательность “понял — применил — переосмыслил”, студент получает не только знания по предмету, но и устойчивую внутреннюю опору для дальнейшего профессионального роста. Перспективным направлением видится развитие цифровых инструментов, которые помогут точнее отслеживать динамику личностно-профессионального становления в проектной и исследовательской деятельности.

Список использованных источников

1. Вербицкий А. А. Компетентностный подход и теория контекстного обучения. — М.: ИЦ ПКПС, 2017. — 244 с.

2. Зеер Э. Ф. Психология профессионального образования. — Екатеринбург: РГППУ, 2019. — 480 с.

3. Кларин М. В. Инновационные модели обучения в вузе. — М.: Юрайт, 2021. — 315 с.

4. Рубцов В. В., Гуружапов В. А. Совместная учебная деятельность и развитие мышления студентов // Психологическая наука и образование. — 2020. — Т. 25, № 4. — С. 5–17.

5. Johnson D. W., Johnson R. T., Smith K. A. Cooperative Learning: Improving University

УДК 159.928.234

РАЦИОНАЛЬНОЕ И ЭМОЦИОНАЛЬНОЕ В НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ: РОЛЬ ЭМОЦИОНАЛЬНОГО ИНТЕЛЛЕКТА И СТРЕСС-МЕНЕДЖМЕНТА В ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ ШКОЛЬНИКОВ

А.Н. Максимова

(Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования «Центр детского технического творчества «Биктырыш»», педагог дополнительного образования по робототехнике, магистр УГНТУ, ИЭС)

Аннотация. В статье рассматривается взаимодействие рациональных и эмоциональных компонентов в научной деятельности учащихся. Особое внимание уделяется роли эмоционального интеллекта в процессе исследовательской работы и его влиянию на эффективность решения научных задач. Анализируются основные источники стресса, возникающие в процессе учебно-исследовательской деятельности, и методы их преодоления. Показано, что развитие навыков эмоциональной саморегуляции способствует повышению продуктивности научной деятельности и формированию устойчивой исследовательской мотивации.

Ключевые слова: эмоциональный интеллект, научная деятельность, стресс-менеджмент, исследовательская работа, когнитивные процессы, саморегуляция.

UDC 159.928.234

RATIONAL AND EMOTIONAL COMPONENTS IN SCIENTIFIC ACTIVITY: THE ROLE OF EMOTIONAL INTELLIGENCE AND STRESS MANAGEMENT IN STUDENT RESEARCH

A.N. Maksimova

(Municipal Budgetary Educational Institution of Additional Education «Biktyrysh Center for Children's Technical Creativity» teacher of additional education in robotics, magister of the UGNTU, IES)

Abstract. The article examines the interaction between rational and emotional components in students' scientific activity. Particular attention is given to the role of emotional intelligence in the research process and its impact on the effectiveness of solving scientific problems. The main sources of stress that arise during educational research activities and methods of overcoming them are analyzed. The study shows that the development of emotional self-regulation skills contributes to increased productivity in scientific work and the formation of stable research motivation.

Keywords: emotional intelligence, scientific activity, stress management, research work, cognitive processes, self-regulation.

Введение. Современная научная деятельность традиционно ассоциируется с логическим анализом, рациональным мышлением и строгими методами исследования. Однако психологические исследования показывают, что эффективность научной работы во многом зависит от эмоциональных факторов, таких как мотивация, стрессоустойчивость и способность к саморегуляции.

В исследовательской деятельности школьники сталкиваются с рядом психологических трудностей: необходимостью поиска решений сложных задач, ограниченными сроками выполнения работы, публичной защитой проекта и возможностью получения критических замечаний. Эти факторы могут вызывать стресс и снижать эффективность научной деятельности. Здесь важную роль играет развитие эмоционального интеллекта — способности человека распознавать собственные эмоции, управлять ими и учитывать эмоциональное состояние окружающих.

Цель исследования — изучить влияние эмоционального интеллекта и стресс-менеджмента на эффективность исследовательской деятельности школьников [1].

Задачи исследования:

1. рассмотреть взаимодействие рационального и эмоционального компонентов научного мышления;
2. определить роль эмоционального интеллекта в исследовательской работе;
3. выявить основные стрессовые факторы у учащихся при выполнении научных проектов;
4. проанализировать способы управления стрессом в научной деятельности.

1. Взаимодействие рационального и эмоционального в научном мышлении

Научное мышление традиционно рассматривается как процесс, основанный на логическом анализе, объективности и доказательности. Однако современные исследования в области когнитивной психологии показывают, что эмоции оказывают значительное влияние на интеллектуальную деятельность человека [4].

Эмоциональные состояния способны:

- усиливать мотивацию к исследовательской деятельности;
- стимулировать творческое мышление;
- повышать концентрацию внимания;
- влиять на принятие решений.

Чувство интереса и любознательности способствует более глубокому изучению научной проблемы, тогда как тревожность и страх ошибки могут снижать эффективность интеллектуальной деятельности. Именно поэтому рациональные и эмоциональные процессы в научной деятельности находятся в тесной взаимосвязи.

2. Эмоциональный интеллект в исследовательской деятельности

Эмоциональный интеллект представляет собой способность человека распознавать и регулировать собственные эмоции, а также понимать эмоциональное состояние других людей. В структуре эмоционального интеллекта выделяют несколько компонентов: самоосознание, саморегуляция, эмпатия, социальные навыки. Для исследовательской деятельности особенно важны самоосознание и саморегуляция, поскольку они позволяют учащемуся сохранять спокойствие в стрессовых ситуациях, конструктивно воспринимать критику и анализировать собственные ошибки [3]. Развитый эмоциональный интеллект способствует формированию психологической устойчивости, которая является важным условием успешной научной деятельности.

3. Мини-исследование стрессовых факторов в исследовательской работе школьников

В рамках данной работы было проведено небольшое исследование, направленное на выявление основных стрессовых факторов у учащихся, участвующих в научно-исследовательской деятельности [2]. В опросе приняли участие 30 школьников, занимающихся проектной и исследовательской работой в области точных наук. Участникам было предложено ответить на вопрос: «Какие факторы вызывают наибольший стресс при выполнении научного проекта?»

Результаты опроса представлены в таблице.

Стрессовый фактор	Количество учащихся	Доля (%)
Ограниченные сроки выполнения проекта	11	37%
Сложность исследовательской задачи	8	27%
Публичное выступление и защита проекта	6	20%
Страх ошибки или критики	3	10%
Большой объем информации	2	6%

Анализ результатов показывает, что наиболее значимым стрессовым фактором является ограниченность времени, что подтверждает важность навыков планирования и организации исследовательской работы.

Также значительная часть учащихся испытывает стресс из-за сложности исследовательских задач, что свидетельствует о необходимости педагогической поддержки и консультаций со стороны научного руководителя [5].

4. Методы стресс-менеджмента в исследовательской деятельности

Для повышения эффективности научной работы важно формировать у учащихся навыки управления стрессом.

Ниже будут представлены наиболее эффективные методы стресс-менеджмента:

1. Планирование исследовательской работы. Разделение проекта на отдельные этапы позволяет снизить уровень тревожности и повысить организованность.

2. Развитие навыков саморегуляции. Использование дыхательных упражнений, кратковременных перерывов и техник концентрации внимания помогает стабилизировать эмоциональное состояние.

3. Поддержка со стороны научного руководителя. Регулярные консультации и обсуждение возникающих трудностей позволяют учащимся чувствовать уверенность в своих действиях [6].

4. Формирование позитивной мотивации. Осознание значимости исследования и возможности практического применения результатов повышает интерес к научной деятельности.

Заключение. Проведённое исследование показывает, что научная деятельность школьников представляет собой процесс, в котором рациональные и эмоциональные компоненты тесно взаимосвязаны. Эффективность исследовательской работы определяется не только интеллектуальными способностями учащихся, но и уровнем развития эмоционального интеллекта. Результаты опроса показали, что основными стрессовыми факторами являются ограниченные сроки выполнения проекта, сложность исследовательских задач и необходимость публичной защиты работы. В связи с этим особое значение приобретает развитие навыков стресс-менеджмента и эмоциональной саморегуляции [7]. Формирование эмоциональной устойчивости способствует повышению продуктивности научной деятельности школьников и развитию их исследовательского потенциала.

Список использованных источников:

1. Гоулман Д. Эмоциональный интеллект. — М.: Манн, Иванов и Фербер, 2021.
2. Андреева И.Н. Психология эмоционального интеллекта. — СПб.: Питер, 2020.
3. Зимняя И.А. Педагогическая психология. — М.: Логос, 2020.
4. Селевко Г.К. Современные образовательные технологии. — М.: Народное образование, 2020.
5. Mayer J., Salovey P. Emotional Intelligence. — New York: Basic Books, 2019.
6. Csikszentmihalyi M. Creativity: Flow and the Psychology of Discovery. — New York: HarperCollins, 2018.
7. Лернер И.Я. Психология научного творчества. — М.: Наука, 2019.

УДК 37.018.57

ФОРМИРОВАНИЕ ИНЖЕНЕРНОГО МЫШЛЕНИЯ ШКОЛЬНИКОВ ЧЕРЕЗ ПРОЕКТНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ОБЛАСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ И РОБОТОТЕХНИКИ

А.Н. Максимова

(Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования «Центр детского технического творчества «Биктырыш»»,
педагог дополнительного образования по робототехнике, магистр УГНТУ, ИЭС)

Аннотация. В статье рассматриваются педагогические возможности использования моделирования, конструирования и робототехники в развитии инженерного мышления школьников. Проанализирована роль проектной деятельности как эффективного метода формирования технических компетенций в системе довузовского образования. Рассматриваются основные этапы разработки инженерных проектов и их влияние на развитие аналитического, пространственного и алгоритмического мышления учащихся. Показано, что интеграция робототехнических технологий в образовательный процесс способствует повышению мотивации школьников к изучению инженерных дисциплин.

Ключевые слова: инженерное мышление, образовательная робототехника, техническое моделирование, конструирование, проектная деятельность, STEM-образование.

UDC 37.018.57

FORMATION OF ENGINEERING THINKING IN SCHOOL STUDENTS THROUGH PROJECT ACTIVITIES IN MODELING AND ROBOTICS

A.N. Maksimova

(Municipal Budgetary Educational Institution of Additional Education «Biktyrysh Center for Children's Technical Creativity» teacher of additional education in robotics, magister of the UGNTU, IES)

Abstract. The article examines the pedagogical potential of modeling, construction, and robotics in the development of engineering thinking among school students. The role of project-based learning as an effective method for developing technical competencies in pre-university education is analyzed. The main stages of engineering project development and their influence on analytical, spatial, and algorithmic thinking are considered. The study shows that the integration of robotics technologies into the educational process increases students' motivation to study engineering disciplines.

Keywords: engineering thinking, educational robotics, technical modeling, construction, project-based learning, STEM education.

Введение. Развитие современной науки и технологий предъявляет новые требования к системе образования. В условиях цифровой трансформации общества возрастает потребность в специалистах инженерно-технического профиля, способных решать сложные технологические задачи, работать с автоматизированными системами и создавать инновационные решения [2].

Одним из наиболее перспективных направлений подготовки будущих инженеров является развитие научно-технического творчества школьников. В системе довузовского образования особую роль играют такие направления, как техническое моделирование, конструирование и образовательная робототехника [1].

Данные виды деятельности позволяют учащимся не только изучать теоретические основы инженерных дисциплин, но и применять полученные знания на практике. В процессе создания моделей и робототехнических систем школьники осваивают методы инженерного проектирования, развивают аналитическое мышление и навыки решения практических задач [3].

Цель исследования — определить педагогический потенциал моделирования, конструирования и робототехники в формировании инженерного мышления школьников.

Задачи исследования:

1. проанализировать роль научно-технического творчества в инженерном образовании школьников;
2. определить образовательные возможности моделирования и конструирования;
3. рассмотреть влияние робототехнических проектов на развитие инженерных компетенций [4].

1. Научно-техническое творчество как средство развития инженерного мышления

Научно-техническое творчество школьников представляет собой вид образовательной деятельности, направленный на создание технических моделей, устройств и проектов. Данная деятельность способствует развитию исследовательских и инженерных компетенций учащихся [5].

В педагогической практике научно-техническое творчество выполняет несколько важных функций:

- образовательную — формирование знаний в области техники и технологий;
- развивающую — развитие логического, пространственного и алгоритмического мышления;
- мотивационную — повышение интереса учащихся к инженерным профессиям;
- практическую — применение теоретических знаний при решении реальных задач.

В процессе технического творчества учащиеся проходят этапы, аналогичные этапам инженерного проектирования:

1. анализ задачи;
2. разработка технического решения;
3. моделирование конструкции;
4. сборка и программирование;
5. тестирование и оптимизация модели.

Таким образом, техническое творчество формирует у школьников системное понимание инженерной деятельности [6].

2. Моделирование и конструирование в инженерном образовании школьников

Моделирование является важным инструментом изучения технических систем. Оно позволяет исследовать свойства объектов, выявлять закономерности их функционирования и прогнозировать результаты работы. В образовательной практике применяются следующие виды моделирования:

- материальное моделирование (создание физических макетов);
- графическое моделирование (чертежи и схемы);
- компьютерное моделирование.

Конструирование же, в свою очередь, предполагает создание реальных технических объектов на основе разработанных моделей, в процессе конструирования школьники осваивают:

- принципы построения механизмов;
- основы механики и кинематики;
- способы соединения конструкционных элементов;
- рациональное использование материалов.

А также особое значение имеет развитие пространственного мышления, которое играет ключевую роль в инженерной деятельности.

3. Образовательная робототехника как интеграционная технология STEM-образования

Образовательная робототехника является междисциплинарным направлением, объединяющим знания из различных областей науки и техники [7]. Робототехнические проекты включают следующие компоненты:

- механическую конструкцию;
- электронные элементы;
- сенсорные системы;
- программное управление.

В ходе работы над робототехническими проектами учащиеся изучают основы:

- программирования;
- алгоритмизации;
- автоматизации процессов;
- обработки данных.

Особенностью данной области является интеграция различных учебных дисциплин: математики, физики, информатики и технологии.

4. Роль проектной деятельности в формировании инженерных компетенций

Проектная деятельность является одним из наиболее эффективных методов обучения в инженерном образовании. Она ориентирована на самостоятельное решение учащимися практических задач. Проектная работа предполагает:

- постановку проблемы;
- разработку технического решения;
- создание прототипа;
- тестирование и анализ результатов.

Ниже представлены основные компетенции, формируемые в процессе инженерных проектов.

Вид деятельности	Формируемые компетенции
Моделирование	пространственное мышление, техническое проектирование
Конструирование	практические инженерные навыки
Робототехника	алгоритмическое и системное мышление
Презентация проекта	коммуникативные навыки

Таким образом, проектная деятельность способствует комплексному развитию учащихся.

Заключение. Анализ в статье показывает, что моделирование, конструирование и образовательная робототехника являются эффективными инструментами формирования инженерного мышления школьников. Использование данных направлений в системе довузовского образования способствует развитию технических компетенций, исследовательских навыков и творческого потенциала учащихся [8]. Важную роль в этом процессе играет проектная деятельность, позволяющая школьникам применять знания на практике и создавать собственные инженерные решения, а развитие научно-технического творчества школьников является важным фактором подготовки будущих специалистов в области науки и технологий и способствует формированию кадрового потенциала инженерной отрасли.

Список использованных источников:

1. Беспалько В.П. Педагогика и прогрессивные технологии обучения. — М.: Педагогика, 2018.

2. Полат Е.С. Новые педагогические и информационные технологии в системе образования. — М.: Академия, 2019.

3. Селевко Г.К. Современные образовательные технологии. — М.: Народное образование, 2020.

4. Филиппов С.А. Робототехника для детей и родителей. — СПб.: Наука, 2019.

5. Ляшенко М.В. Образовательная робототехника в школе. — М.: Просвещение, 2021.

6. Papert S. Mindstorms: Children, Computers, and Powerful Ideas. — New York: Basic Books, 2020.

7. Bers M. Coding as a Playground. — New York: Routledge, 2018.

8. Кузнецов А.А. STEM-образование в современной школе. — М.: Просвещение, 2022.

УДК 004.855.6

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЫШЛЕНИЕ ЧЕЛОВЕКА: КАК ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ И БОЛЬШИЕ ДАННЫЕ ИЗМЕНЯЮТ НАВЫКИ СОВРЕМЕННОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЯ

А.Н. Максимова

(Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования

«Центр детского технического творчества «Биктырыш»», педагог дополнительного образования по робототехнике, магистр УГНТУ, ИЭС)

Аннотация. Современная научная деятельность претерпевает значительные изменения под влиянием цифровой революции. В центре нашего внимания — воздействие искусственного интеллекта, технологий обработки больших данных и цифровых платформ на когнитивные и профессиональные качества исследователей. Мы показываем, что эти инструменты не просто ускоряют научный поиск, но и фундаментально преобразуют сам процесс работы с информацией, требуя от ученых более развитого аналитического мышления. Однако такая трансформация выдвигает новые вызовы: возникает потребность в компетенциях по критической верификации данных и осознанному, этичному применению технологий. Таким образом, ключевым условием для продуктивной научной работы в XXI веке становится достижение гармоничного баланса между мощью цифровых решений и уникальными возможностями человеческого интеллекта.

Ключевые слова: искусственный интеллект, большие данные, цифровые технологии, научная деятельность, аналитическое мышление, профессиональные навыки.

UDC 004.855.6

DIGITAL TECHNOLOGIES AND HUMAN THINKING: HOW ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND BIG DATA TRANSFORM MODERN RESEARCH SKILLS

A.N. Maksimova

(Municipal Budgetary Educational Institution of Additional Education «Biktyrysh Center for Children's Technical Creativity» teacher of additional education in robotics, magister of the UGNTU, IES)

Abstract. Modern scientific activity is undergoing significant changes under the influence of the digital revolution. Our focus is on the impact of artificial intelligence, big data technologies, and digital platforms on the cognitive and professional qualities of researchers. We show that these tools not only accelerate scientific research, but also fundamentally transform the way information is processed, requiring scientists to develop more advanced analytical thinking. However, this transformation presents new challenges, such as the need for critical data verification skills and the conscious and ethical use of technology. Thus, achieving a harmonious balance between the power of digital solutions and the unique capabilities of human intelligence is a key condition for productive scientific work in the 21st century.

Keywords: artificial intelligence, big data, digital technologies, research activity, analytical thinking, professional skills.

Введение. В современную эпоху научная и образовательная сферы немыслимы без цифровых технологий, которые стали их фундаментальной составляющей. Инструменты на основе искусственного интеллекта, аналитика больших данных и другие цифровые решения кардинально трансформируют подходы к сбору, анализу и осмыслению информации. Если в прошлом учёные опирались преимущественно на печатные издания и работали с ограниченными наборами данных, то сегодня ландшафт исследований изменился до неузнаваемости. Новейшие технологии открыли доступ к обработке колоссальных информационных массивов в сжатые сроки, что позволяет выявлять скрытые закономерности и формировать точные прогнозы [4]. Такой технологический прорыв значительно обогащает арсенал научного поиска, но одновременно ставит перед научным сообществом новые вопросы. Ключевыми из них являются: каким образом цифровизация воздействует на когнитивные процессы человека и его профессиональные компетенции? И насколько трансформируется сама роль учёного в мире, где искусственный интеллект становится полноценным партнёром в исследованиях?

Цель данной работы заключается в анализе воздействия технологий искусственного интеллекта, больших данных и цифровых инструментов на когнитивные способности и профессиональные компетенции специалиста, ведущего научную деятельность.

Прогресс в области информационных технологий коренным образом изменил природу научной работы. В наши дни учёный активно применяет цифровые экосистемы для поиска релевантной информации, аналитической обработки данных и визуализации полученных результатов [1]. Среди ключевых технологий, определяющих этот сдвиг, можно выделить следующие:

- системы искусственного интеллекта;
- технологии анализа больших данных;
- специализированные научные программные комплексы;
- цифровые базы данных и электронные библиотеки.

Использование этих инструментов позволяет ускорить процесс обработки информации. Алгоритмы машинного обучения способны анализировать большие массивы данных, которые трудно обнаружить при традиционном анализе. Однако, в то же время цифровые технологии не заменяют полностью исследовательскую деятельность человека. Скорее, они выступают в роли инструмента, который помогает быстрее получать и анализировать информацию [6].

Влияние искусственного интеллекта на мышление исследователя.

Использование систем искусственного интеллекта меняет характер интеллектуальной деятельности. Одним из самых заметных изменений становится переход от простого накопления информации к её анализу и интерпретации. Раньше значительная часть времени уходила на поиск данных, а уже сегодня многие цифровые инструменты позволяют выполнять эту задачу автоматически. Получается так, что в результате исследователь может сосредоточиться на более сложных аспектах работы: постановке задач, интерпретации результатов и формировании выводов [7].

При этом важную роль начинает играть критическое мышление. Не вся информация, полученная с помощью цифровых инструментов, является полностью достоверной. Именно поэтому исследователь должен уметь оценивать источники данных, проверять результаты анализа и учитывать возможные ошибки алгоритмов. Развитие искусственного интеллекта не уменьшает роль человека в научной деятельности, а скорее меняет характер его интеллектуальной работы [2].

Большие данные и новые профессиональные навыки

Технологии анализа больших данных позволяют работать с огромными объёмами информации. Это всё открывает новые возможности для научных исследований в различных областях — от медицины до экономики, но в то же время, эффективное использование больших данных требует определённых навыков. Среди наиболее важных можно выделить:

- умение работать с цифровыми источниками информации;
- навыки анализа и интерпретации данных;
- понимание принципов работы алгоритмов;
- способность формулировать исследовательские задачи.

Кроме того, важным становится умение сотрудничать с представителями разных областей знаний. Многие современные проекты реализуются на стыке нескольких научных дисциплин, что требует развитых коммуникативных навыков и способности работать в команде [3].

Исследование отношения школьников к цифровым инструментам

Был проведён небольшой опрос, для того чтобы понять, как учащиеся воспринимают цифровые технологии в учебной и исследовательской деятельности. В нём приняли участие 28 школьников, которые занимаются проектной и исследовательской работой в области точных наук.

Участникам был задан вопрос: «Какие цифровые инструменты вы чаще всего используете при подготовке учебных или исследовательских проектов?»

Результаты опроса представлены в таблице.

Цифровой инструмент	Количество учащихся	Доля (%)
Поисковые системы и онлайн-библиотеки	12	43%
Системы искусственного интеллекта	7	25%
Программы для обработки данных	5	18%
Онлайн-платформы для совместной работы	3	11%
Другие цифровые инструменты	1	3%

Данные результаты показывают, что большинство учащихся активно используют цифровые источники информации. Однако, вместе с этим постепенно увеличивается интерес к инструментам искусственного интеллекта. Многие участники опроса отмечали, что такие технологии помогают быстрее находить информацию и лучше понимать сложные темы. Однако часть респондентов также подчеркнула важность самостоятельного анализа данных и критического отношения к полученной информации.

Заключение. Развитие цифровых технологий оказывает заметное влияние на научную деятельность и профессиональные навыки современного исследователя. Искусственный интеллект и технологии больших данных расширяют возможности анализа информации и ускоряют процесс научного поиска.

Но не стоит забывать, что роль человека в исследовательской деятельности остаётся ключевой, ведь именно человек формулирует научные задачи, интерпретирует результаты и принимает решения на основе полученных данных [5]. Поэтому, в условиях цифровой трансформации особое значение приобретает развитие аналитического и критического мышления, а также умение грамотно использовать цифровые инструменты. Равномерное сочетание технологий и человеческого интеллекта позволяет сделать научную деятельность более эффективной и продуктивной.

Список использованных источников:

1. Рассел С., Норвиг П. Искусственный интеллект: современный подход. — М.: Вильямс, 2021.
2. Гоулман Д. Эмоциональный интеллект. — М.: Манн, Иванов и Фербер, 2021.
3. Шваб К. Четвёртая промышленная революция. — М.: Эксмо, 2019.
4. Mayer-Schönberger V., Cukier K. Big Data: A Revolution That Will Transform How We Live. — London: John Murray, 2018.
5. Brynjolfsson E., McAfee A. The Second Machine Age. — New York: Norton, 2017.
6. Floridi L. Artificial Intelligence and Information Ethics. — Oxford: Oxford University Press, 2020.
7. Кузнецов А.А. Цифровая трансформация образования. — М.: Просвещение, 2022.

УДК 378.005.591

ПРОВЕДЕНИЕ ХАКАТОНА КАК СТИМУЛ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ИННОВАЦИЙ В НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Я.Р.Мусина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. МГР12-25-11)
Р.Р.Сайфуллин
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр.РДТ9-25–11)

Аннотация: В статье рассматривается проведение хакатона, его анализ. Анализируется эффективность хакатона как метода, для повышения вовлеченности и формирования профессиональных компетенций будущих инженеров. Актуальность обусловлена необходимостью подготовки специалистов, способных решать нестандартные производственные задачи.

Ключевые слова: Хакатон, проектная деятельность, решение проблем, вуз, креативный подход.

UDC 378.005.591

HACKATHON AS AN INCENTIVE FOR THE DEVELOPMENT OF INNOVATIONS IN SCIENTIFIC ACTIVITIES

I.R. Musina
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University, student of MGR12-25-11)
R.R. Saifullin
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of group RDT9-25-11)

Abstract: The article discusses the implementation of hackathons and their analysis. The article analyzes the effectiveness of hackathons as a method for increasing the engagement and formation of professional competencies of future engineers. The relevance of this topic is due to the need to train specialists who can solve non-standard production tasks.

Keywords: Hackathon, project activities, problem-solving, university, and a creative approach.

Хакатон – вид проектной деятельности, который в процессе подготовки и участия в марафоне позволяет нарабатывать целый комплекс так называемых гибких навыков, не связанных с профессиональной сферой или предметной областью, но значительно влияющих на дальнейший личностный и профессиональный рост.[1]

Целью обучения в высшем учебном заведении является подготовка конкурентоспособных специалистов, способных к поиску нестандартных решений. Креативность является важным качеством в современных условиях развития общества. Нестандартные мысли, творческий подход к любой ситуации способствуют формированию креативной личности.[2] Мотивировать обучающихся проявить свои творческие способности может педагогический хакатон.

Само проведение интересует несколько сфер: поиск специалистов. Хакатон - это прекрасный способ найти потенциальных будущих сотрудников и при этом проверить их способности во время самого мероприятия. Из-за своей скоротечности хакатон не дает продемонстрировать самые востребованные навыки на рынке труда. Нахождение решения локальных проблем компаний, вузов и многих предприятий.[3] Иногда компаниям не хватает существующих ресурсов для решения сложных задач. Компании пытаются найти нестандартное решение проблемы, чтобы сэкономить свои ресурсы.

Проверка идей: участникам предоставляется уникальная возможность проверить свои идеи и концепции в реальных условиях. Поощрение творчества: конкуренция и ограниченные сроки требуют от участников быстрого поиска нестандартных способов решения проблем и их реализации.

Ключевые виды хакатона:

- Классические – создание работающих приложений/сервисов за 24–48 часов. Цель – показать навыки, получить призы. Проводится в больших помещениях, где много людей и живого общения.
- Индустриальные – отраслевые. Решают реальные бизнес-кейсы с предоставлением данных и менторов от компаний. Например: аграрный бизнес (модель прогнозирования

урожайности).

- Социальные – для некоммерческих организций и госструктур. Направлены на помощь людям, экологию, городскую среду. Оценивается социальный эффект. Такие хакатоны могут быть направленны на решение проблем в разных сферах например: приложения для слабовидящих, системы мониторинга уровня кислорода в воздухе, телемедицинские сервисы и диагностика через ИИ.[4]

- Онлайн – полностью удалённый формат. Участники работают из дома и не тратят деньги на дорогу, коммуникация через Discord/Zoom. Снимает географические ограничения.

- Школьные – профориентация, упрощённые технологии мягкая атмосфера, обязательные мастер-классы. Основа – дать первый практический опыт, определится с будущим направлением в жизни.[5]

- Студенческие – Интерес вовлечь молодёжь в мир технологий, дать первый практический опыт, помочь определиться с будущей профессией, выявить талантливых ребят. Для компаний-партнёров — найти потенциальных стажёров. Так же применить навыки, полученные в ходе обучения, к реальным проблемам.

Перед проведением был составлен алгоритм(рис.1) он включает в себя два этапа это: подготовительный, и предподготовительный.

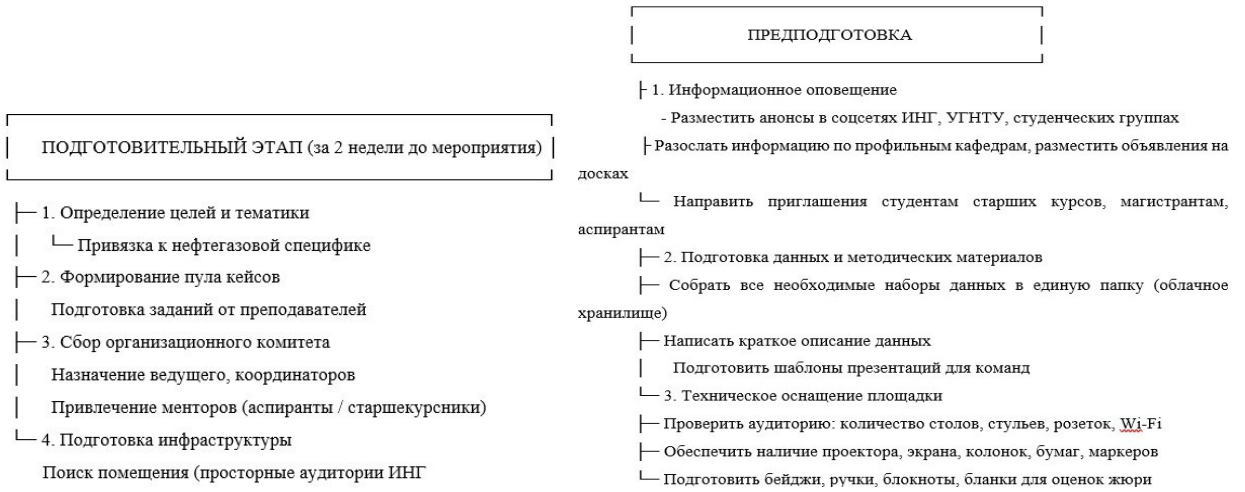


Рисунок 1 - Алгоритм проведения

Был проведен хакатон, тематика его проведения является “Модернизация, доработка заправочной станции”. Рассматривались такие проблемы как: Экология, здоровье человека, удобство процесса заправки автомобиля, предотвращение выхлопных газов, а также установка робот мойки в территории заправки.

В результате хакатона (рис.2) с группой РДТ9-25-11 было обговорено и найдено решение проблем. В первую очередь обсудили экологию, например при заправке из заправочного пистолета испаряется бензин в атмосферу, тем самым загрязняя её, ребята предложили

1. Модернизировать заправочный пистолет, сделав обратный клапан для вредных газов, что-бы они уходили обратно. Либо вариант дешевле, это добавить резиновую накладку что бы пары не уходили в атмосферу
2. Посадка деревьев вокруг заправки для синтезирования кислорода. Либо же за каждую 3 заправку давать бонусы на посадку деревьев по городу, республике либо даже стране (если это огромная сеть заправок по всей России.



Рисунок 2- Хакатон в ИНГ УГНТУ

Участники открыли для себя новый вид развития общего мышления, придумав различные интересные методы решения. Поговорив с некоторыми участниками, они сказали, что бы хотели еще такие мероприятия и им понравилось. Для себя же я понял что этот метод обучения эффективен особенно с молодежью ведь им интересно изучать что то новое. Хакатон проявил у участников и организаторов желание обучатся новому, узнавать много нового.

Сделав анализ всей информации, был сделан вывод что применение хакатона в образовательном процессе вуза может помочь устранить разрыв между теоретическими знаниями и их практическим применением благодаря инновационным методам получения и обмена знаниями в пространстве студент-преподаватель-вуз-организация. Участвуя в этой деятельности, студенты могут непрерывно развиваться в профессиональном аспекте, создавать и расширять знания с помощью независимых исследований, совмещая их с практическими навыками. Таким образом, формат хакатона является эффективным методом проектной деятельности, который необходимо внедрять в образовательный процесс вуза. Эффективность определяется несколькими факторами.

Список использованных источников

1. Мусина, Я. Р. Основные проблемы, возникающие в процессе оформления РИД и пути их устранения / Я. Р. Мусина, А. А. Гиззатуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2025 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 октября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 10-13. – EDN TWXRPP.

2. ВасильеваЛ.И., Дяминова Э.И., Филиппова Гиззатуллина, А. А. Разработка инновационной образовательной программы подготовки педагогических работников по научно-исследовательской деятельности / А. А. Гиззатуллина, А. С. Родионов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 780-784. – EDN KLTYHT.

3. Мухаметшин, В. Ш. Научно-методическая работа: инновационный подход / В. Ш. Мухаметшин, К. Т. Тынчеров, Л. С. Кулешова // Актуальные вопросы инженерного образования-2016 : Сборник научных трудов международной научно-методической конференции, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, 11 ноября 2016 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 3-30. – EDN XBAFJL.

4. Гарифуллина, Г. И. Научно-исследовательская деятельность студентов как основа

формирования профессиональных компетенций / Г. И. Гарифуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2025 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 октября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 126-128. – EDN TWVHAE.

5. Мусина, Я. Р. Программа ФСИ “УМНИК” как стартовая площадка для научно-инженерной карьеры молодых специалистов нефтегазовой отрасли в институт нефти и газа ФГБОУ во УГНТУ / Я. Р. Мусина, А. А. Гиззатуллина // Актуальные вопросы высшего образования - 2025 : Материалы Международной научно-методической конференции, Октябрьский, 24 октября 2025 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 13-16. – EDN HAKTFF.

УДК 88.911

РАЗВИТИЕ ИНЖЕНЕРНОГО МЫШЛЕНИЯ ЧЕРЕЗ КЕЙС-ИГРЫ

К.Л. Рахматуллина
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. группы РДТ9-25-11)
Руководитель А.А. Гиззатуллина
(*Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент*)
Консультант: А.Р. Мурадян
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, ст. группы ГР-22-11)

Аннотация: В статье рассматривается применение кейс-игр для развития инженерного мышления у студентов.

Актуальность обусловлена необходимостью подготовки специалистов, способных решать нестандартные производственные задачи.

Анализируется эффективность кейс-игр как метода, сочетающего анализ реальных ситуаций с игровыми механиками для повышения вовлеченности и формирования профессиональных компетенций будущих инженеров.

Ключевые слова: Инженерное мышление, кейс-метод, деловые игры, кейс-игры, профессиональные компетенции, проблемное обучение, анализ ситуаций.

UDC 88.911

DEVELOPMENT OF ENGINEERING THINKING THROUGH CASE GAMES

K.L. Rakhmatullina
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of group RDT9-25-11)
Supervisor A.A. Gizzatullina
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, Associate Professor)
Consultant: A.K. Muradyan
(Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University in Oktyabrsky, student of group GR-22-11)

Abstract: The article discusses the application of case games for the development of engineering thinking in students. The relevance is due to the need to train specialists capable of solving non-standard production tasks. The effectiveness of case games as a method combining the analysis of real situations with game mechanics to increase engagement and develop professional competencies of future engineers is analyzed.

Keywords: Engineering thinking, case method, business games, case games, professional competencies, problem-based learning, situation analysis.

Введение

Современное техническое образование сталкивается с серьезным вызовом: работодателям нужен не просто специалист с дипломом, а выпускник, способный решать нестандартные задачи в условиях неопределенности. Инженерная деятельность XXI века требует синтеза технической грамотности, креативности, логики и экономической рациональности. Традиционные лекционные методы, ориентированные на передачу готовых знаний, не в полной мере формируют системное мышление.

Цель работы: теоретически обосновать и разработать модель кейс-игры, направленной на развитие инженерного мышления у студентов технических специальностей.

Задачи:

1. Проанализировать структуру инженерного мышления.
2. Рассмотреть кейс-метод и игровые технологии.
3. Обосновать эффективность их синтеза.
4. Предложить структуру кейс-игры.

1**. Инженерное мышление**: структура и компоненты

Инженерное мышление не является врожденным — оно формируется в процессе обучения и практической деятельности. В современной науке принято выделять его четыре ключевых компонента:

1.1 **Техническое мышление** — это ядро инженерной деятельности. Оно включает понимание физической сущности процессов, умение читать чертежи и технологические схемы. Инженер с развитым техническим мышлением способен прогнозировать поломки механизмов и предлагать способы модернизации, опираясь на законы физики и механики.

1.2 Конструктивное мышление отвечает на вопрос «как это сделать?». Если техничское мышление объясняет принцип работы, то конструктивное позволяет перевести абстрактную идею в чертеж и рабочий прототип. Оно проявляется в умении выбирать материалы, обеспечивать технологичность сборки и годность изделия.

1.3 Экономическое мышление — способность оценивать затраты на материалы, энергию и труд, соотносить их с конечной ценой продукта. Современный инженер не может игнорировать стоимость разработки

1.4 Исследовательское мышление позволяет выявить проблему, выдвинуть гипотезу, спланировать эксперимент и проанализировать его результаты.

2. Кейс-игра как метод обучения системному мышлению

Для формирования комплексного мышления необходимы методы, погружающие студента в профессиональный контекст. Наиболее перспективным представляется синтез кейс-технологии и игрового моделирования.

2.1 Кейс-метод основан на изучении реальной или вымышленной проблемной ситуации. В отличие от традиционной задачи с одним правильным ответом, кейс имеет множество решений. Это развивает вариативность мышления и учит работать с информацией.

2.2 Игровые методы создают эмоционально насыщенную среду, максимально приближенную к реальности. Игра позволяет студенту «примерить» на себя профессиональную роль (главного инженера, конструктора, технолога), вступать в деловую коммуникацию и нести ответственность за виртуальное решение. Кроме того, игра снимает страх перед ошибкой, что критически важно для творческого поиска.

2.3 Синтез кейсов и игр дает гибридный формат — кейс-игру. Студенты получают описание проблемной ситуации на предприятии, но не просто обсуждают ее за столом, а проигрывают решение в динамике.

3. Разработка кейс-игры для студентов технического вуза

Предлагаемая кейс-игра «Макаронный небоскреб» ориентирована на студентов СПО и младших курсов технических вузов.

Цель игры: Развитие навыков комплексного решения производственной задачи в условиях ограниченного времени и бюджета.

Структура игры:

1. Вводная часть (кейс): Студенты получают производственную ситуацию: предприятие получило срочный заказ на выпуск партии деталей сложной конфигурации. Имеющееся оборудование позволяет выполнить заказ, но требует покупки дорогостоящей оснастки. Бюджет строго ограничен.

2. Игровой этап:

· Команды (по 5 человек) распределяют роли: Технолог ,Конструктор, Экономист, Менеджер

3. Финальный этап: Публичная защита решений. Команды представляют итоговый план действий, эскизы и экономические расчеты. Критерии оценки: техническая реализуемость, экономичность, оригинальность предложений и качество командной работы.

Заключение

Инженерное мышление представляет собой сложный синтез компонентов. Традиционные методы обучения не в полной мере способствуют их одновременному и сбалансированному развитию. Кейс-игры позволяют воссоздать в учебной аудитории контекст реальной инженерной деятельности, где техническое решение неразрывно связано с его стоимостью и организацией производства. Разработанная кейс-игра «Макаронный небоскреб» может быть рекомендована для внедрения в учебный процесс технических вузов и колледжей с целью повышения качества подготовки специалистов, способных мыслить системно, гибко и нестандартно.

Список использованных источников:

1. Власова, Е. З. Развитие инженерного мышления средствами кейс-технологий / Е. З. Власова // Современное образование: традиции и инновации. – 2023. – № 4. – С. 45-50.

2. Иванов, В. А. Кейс-игры в инженерном образовании: опыт и перспективы / В. А. Иванов, Е. П. Петрова // Высшее образование в России. – 2022. – Т. 31, № 6. – С. 112-120.

3. Смирнова, О. Б. Формирование инженерного мышления у студентов технических вузов на основе кейс-метода / О. Б. Смирнова, А. Н. Кузнецов // Педагогический журнал. – 2024. – № 1. – С. 78-86.

4. Леонтьев, Д. В. Применение игровых кейсов для развития профессиональных компетенций инженеров / Д. В. Леонтьев // Инженерное образование. – 2023. – Вып. 32. – С. 23-30.

5. Никитина, Т. А. Кейс-стади как средство развития технического мышления студентов / Т. А. Никитина // Наука и школа. – 2022. – № 3. – С. 155-162.

6. Instruction by Basing Practice on Validated Theory // Journal on Excellence in University Teaching. — 2014. — Vol. 25, No. 4. — P. 85–118.

7. Biggs J., Tang C. Teaching for Quality Learning at University. — 4th ed. — Maidenhead: Open University Press, 2011. — 389 p.

СЕКЦИЯ «ГОД ЕДИНСТВА: ОБЩАЯ ИСТОРИЯ, ОБЩЕЕ БУДУЩЕЕ»

УДК 94

ЧУВАШСКИЕ НАРОДНЫЕ ТРАДИЦИИ И ОБЫЧАИ КАК ОСНОВА УКРЕПЛЕНИЯ ДУХОВНОЙ СВЯЗИ ПОКОЛЕНИЙ

Иванова Е.Н.
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», г. Альметьевск, преподаватель)
Токранова О.Н.
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», г. Альметьевск, преподаватель)
Азизова К.Р.
(ГАПОУ «Альметьевский политехнический техникум», г. Альметьевск, студент)

Аннотация: формирование уважения и интереса к богатой культуре чувашского народа и национальных традиций, сохранение преемственности и укрепление духовной связи поколений и эпох.

Ключевые слова: культура, традиции, история народа, «Симек».

UDC 94

CHUVASH FOLK TRADITIONS AND CUSTOMS AS A BASIS FOR STRENGTHENING THE SPIRITUAL BOND OF GENERATIONS

Ivanova E.N.
(Almetyevsk Polytechnic College, Almetyevsk, teacher)
Tokranova O.N.
(Almetyevsk Polytechnic College, Almetyevsk, teacher)
Azizova K.R.
(Almetyevsk Polytechnic College, Almetyevsk, student)

Abstract: the formation of respect and interest in the rich culture of the Chuvash people and national traditions, the preservation of continuity and the strengthening of the spiritual bond of generations and epochs.

Keywords: culture, traditions, history of the people, "Simek".

Чуваши – загадочный для науки народ, они являются тюрками, но при этом ныне многие из них исповедуют христианство, а еще чуваши жили на стыке финно-угорского, тюркского и славянского мира, поэтому они являются обладателями уникальной культуры, которой нет ни у одного из соседних с ними народов[1]. Такое соседство, конечно, привело к тому, что в языке и быте отразились кусочки каждой культуры, но тем не менее сохранилось и много своего, уникального...

Начнем с того, что вплоть до начала 20 века многие чувашские села и общества были очень закрыты. При всем подчинении государству, многие вопросы хозяйства и быта решали своеобразные советы старейшин. Обычно в них входили пожилые мужчины, уважаемые в селе, но могли туда впустить и женщин, также почтенного возраста. Вообще женщина-мать в чувашской культуре имеет огромное значение. Мать называли словом "анне", её безмерно уважали не только в семье, но и в чувашском обществе. Не зря даже сейчас в столице Чувашии в самом центре стоит огромная скульптура посвященная матери[2, с.127].

Чуваши – народ в абсолютном большинстве сельский, конечно, были среди этого народа и представители купечества, но основу чуваш всегда составляли крестьяне. Каждый владеющий родным языком чуваш хоть раз в жизни слышал словосочетание «хамр ял». «Хамр ял» («Своя деревня») – это группа чувашских сел находящихся по близости. Естественно, все жители этих сел друг другу друзья, родственники, знакомые. И принадлежность к какому-либо селу у чуваш значила раньше чуть ли не больше чем ко всему народу. Традиция поддерживать близкие отношения с «хамр ял» жива до сих пор.

Одной из доживших до наших дней традиций является «ниме». «Ниме» сложно одним словом перевести на русский язык, это не праздник и не ритуал, а целое действие. Когда семья строит жилище, нужна помощь в похоронах, нужно улучшить дорогу в деревне, созывается «ниме». Но нет, в процессе «ниме» люди не только просто работали, вначале было моление, потом работа, а уже потом общий сытный обед, причем после обеда остатки еды оставляли предкам. Отказ участвовать в «ниме» сильно осуждался.

Культ предков не мог обойти стороной летний обрядовый цикл чувашского народа. «Симек» – летний праздник, проводится перед православной Троицей. Довольно сложный праздник в чувашской культуре, он означает и праздник и поминки одновременно, абсолютно у всех групп чуваш есть традиция ходить на кладбища в «симек».

После посещения кладбища нужно было веселиться. У чуваш Башкирии в «симĕк», во время возвращения с кладбища люди брались за руки и трижды обходили вокруг деревни. Этот обряд назвался «вăрăм туттăр». После чего люди собирались в середине деревни и плясали до утра. В этот же день проходили состязания на лошадях.

В чувашском доме существовали свои правила. Например, это касалось строительства помещений. Во многих семьях до середины 20 века сохранялись домашние ритуальные фигурки «йерех». Это слово также нельзя перевести на русский язык, словом «йерех» обозначают фигурку, которая служила покровителем домашнего очага у чуваш. Обычно, это была очень простая фигурка из дерева или сплава металлов в виде старца. «Йерех» символизировал прапредков жителей дома, его ставили обычно на красивое место, на полку в середине дома, эта полка была похожа на своеобразный алтарь (или что-то вроде «красного» угла у христиан). В дни поминания предков «йереху» приносили дары, обычно это был хлеб, яйца и простая крестьянская еда, ему молились и просили избавить от болезней. Интернет и литература пишут очень много разной информации об этих фигурках, я основываюсь в большей части на знания знакомых мне чувашских старожил. Возможно, понятие о «йерех» у чуваш разных групп могло отличаться, я лучше знакома с чувашами низовой группы. Как бы не изображали «йерех» он был атрибутом женского культа и передавался от матери к дочери. Ныне такие фигурки вышли из бытования. Лично я знаю историю о том, как в 30-е гг. 20 века таких «йерехов» отдавали «собиральщикам». Но что было, то было... Кто захочет что-то сохранить, тот это и сделает.

Чувашская свадьба – вещь веселая. В старые времена наряд чувашской невесты мог достигать 25 кг за счет украшений из серебра. К золоту у чуваш отношение скорее даже положительное (оно ведь «сары» - желтое, а значит красивое). Но украшений из золота не встречается, а вот из серебра полным полно[3, с.124]. Многие из невест выбирают сегодня современные модные платья, но обязательно каждая невеста дополняет свой образ каким-либо аксессуаром или ювелирным украшением, подчеркивая свою принадлежность к чувашскому народу.

Народ чуваши – это довольно многочисленный этнос. По истории их происхождения споры между историками не утихают по сей день. Одни верят, что народность является потомками болгар, другие считают, что прародителями нации было объединение савиров. Чуваши дорожат своими традициями и придерживаются их в наши дни. В переводе название этноса означает «спокойный», что на 100% отражает миролюбивый нрав народности.

Россия объединяет в своем составе: республики, края, области, автономные округа. Она занимает первое место среди всех стран в мире по площади своей территории. Где и когда бы мы с вами не находились, нас всегда окружают люди разных национальностей. В единстве и дружбе народов заключена сила и мощь России, ее территориальная и общекультурная целостность.

«Мы разные – в этом наше богатство, мы вместе – в этом наша сила!» Н.Машук

Список использованных источников:

1. Конституция Чувашской Республики (принята Государственным Советом Чувашской Республики 30 ноября 2000 г.) (с изменениями и дополнениями).

2. Михайлов В. И. Быт и нрав чуваш и их обряды, обычаи, загадки, пословицы, сказки, прибаутки, сны, приметы, речи и проч. — 1930.
3. Салмин А. К. Праздники, обряды и верования чувашского народа / Научный редактор член-корреспондент РАН С. А. Арутюнов. — Чебоксары: Чувашское книжное издательство, 2023. — 688 с.: цв. илл.
4. Народы России: чуваши [Электронный ресурс]. — URL: https://mirbiblio.ru/ns/images/library/central_city_library/Народы_России_чуваши.pdf
5. URL: https://www.rbc.ru/life/news/68d8678a9a794764f813352a

УДК 94

ОТРАЖЕНИЕ ВОЕННЫХ СОБЫТИЙ ИСТОРИИ РОССИИ В ПЕСЕННОМ ФОЛЬКЛОРЕ БАШКИР

Э.А. Мухтасарова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)
А.И. Зайлалов
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, студент гр. БМП-25-11)

Аннотация. На протяжении столетий, начиная с добровольного вхождения в состав Русского государства в XVI веке, башкиры участвовали во всех крупных военных кампаниях, которые вела страна. Это многовековое боевое братство нашло свое яркое и самобытное отражение в устном народном творчестве, и особенно — в песенном фольклоре. Опираясь на исторические песни, фольклорные записи и исследовательские работы, мы рассмотрели, как формировался этот уникальный пласт культуры и какое значение он имеет сегодня.

Ключевые слова: фольклор, батыр, культура, песенное творчество, историческая память.

UDC 94

REPRESENTATION OF MILITARY EVENTS IN RUSSIAN HISTORY THROUGH BASHKIR SONGS

E.A. Mukhtasarova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor, Candidate of Sciences)
A.I. Zaylalov
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, student gr.BMP-25-11)

Abstract. For centuries, since their voluntary incorporation into the Russian state in the 16th century, the Bashkirs have participated in all major military campaigns conducted by the country. This centuries-old military brotherhood has been vividly and authentically reflected in oral folk art, particularly in song folklore. Drawing on historical songs, folklore recordings, and research, we have explored how this unique cultural layer was formed and its significance today.

Keywords: folklore, the batyr, culture, songwriting, and historical memory.

Башкирская народная песня - это не просто музыкальный жанр, это подлинная летопись народа, его историческая память, зашифрованная в мелодиях и поэтических образах. В отличие от сухих строк официальных документов, песни передают эмоциональный настрой эпохи, горечь утрат и радость побед, воспевают героев и оплакивают павших. Военные события, в которых участвовали башкирские воины, стали одним из главных сюжетообразующих факторов этого фольклора. Рассмотрим, как ключевые военные конфликты России XIX–XX веков отразились в башкирских народных песнях, и определим их роль как хранителей исторической памяти. Уже в самых ранних

исторических преданиях и песнях, повествующих о временах присоединения к России и последующих событиях, формируется особый эпический стиль. Однако наиболее отчетливо военная тематика проявляется, начиная с XIX века, когда башкирские полки стали регулярно привлекаться к участию в общегосударственных войнах.

Ключевым событием, оставившим глубочайший след в башкирском фольклоре, безусловно, является Отечественная война 1812 года. Башкирский народ сформировал 28 конных полков, которые приняли активное участие в боевых действиях. Прославились они своей легендарной тактикой боя - стремительными атаками и меткой стрельбой из луков, за что французы прозвали их «Северными амурами» [1]. Этот образ прочно вошел в песенное творчество. Башкирские конники участвовали в ключевых сражениях, в том числе в Бородинской битве, а затем прошли с боями всю Европу и вошли в Париж. Двенадцать башкирских полков дошли до столицы Франции, став живым воплощением мужества и вклада своего народа в общую победу. Эти невиданные доселе походы, встречи с другими культурами и осознание своей роли в великих событиях породили потребность запечатлеть пережитое в песне. Песни, посвященные войне 1812 года, в башкирском фольклоре образуют отдельную и обширную группу исторических песен. Исследователи относят к ним такие произведения, как «Вторая армия» (Икенсе армия), «Эскадрон», «Рыжий конь со звездочкой на лбу», «Марш Кутузова», «Баик» и, конечно, самые знаменитые - «Любизар» и «Кахым-туря» [2]. Эти песни отличаются особым эмоциональным строем. В них сочетаются гордость за участие в великом деле, боевой задор и, одновременно, глубокая печаль о погибших товарищах. Многие из них написаны в жанре озон-кюй (протяжная песня) или кыска-кюй (короткая песня), но все они несут в себе мощный исторический и патриотический заряд. Центральное место в этом цикле, безусловно, занимает песня «Любизар». История её создания уникальна и наглядно демонстрирует механизм зарождения фольклорного произведения. Согласно башкирским преданиям, после одного из кровопролитных сражений, предположительно под Бородино, главнокомандующий русской армией Михаил Илларионович Кутузов вызвал к себе командира башкирского полка Кахыма Мурзашева (Кахым-туру). Желая отметить доблесть и отвагу башкирских всадников, Кутузов, по легенде, произнес: «Любезные вы мои башкиры, молодцы!» или «Любезные вы мои, молодцы!». Взволнованный похвалой великого полководца, командир передал эти слова своим воинам. Они же, будучи тронутыми таким признанием, мгновенно сложили песню, припевом которой стали слегка изменённые на башкирский лад слова Кутузова: «Любезники, любизар, маладис, маладис» [3]. Вскоре песня обросла новыми куплетами, в которых повествовалось о боевом пути:

И в Москве бывали мы,
И Париж видали мы,
И захватчика-француза
Хорошо бивали мы.
Любезники, любизар,
Маладис, маладис.

В другом варианте есть и грозное предупреждение:

Враг Россию взять не смог,
Получил он здесь урок:
Русский и башкир прижали —
Побежал, не чуя ног .

Другой жемчужиной башкирской исторической песни является «Кахым-туря». Её главный герой - реальная историческая личность, командир башкирского полка Кахым Мурзашев (1778-1813). Выходец из знатной семьи (из села Аюсы, ныне Стерлитамакский район), он был образованным человеком, владел несколькими языками и обладал недюжинными военными талантами. Песня «Кахым-туря» имеет совершенно иной, более суровый и трагический характер, чем «Любизар». Она повествует о герое, который прошел с боями до самого Парижа, но так и не вернулся на родину. Сюжет песни строится вокруг его

гибели на обратном пути. Это придаёт мелодии оттенок глубокой печали и скорби, которая слышна в голосах его соратников, оплакивающих своего командира:
«Он был уральским беркутом рожден:
Как беркут был он смел, горяч, как пламя.
Когда он в бой летел на скакуне,
Из-под копыт летели в небо камни…
Когда Кахым туря давал приказ,
Все верили приказу без оглядки» .

В этой песне ярко проявилась народная оценка личности героя - он не просто военачальник, а народный заступник, «уральский беркут», чья смерть стала общей утратой. Мелодия песни позже была использована композиторами в профессиональном искусстве, например, в опере «Кахым-туря». Помимо эпических сказаний о героях, война породила и походные песни, которые поднимали боевой дух солдат в долгих переходах. Одной из таких песен является «Ах, Ырымбур ҡала» («Ах, город Оренбург»). Она исполнялась башкирскими полками, когда они отправлялись на войну из Оренбурга, где располагалось командование Башкиро-мещерякского войска [4]. Эту песню называют негласным гимном башкирских воинов той эпохи. Живой интерес к башкирской музыке проявил и композитор Александр Алябьев, участник войны 1812 года [5]. Находясь в ссылке в Оренбурге в 1833-35 годах, он записывал башкирские и татарские народные мелодии, став, по сути, одним из первых нотификаторов башкирского музыкального фольклора. На основе услышанного он создал «Башкирскую увертюру» и вокальный цикл «Азиатские песни». Систематическое изучение песен об Отечественной войне 1812 года началось в XIX веке. Однако подлинно научный интерес к этой теме возник позже. Особую роль в сохранении этого пласта культуры сыграл башкирский историк и фольклорист Абубакир Усманов (1910-1982). В самый разгар Великой Отечественной войны, в 1944 году, он выпустил сборник «Башкирские конники в Отечественной войне 1812 года», куда вошли легенды и исторические песни, призванные укрепить патриотический дух народа в борьбе с новым врагом. Впоследствии песни были включены в фундаментальные своды «Башкирское народное творчество». Песенное творчество башкир, вдохновленное событиями 1812 года, представляет собой уникальное явление. Оно не просто фиксирует исторические факты, но и передает эмоциональное переживание народа, его гордость за своих сыновей, боль утрат и радость победы. Такие песни, как «Любизар», стали символом боевого братства русского и башкирского народов, скрепленного кровью в борьбе с общим врагом [6].

Первая мировая война (1914-1918) стала новым этапом в развитии военно-исторического фольклора. В отличие от победоносной войны с Наполеоном, эта война воспринималась народом как более жестокая и бессмысленная бойня. Башкиры воевали на различных фронтах, и впечатления от позиционной войны, применения нового смертоносного оружия, газовых атак нашли отражение в песнях. Тематика песен этого периода становится более мрачной и фаталистичной. Появляются мотивы предчувствия гибели, страдания в чужой земле. Характерной чертой является обилие солдатских песен, где главным героем выступает простой рядовой воин, оторванный от дома, от хозяйства. Если песни 1812 года часто имели эпический, торжественный характер, то песни Первой мировой наполнены щемящей тоской. Примером может служить песня «Третий полк», повествующая о формировании башкирских конных полков и отправке их на фронт. В ней звучит мотив прощания с родными и фатальная обреченность: многие из ушедших не вернутся:
«Өсөнсө полк китә, тиҙәр, алыҫ юлға саба, тиҙәр,
Алыҫ юлда ауыр булыр, яҡындарҙан хәбәр килер...»
(Говорят, Третий полк уходит, в дальний путь скачет,
В дальнем пути тяжело будет, но весточка от близких придет...)

Великая Отечественная война (1941–1945) стала самым масштабным событием, отразившимся в башкирском фольклоре. Война породила огромный пласт песен, как созданных профессиональными композиторами на народной основе, так и истинно

народных, авторство которых установить невозможно. В них развиваются и трансформируются традиционные мотивы [7]. На первый план выходит образ батыра-защитника. Снова, как и в 1812 году, актуализируется тема единства народов перед лицом общего врага. Однако трагизм войны здесь достигает своего апогея. Появляется огромное количество песен-плачей о погибших, песен-ожиданий (матерями, женами). Особое место занимает песня, ставшая символом проводов на фронт - «Шаймуратов-генерал», посвященная легендарному командиру 112-й Башкирской кавалерийской дивизии Минигали Шаймуратову. В песне он предстает как народный герой, отец родной для своих солдат. В ней звучит уверенность в победе и одновременно скорбное предчувствие:

«Шайморатов, йөрәгем, атыңды тот, елдәргә осра,
Ҡара юрға китте лә башҡа килмәҫкә...» (Шаймуратов, сердечко мое, держи коня, навстречу ветрам, Черный иноходец ушел, чтобы больше не вернуться...) (Генерал Шаймуратов погиб в 1943 году, и песня стала реквиемом ему и всем павшим воинам).

Песни о войне 1941-1945 годов выполняли важнейшую психологическую функцию: они поддерживали боевой дух в окопах и давали надежду тем, кто ждал в тылу. Они стали прямым продолжением многовековой традиции башкирского военного эпоса.

И сейчас, когда идет специальная военная операция, жители Башкирии демонстрируют единство и готовность защищать страну. За более чем 4 года проведения специальной военной операции более 3 тысяч уроженцев Башкирии были удостоены государственных и ведомственных наград за выполнение боевых задач. На данный момент за героизм и отвагу на поле боя 16 бойцов из нашей республики были удостоены звания Герой Российской Федерации. Некоторые из них были представлены к награде посмертно. Их подвигам, следуя традициям предков, так же посвящаются песни тем самым увековечивая память в народе. Одной из таких песен является "Батырзар" - переводится с башкирского "храбрые воины". Несмотря на то, что в песне говорится о глубокой печали расставания, она прежде всего, о надежде и вере в Победу.

Таким образом, песенный фольклор башкир является уникальным историческим источником, отражающим военную историю России на протяжении более чем двух столетий. От эпических сказаний о войне 1812 года через трагические мотивы Первой мировой войны к героико-трагедийным песням Великой Отечественной войны и Специальной Военной Операции - этот пласт народной культуры демонстрирует неразрывную связь судьбы башкирского народа с судьбой Российского государства.

Эти песни - не просто музейные экспонаты. Они продолжают жить в народной памяти, исполняются на праздниках и памятных мероприятиях, передаются из поколения в поколение. Они сохранили для нас живой голос прошлого, позволили ощутить дыхание тех эпох, когда решалась судьба страны, и понять, какой ценой давалась победа. Изучение военно-исторического фольклора помогает нам глубже понять характер башкирского народа — народа-воина, народа-труженика, верного сына нашей общей Родины - России [8].

Список использованных источников:

1. Усманов, А.Н. Башкирские конники в Отечественной войне 1812 года. Уфа, 1944
2. Галин, С.А. Башкирские народные песни и легенды об Отечественной войне 1812 года. Уфа, 1991.
3. Любизар // Башкирская энциклопедия.
4. Башкирское народное творчество. Т. 8. Песни (дооктябрьский период). Уфа, 1995 .
5. Алябьев Александр Александрович // Башкирская энциклопедия.
6. Очерки по культуре народов Башкортостана. Сост. Бенин В.Л. Уфа, изд-во: Китап, 1994 г.
7. Фоменков, М. П. Башкирская народная песня», Уфа, 1976.
8. Зайлалов ,И.И. Горловое пение как имитация музыкальных образов (на примере национальной культуры Башкирского и Тувинского этносов)// Парадигма: философско-культурологический альманах. 2010. № 15. С. 148-152.

УДК 008

ИСТОРИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЕДИНСТВА НАРОДОВ РОССИИ

И. В. Пилецкая

(Альметьевский профессиональный колледж в Республике Татарстан, г.Альметьевск, преподаватель истории и обществознания)

Аннотация. В статье исследуются исторические основы единства народов России на примере Республики Башкортостан как полиэтнического региона с многовековым опытом межкультурного диалога. Проведен анализ археологических, фольклорных и историографических источников, подтверждающих преемственность гармоничного взаимодействия тюркских, славянских и финно-угорских народов. Обосновывается вывод, что историческая практика добрососедства и взаимной экономической адаптации стала фундаментом современной российской гражданской идентичности.

Ключевые слова: единство народов, Башкортостан, межэтническое взаимодействие, исторический опыт, этнокультурный синтез, российская государственность.

UDC 008

HISTORICAL FOUNDATIONS OF THE UNITY OF THE PEOPLES OF RUSSIA

I.V. Piletskaya

(Almetyevsk Professional College Republic of Tatarstan, Almetyevsk History and Social Studies Teacher)

Abstract. The article examines the historical foundations of the unity of the peoples of Russia using the example of the Republic of Bashkortostan as a multi-ethnic region with a centuries-old experience of intercultural dialogue. The analysis of archaeological, folklore, and historiographical sources confirms the continuity of harmonious interaction between Turkic, Slavic, and Finno-Ugric peoples. It is substantiated that the historical practice of good neighborliness and mutual economic adaptation has become the foundation of modern Russian civil identity.

Keywords: unity of peoples, Bashkortostan, interethnic interaction, historical experience, ethno-cultural synthesis, Russian statehood.

Российская государственность на всех этапах своего развития опиралась на уникальный потенциал полиэтнического единства. В условиях современных вызовов осмысление исторического опыта совместного проживания народов приобретает особую значимость. Республика Башкортостан, являясь перекрестком цивилизационных путей, представляет собой наиболее показательный пример того, как вековая практика добрососедства трансформируется в устойчивую модель гражданского согласия.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью научного анализа инструментов формирования межнациональной гармонии, позволивших жителям региона сохранить самобытность культур в рамках единого гражданского пространства.

Феномен многовекового единства в Башкортостане базируется на сложившихся традициях, где ключевую роль играла не унификация, а осознанная стратегия взаимопомощи. История региона доказывает, что мирное сосуществование славянских, тюркских и финно-угорских народов стало результатом стратегии выживания и созидания, продиктованной осознанием общих интересов [4, с. 226].

В повседневной жизни народов Башкортостана этические нормы всегда ставили во главу угла уважение к соседу, что наглядно отражено в системе социально-экономического взаимодействия этносов.

Таблица 1. Этапы и механизмы гармонизации межэтнических отношений в Республике Башкортостан

Направление взаимодействия	Исторические примеры гармоничного сотрудничества	Эффект для республики
Хозяйственно-бытовое	Совместное земледелие, взаимопомощь при строительстве домов	Рост благосостояния общин
Духовно-культурное	Использование традиций в обрядах, обмен элементами быта	Формирование общерегиональной культуры
Социально-правовое	Родовые договоры о землепользовании, институты старшинства	Стабилизация гражданского согласия
Религиозное	Уважительное отношение к традициям ислама и православия	Межконфессиональный мир

Источник: Разработано автором на основании [2, с. 361]

Ярким подтверждением гармоничного взаимодействия служат топонимические легенды Башкирии, в которых история возникновения поселений зачастую связана с актами доброй воли. Местные предания повествуют о том, как башкирские старшины передавали земли переселенцам, помогая им обустроить быт [7, с. 215]. Такие действия являлись системной практикой, основанной на понимании того, что общее благополучие зависит от усилий каждого участника межэтнического диалога [4, с. 227].

Взаимопомощь в Башкортостане проявлялась в критические моменты истории. В периоды стихийных бедствий представители разных этносов всегда приходили на выручку друг другу, делясь ресурсами [7, с. 216]. Именно этот фундамент личных и общественных отношений позволил региону избежать деструктивных конфликтов и сохранить этническое своеобразие [4, с. 117].

Башкирская модель единства опирается на принцип, который за столетия стал неотъемлемой частью менталитета жителей республики: национальная культура каждого народа воспринимается здесь как органичная часть общего достояния, что является залогом реализации прав и интересов всех народов [4, с. 227]. Институциональная эволюция межэтнического согласия: опыт промышленного и аграрного синтеза

Процесс институционализации межэтнического единства в Башкортостане прошел сложную трансформацию. В отличие от многих других территорий Российской империи, в Башкортостане с середины XVIII века сложилась уникальная ситуация промышленного освоения. Строительство горнозаводских центров (таких как Воскресенский, Белорецкий заводы) привело к формированию многонациональных трудовых коллективов, где навыки башкирского населения в области освоения ресурсов и русская техническая культура вступали в продуктивный диалог. Это способствовало не только обмену производственными компетенциями, но и формированию особой социальной среды, где этническая принадлежность отходила на второй план перед профессиональной и гражданской солидарностью [8, с. 198].

Важным историческим фактом является создание сети оборонительных линий (Закамская, Исетская), которые, вопреки стереотипам о «колониальном давлении», стали инфраструктурным каркасом для межэтнического обмена.

Казачество, включенное в эти процессы, в ряде случаев выступало медиатором между башкирскими старшинами и правительственными чиновниками, способствуя правовому оформлению земельных отношений [8, с. 199]. Таким образом, взаимодействие регулировалось не только силой, но и юридическими договорами, что является показателем зрелости политической культуры региона [8, с. 200].

Социокультурная динамика региона подтверждает, что процессы взаимодействия имели архитипический характер. Анализ деятельности историко-культурных центров Республики Башкортостан показывает, что даже в условиях современной урбанизации сохранение этнокультурных кодов осуществляется через открытый диалог [2, с. 363]. Этому

способствовала гибкая политика властей, направленная на сохранение языкового и конфессионального многообразия.

Таблица 2. Роль социально-экономических институтов в формировании единства народов Башкортостана

Исторический период	Социальный институт	Механизм межэтнической интеграции
XVIII век	Горнозаводская администрация	Трудовое сотрудничество пришлого и местного населения
XIX век	Система кантонного управления	Юридическое соподчинение и совместное землепользование
XX век	Советы народных депутатов	Представительство интересов всех этносов в органах власти
XXI век	Историко-культурные центры	Программно-целевое развитие национальной культуры

Источник: Разработано автором на основании [8, с. 201-202]

Согласно материалам современных этнографических исследований, в смешанных семьях, которые в Башкортостане традиционно составляют значительную долю населения, религиозные праздники (от Пасхи до Ураза-байрама) отмечаются совместно, что подчеркивает неразрывность духовного пространства [2, с. 365].

Более того, устойчивость этой модели подтверждается отсутствием масштабных межэтнических конфликтов в периоды острых социально-политических трансформаций, например, в 1990-е годы. Высокий уровень национальной терпимости, зафиксированный в социологических опросах, свидетельствует о том, что в регионе сформировалась «синергетическая» культура [2, с. 364].

Она аккумулирует лучшие достижения различных народов, отбрасывая конфликтные элементы как «нелегковесные» и мешающие развитию системы, что является признаком высокого уровня гражданской зрелости жителей республики [2, с. 362].

Перспективы сохранения единства в эпоху глобализации

Подводя итог историческому анализу межэтнического взаимодействия в Республике Башкортостан, следует констатировать, что единство народов России базируется на глубоких цивилизационных истоках. Опыт региона доказывает, что гармоничное сосуществование славянских, тюркских и финно-угорских народов — это не статичное состояние, а постоянно воспроизводимый процесс активного этнокультурного синтеза. Анализ имеющихся данных позволяет выделить три фундаментальных столпа, на которых держится данная модель: преемственность традиций, экономическая взаимозависимость и институциональная поддержка государством многообразия [4, с. 227].

Современная ситуация в республике, несмотря на вызовы глобализации, характеризуется высоким уровнем гражданской солидарности. Исследования подтверждают, что представители различных этносов региона обладают высокой степенью взаимного доверия, а показатели доминирования над групповым эгоизмом превалируют в структуре межличностных отношений [3, с. 28].

Это свидетельствует о том, что республика успешно прошла точку бифуркации в периоды острых социальных кризисов, выбрав путь синергетического развития [2, с. 367].

Таким образом, исторические основы единства народов России в Башкортостане представляют собой сложную, самоорганизующуюся систему. В основе этой системы лежит признание ценности «чужих» традиций как части собственного культурного пространства [2, с. 368]. Опыт республики, где государственная национальная политика гармонично сочетается с низовой практикой добрососедства и взаимопомощи, является эталонным для полиэтнических регионов страны.

Таблица 3. Модель развития единства народов в условиях глобализации

Фактор влияния	Риск для этнической общности	Инструмент нейтрализации угрозы
Информационная глобализация	Утрата уникальных языковых и культурных кодов	Поддержка историко-культурных центров [2, с. 364]
Социальная мобильность	Ослабление традиционных семейных связей	Развитие институтов национальных съездов [4, с. 226]
Экономическая конкуренция	Рост социальной напряженности	Программы развития общерегиональной инфраструктуры [8, с. 203]
Ценностная трансформация	Кризис этнической идентичности	Укрепление общероссийской гражданской идентичности [3, с. 29]

Источник: Разработано автором на основании [2, с. 364-367]

Научная значимость данного опыта заключается в том, что он доказывает эффективность «мягкой» интеграции, исключающей подавление национальной идентичности. В будущем сохранение стабильности российского общества будет напрямую зависеть от способности региональных элит транслировать этот исторический опыт на новые поколения, формируя у них чувство ответственности за общую судьбу [4, с. 117]. Башкортостан сегодня является не просто субъектом Федерации, а хранителем «цивилизационного кода» дружбы народов, который определяет вектор развития всей России на десятилетия вперед.

Список использованных источников:

1. Ахметшин Б. Г. Горнозаводской фольклор Башкортостана и Урала: монография. — Уфа: Китап, 2001. — 288 с.

2. Волкова В. Б. Русско-башкирские культурные контакты как фактор динамики культуры Южного Урала / В. Б. Волкова, М. В. Кривошлыкова, А. И. Назарычева // Культура и цивилизация. — 2017. — Т. 7. — № 2А. — С. 359-368. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/russko-bashkirskie-kulturnye-kontakty-kak-faktor-dinamiki-kultury-yuzhnogo-urala (дата обращения: 15.03.2026).

3. Городецкая И. М. Межэтнические отношения русского, татарского и башкирского народов / И. М. Городецкая, М. Г. Рогов, А. Б. Блохин // Проблемы социальной психологии личности. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/mezhetnicheskie-otnosheniya-russkogo-tatarskogo-i-bashkirskogo-narodov (дата обращения: 15.03.2026).

4. Игебаева Ф. А. Опыт республики Башкортостан в укреплении межнационального согласия // Социально-политические науки. — 2014. — № 1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-respubliki-bashkortostan-v-ukreplenii-mezhnatsionalnogo-soglasiya (дата обращения: 15.03.2026).

5. Карпухин И. Е. Частушки в Башкортостане на рубеже тысячелетий (состояние, поэтика, межнациональное сотворчество): монография. – Уфа: АН РБ; Гилем, 2011. – 218 с.

6. Кузеев Р. Г. Народы Среднего Поволжья и Южного Урала: этногенетический взгляд на историю. — М.: Наука, 1992. — 347 с.

7. Кульсарина И. Г. Межэтнические связи и взаимодействия в фольклоре народов Башкортостана / И. Г. Кульсарина, Н. Г. Кульсарин // Филологические науки. Вопросы теории и практики. — 2019. — Т. 12. — № 1. — С. 213-217. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/mezhetnicheskie-svyazi-i-vzaimodeystviya-v-folklore-narodov-bashkortostana (дата обращения: 15.03.2026).

8. Кучумов И. В. Русские и башкиры в процессах межэтнического взаимодействия на Южном Урале // Genesis: исторические исследования. — 2016. — № 5. — С. 190-204. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/russkie-i-bashkiry-v-protsessah-mezhetnicheskogo-vzaimodeystviya-na-yuzhnom-urale (дата обращения: 15.03.2026).

9. Порталь Р. Урал в XVIII веке: очерки социально-экономической истории. — Уфа: Гилем, 2004. — 286 с.

10. Султангареева Р. А. Жизнь человека в обряде: фольклорно-этнографическое исследование башкирских семейных обрядов. — Уфа: Гилем, 2005. — 344 с.

11. Тарасов Ю. М. Русская крестьянская колонизация Южного Урала: вторая половина XVIII — первая половина XIX в. — М.: Наука, 1984. — 175 с.

12. Шемякин Я. Г. Европа и Латинская Америка: взаимодействие цивилизаций в контексте всемирной истории. — М.: Наука, 2001. — 390 с.

УДК 39

ТРАДИЦИИ КРЯШЕН: САМОБЫТНАЯ КУЛЬТУРА ПРАВОСЛАВНЫХ ТЮРКОВ

Л.З. Урманчева

(ГАПОУ «Колледж нефтехимии и нефтепереработки имени Н.В.Лемаева», г. Нижнекамск, Республика Татарстан, преподаватель родного языка)

Аннотация. Статья посвящена исследованию самобытной культуры кряшен — уникальной этноконфессиональной группы православных тюрков, проживающих преимущественно на территории Татарстана и сопредельных регионов России. На основе анализа этнографических данных, фольклорных материалов и исторических источников в работе рассматриваются дискуссионные вопросы происхождения кряшен, а также ключевые элементы их традиционной культуры. Особое внимание уделяется синтезу православных верований и древнетюркских (доисламских) традиций, который нашел яркое отражение в календарной обрядности. Подробно описываются такие праздники, как Нардуган, Пасха (Олы көн), Троица (Каен бэйрэме) и Петров день (Питрау), раскрывается их обрядовая специфика и семантика. В статье также анализируются особенности свадебных обрядов, поминальной традиции, символика национального костюма и кулинарные предпочтения кряшен. Статья будет интересна этнографам, историкам, культурологам, а также широкому кругу читателей, интересующихся многообразием культур народов России.

Ключевые слова: кряшены, этнос, традиции, обычаи, праздники

UDC 39

KRYASHEN TRADITIONS: ORIGINAL CULTURE ORTHODOX TURKS

L.Z. Urmancheva

(N.V. Lemaev College of Petrochemistry and Oil Refining, Nizhnekamsk, Republic of Tatarstan,Teacher of the Native Language)

Abstract. The article is devoted to the study of the distinctive culture of the Kryashens, a unique ethnoconfessional group of Orthodox Turks, living primarily in Tatarstan and adjacent regions of Russia. Based on the analysis of ethnographic data, folklore materials, and historical sources, the work examines the debatable issues of the Kryashens' origin, as well as key elements of their traditional culture. Special attention is paid to the synthesis of Orthodox beliefs and ancient Turkic (pre-Islamic) traditions, which is vividly reflected in their calendar rituals. The article describes in detail such holidays as Nardugan, Easter (Oly kön), Trinity (Kaen bäyräme), and St. Peter's Day (Pitrau), revealing their ritual specifics and semantics. The article also analyzes the features of wedding ceremonies, funerary traditions, the symbolism of the national costume, and the culinary preferences of the Kryashens. The article will be of interest to ethnographers, historians, cultural scientists, as well as a wide range of readers interested in the diversity of cultures of the peoples of Russia.

Keywords: Kryashens, ethnic group, traditions, customs, holidays.

Кряшены - уникальная этноконфессиональная группа, проживающая преимущественно в Республике Татарстан, а также в Башкирии, Удмуртии, Челябинской области и других регионах России [3]. Их культура представляет собой удивительный сплав тюркских корней, православной веры и древних дохристианских традиций [5]. По данным

переписи 2021 года, в России насчитывается около 30 тысяч кряшен, хотя сами представители народа называют цифру в несколько раз большую [3].

Кто такие кряшены? Вопрос происхождения кряшен до сих пор вызывает споры среди исследователей [2]. Согласно одной версии, предки кряшен приняли православие еще во времена Волжской Булгарии (IX-XIII века) благодаря контактам с Византией [2]. Согласно другой, более распространенной версии, кряшены сформировались в XVI-XVII веках в процессе христианизации татар Поволжья после завоевания Казанского ханства [2].

Так или иначе, кряшены говорят на особом диалекте татарского языка, в котором сохранилось много архаичных черт и практически отсутствуют арабизмы и фарсизмы, характерные для литературного татарского. При этом в их лексике присутствует слово «Алла» для обращения к Богу, а из дохристианских верований сохранилось имя верховного божества тюрков — «Тэнгре бабай» [5].

Праздничная культура кряшен — ярчайший пример того, как христианские праздники органично переплелись с древними аграрными культами и языческими традициями [5].

Зимний период у кряшен отмечен праздником «Нардуган» (от татарского — «рождённый солнцем»), приуроченным ко дню зимнего солнцестояния. Это время гаданий, ряженых и обрядовых песен. В ночь на Старый Новый год в деревнях проводили таинственное гадание «Нардуганда йөзек салу». Воду для гадания приносили из проруби, причем за ней отправлялись девушки и юноши, которые были первенцами или последними детьми в благополучных семьях. Дорогой им строго запрещалось разговаривать и оглядываться. В доме все собравшиеся опускали в воду свои кольца, загадывая желания, а самая молодая участница перемешивала их. Под пение обрядовых песен из воды поочередно доставали кольца — и каждая песня предсказывала судьбу владельцу [3].

На Рождество (Раштуа) существовал забавный обычай: дети должны были залезать под стол и «цыкать», чтобы водились куры. А молодежь в ночь перед Рождеством могла украсть у соседей сани, чтобы покататься, — утром их обязательно возвращали [3].

На Крещение (Качману) девушки и пожилые женщины собирали снег со стогов — он считался целебным и использовался для отбеливания кожи [3].

Весенний цикл открывала Масленица (Май чабу) [3]. Но главным событием весны, безусловно, является Пасха (Олы көн — «Великий день»). Подготовка к Пасхе начиналась задолго: за 3-4 недели наводили порядок в домах, но главное — соблюдали Великий пост. В Чистый четверг обязательно мылись в бане, а в котел с водой клали самые крупные монеты — для привлечения достатка [4].

Особое место в пасхальных традициях занимает Вербное воскресенье (Чыбык атнасы). Веточки вербы освящали и верили в их чудодейственную силу: они защищают дом от молнии, а если бросить вербу в огонь при пожаре — пламя быстрее погаснет. Хозяйки при выгоне скота использовали веточки вербы вместо кнута, чтобы уберечь животных от болезней. Существовал и обычай легонько стегать друг друга вербой с приговором:

«Бәрмәнчеки йомырка,

Мин сукканны онытма»

(«Вербица как яйцо, как я стукнул — не забудь») [3].

В пасхальную ночь от ворот до дверей дома землю устилали еловыми ветками — для защиты от злых сил. Одну веточку наряжали фантиками и ставили на божницу вместе с вербой и крашеным яйцом — все это хранилось до следующей Пасхи [3, 4].

Утром дети ходили по домам собирать крашеные яйца и сладости, распевая специальные песенки-колядки:

«Кыт-кыт, кыт-кытый!

Ак тавыгың кытаклый.

Хуҗалары өйдәме,

Бер күкәйне бирәме?»

(«Ко-ко-ко, белая курица кудахчет, хозяева дома, одно яйцо дадут?») [3].

Летний цикл отмечен тремя важнейшими праздниками: Семик (Симек тройсын), Троица и Петров день (Питрау) [3].

Троица у кряшен неразрывно связана с культом березы — Каен бэйрэме. В лесу выбирали две молодые березы, украшали их лентами, под корни закапывали яйца — для урожая. С особыми песнями деревья везли в село на телеге. Рубить березы доверяли молодым мужчинам, которые хотели жениться — считалось, что после этого они вступят в брак в ближайший год. Жители выходили на улицу с березовыми ветками, которыми хлестали друг друга, чтобы привлечь благополучие. В воскресенье березы срубали, проносили по всей деревне, а затем каждый житель завязывал на ветках нитки с пожеланиями, после чего ветки ломали и бросали в реку — на счастье и для вызывания дождя [3].

Питрау (Петров день, 12 июля) — пожалуй, самый почитаемый летний праздник кряшен. В нем наиболее полно проявилось переплетение православных и древних народных традиций [5]. Накануне праздника молодежь уходила в поле или на возвышенность «караулить солнышко» — всю ночь жгли костры, варили кашу, пели песни. Девушки собирали 12 цветов с 12 полей, клали их под голову и приговаривали: «Двенадцать цветов с разных полей, двенадцать молодцов! Кто суженый-ряженый, мне покажись и меня погляди!» [3]. В день праздника было принято ходить на кладбище, приносить на могилы угощение с нового урожая. В некоторых деревнях сохранился обычай приносить в жертву барана — мясо варили в больших котлах и угощались всем миром. Существовало и романтическое гадание: парень и девушка вместе плели венок на ветвях березы. Если на следующий день венок оставался целым — осенью можно было засылать сватов [5].

Свадебные традиции. Свадьба у кряшен называется «кэбен кою» и длится три дня: сначала для молодых, потом для взрослых, затем для родни и гостей. Невеста начинала готовить приданое задолго до свадьбы: вышивала полотенца, занавески, скатерти. Когда девушка выходила замуж, она украшала дом мужа своими изделиями. Особенно ценились связанные крючком занавески «кашага» с вышитыми цветами — например, подсолнухом «айбагыр». В старину на голову невесты сыпали монеты, одну из которых затем разрезали пополам в знак заключения согласия между семьями [3]. Особое значение имел головной убор невесты — «тугэрэк яулык». Это покрывало с вышитым оберегом, которое девушка носила после свадьбы в течение девяти месяцев — для защиты брака и будущего ребенка.

Поминальная традиция кряшен содержит интересный элемент, связанный с подушкой. На поминки приглашают священника, а пожилые люди в это время идут на кладбище с подушкой и читают свои молитвы. Вернувшись домой, подушку кладут на стул, ставят перед ней еду, а через некоторое время встряхивают — считается, что так душа умершего освобождается и улетает [4].

Национальный костюм: язык символов. Традиционный женский костюм кряшен состоит из длинного платья (часто красного цвета), фартука и головного убора, который четко указывает на статус женщины. Девушки до замужества заплетали одну косу и носили «калфак» — яркий или белый праздничный убор. После свадьбы волосы заплетали в две косы и надевали женский головной убор «сюрэкэ». О нем и о девичьем калфаке сложено множество народных песен [5].

Многие ошибочно путают кряшенский костюм с удмуртским, но различия хорошо видны именно в головных уборах и орнаменте. Для вышивки использовали преимущественно синие, зеленые и красные нити, изображали цветы и голубей [3].

Кулинарные традиции. Кухня кряшен отличается заметным разнообразием. В отличие от многих соседних народов, кряшены значительно чаще употребляют в пищу грибы — грузди, опята, белые. В голодные годы использовали дикорастущие растения: крапиву, щавель [3]. Особое место занимает выпечка. Традиционными считаются: - «тутыртма» — тефтели из измельченных субпродуктов, - «койка» — студень из голов и ног животных, - «бэлиш» — большой круглый пирог с мясом и картофелем, - «шишара» — обрядовая

выпечка, которую пекли к Пасхе и раздавали детям вместе с крашеными яйцами (к сожалению, эта традиция утрачивается) [3].

Сегодня кряшенские традиции бережно сохраняются и возрождаются. В селах работают этнографические музеи — например, в селе Кряш-Серда Пестречинского района Татарстана, в старинном доме купцов Максимовых-Сердинских [3].

Большую роль играют фольклорные коллективы. Ансамбль «Илтэнем» из села Ильтень-Бута более 40 лет сохраняет аутентичные песни, которые пели еще прапрабабушки нынешних участниц [3]. А детский ансамбль из Татарстана выступает даже на Дне города Москвы, исполняя композиции с использованием бытовых предметов — ведер, бельевых валиков, печных труб. С 1999 года в Мамадышском районе Татарстана возрожден республиканский праздник «Питрау», который собирает тысячи участников и стал настоящим символом кряшенской культуры [3].

Кряшены сумели пронести сквозь века свою уникальную идентичность, сохранив архаичные черты тюркской культуры и обогатив их православными традициями. Сегодня этот народ переживает новый подъем национального самосознания, и его богатейшее наследие — от свадебных обрядов до кулинарных рецептов — продолжает жить и развиваться [5].

Список использованных источников:

1. Глухов, М. С. Начало христианства среди кряшен и современные проблемы совершенствования их религиозно-нравственного сосотояния / М. Глухов // Материалы научно-практической конференции на тему «Этнические и конфессиональные традиции кряшен: история и современность / Кряшенский приход г. Казани. — Казань, 2001. — С. 109-121.

2. Исхаков Д.М. Татарская нация: история и современное развитие. Раздел «Кряшены (историко-этнографический очерк) /Д.М. Исхаков // Татарская электронная библиотека.- Режим доступа: http://kitap.net.ru/isxakov

3. Кряшены: история и культура// Глухов М. С. Цит. по: Кряшены: история и культура. — Электронный ресурс https://100tatarstan.ru/structure/profile/kryasheny-istoriya-i-kultura

4. Макаров Г. М. Кряшенский приход г. Казани // Материалы научно-практической конференции на тему «Этнические и конфессиональные традиции кряшен: история и современность». — Казань, 2001. — С. 19–44.

5. Севастьянов И. В. Кряшены: православные в тюркском мире / И. В. Севастьянов; Ин-т этнологии и антропологии им. Н. Н. Миклухо-Маклая РАН. — М.: ИЭА РАН, 2024.

УДК 004-92

КОНСТРУКЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРОБКИ ПЕРЕДАЧ

С.Р. Ахметшина
(МБОУ СОШ №22, ученица 10 класса)
А.М. Гильманова
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, доцент)

Аннотация. Проект посвящен изучению конструкции автоматической коробки передач.
Ключевые слова: АКПП, АКП, модель, Компас-3D.

UDC 004-92

DESIGN OF AUTOMATIC TRANSMISSION

S.R. Akhmetshina
(MBEI Secondary School No. 22, 10th graduate student)
A.M. Gilmanova
(Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University in the City of Oktyabrsky, assistant professor)

Abstract. The project is dedicated to the study of the automatic transmission design.
Keywords: automatic transmission, AT, model, Kompas-3D.

Введение

Прогресс в науке никогда не стоит на месте, благодаря чему люди научились создавать из простейших материалов сложнейшие механизмы. Это значительно улучшило нашу жизнь, облегчив выполнение рутинных задач. Например, в современном ритме жизни, особенно в условиях мегаполисов с бесконечными пробками, каждая минута на счету. Устаревшие механизмы, управлять которыми необходимо комбинаторно, не всегда справляются с задачей сохранить время. Именно здесь автоматическая коробка переключения передач раскрывается не просто как опция, а как незаменимый помощник в дороге. Познакомимся с этим устройством и узнаем о ее значимости в нашей жизни.

Автоматическая коробка передач (АКПП, АКП) — это тип автомобильной трансмиссии, которая самостоятельно выбирает нужное передаточное число в соответствии с режимом движения и сопутствующими факторами без участия водителя. Она является помощником, который берет на всю работу по переключению скоростей. В отличие от механической коробки передач, где водитель использует обе ноги и три педали (сцепление, тормоз, газ), в автомобиле с АКПП нужно только нажимать одной ногой на газ или тормоз и рулить. Вместо сцепления здесь работает **гидротрансформатор** — он действует как два вентилятора, направленные друг на друга: один крутит двигатель, а второй потоком масла плавно раскручивает механизм коробки, чтобы автомобиль тронулся без рывков. А вместо привычных шестеренок здесь стоит хитрый **планетарный механизм** — набор из центральной, нескольких малых и большой кольцевой шестерен. Он умеет создавать разные скорости и направления движения просто путем блокировки разных своих частей.

Основные достоинства АКПП:

1. Комфорт и простота управления;
2. Плавность хода;
3. Повышение безопасности;
4. Защита двигателя от перегрузок;
5. Улучшенная проходимость;
6. Адаптивность к стилю вождения;

7. Легкость трогания на подъем;
8. Доступность для начинающих водителей.

Актуальность проекта: стремительный рост доли автомобилей с АКПП на рынке и острой нехваткой квалифицированных специалистов для их обслуживания. Понимание принципов работы, диагностики и ремонта современных трансмиссий становится критически важным как для автовладельцев, так и для развития автомобильной сервисной индустрии.

Гипотеза: мы предполагаем, что создание **наглядного интерактивного пособия** (3D-модели), объясняющего принцип работы АКПП, позволит учащимся автошкол на 50% лучше усвоить материал по теме "Устройство трансмиссии" по сравнению с традиционным изучением по учебникам.

Цель работы: изготовить конструкцию АКПП: спроектировать, распечатать, собрать корпус, предложить идею о замене материала тормозной ленты на более практичный.

Задачи:

1. Изучить историю и разновидности АКПП;
2. Спроектировать и распечатать АКПП.

Практическая значимость проекта: модель АКПП превращает абстрактное теоретическое знание в осязаемый и понятный объект для изучения, делая процесс обучения, ремонта и продаж гораздо более эффективным.

История создания АКПП

1. Истоки и первые патенты (начало XX века)

1904 год: бразильский инженер Жозе Браз Арарипе (José Braz Araripe) и его немецкий партнер Адольф Кегресс (Adolph Kégresse) подали патент на первую в мире коробку передач с планетарным механизмом и гидравлическим управлением. Изначально она предназначалась для паровых омнибусов.

Важный вклад: их наработки позже купила американская компания **General Motors (GM)**, которая и довела технологию до ума.

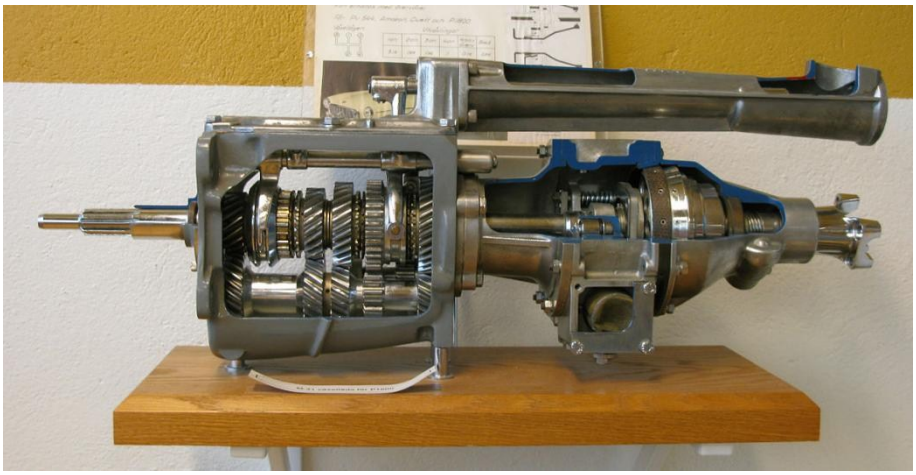


Рисунок 1 – Коробка передач 1904 года

2. Первые серийные модели (1930-е – 1940-е годы)

1939 год: «Великий перелом». Компания **General Motors** представила первую в мире массовую автоматическую трансмиссию **Hydra-Matic** для автомобилей Oldsmobile и Cadillac.

Ключевые особенности: Она использовала **гидромуфту** (более простой аналог гидротрансформатора) и планетарный редуктор с **гидравлической системой управления**. У нее было 4 скорости, а переключения задавались сложным лабиринтом каналов, клапанов и давлением масла.

1940 год: Компания **Chrysler** представила свою версию — полуавтоматическую трансмиссию **Fluid Drive**, которая использовала гидротрансформатор, но все еще требовала от водителя вручную переключать передачи (но без сцепления).

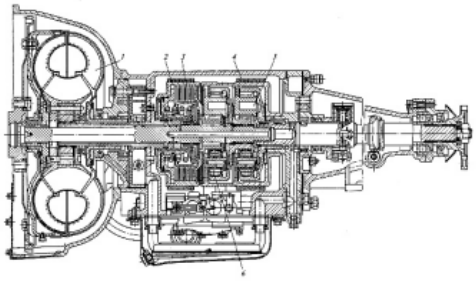


Рисунок 2 – Полуавтоматическая трансмиссия

Послевоенный бум и стандартизация (1950-е годы)

1948 год: Buick представил АКПП **Dynaflow** — первую, массово использовавшую **гидротрансформатор** вместо гидромуфты, что обеспечило невероятную плавность хода.

1950-е годы: в этой декаде «автоматы» стали доступны на большинстве американских автомобилей. Появились знаменитые селекторы в виде кнопок на панели приборов и рычагов на рулевой колонке. Конструкция в целом устоялась: гидротрансформатор + планетарные ряды + гидравлическая система управления.

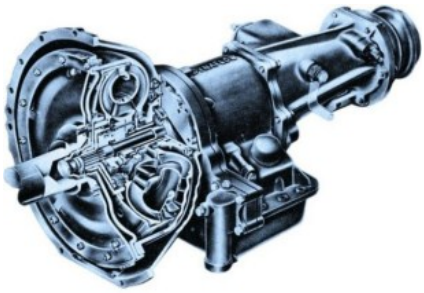


Рисунок 3 – КП с гидротрансформатором

3. Эра электроники и новые типы (1980-е – наши дни)

1980-е: началась электронная революция. Громоздкие и не всегда точные гидравлические «мозги» начали заменять электронными блоками управления (ECU). Это позволило делать переключения более точными, быстрыми и экономичными, а также ввести «спортивные» и «зимние» режимы.

Появление альтернатив:

- Вариатор (CVT): Идея старая, но массовое применение началось в конце 1990-х – 2000-х годах. Обеспечивает бесступенчатое изменение передаточного числа.

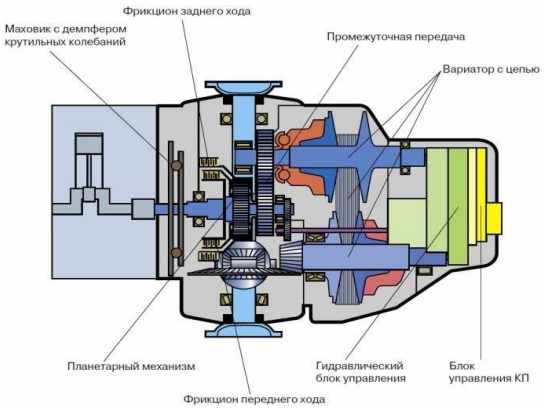


Рисунок 4 – Вариатор

- Роботизированная КПП (РКПП). По сути, это «механика» с компьютерным управлением сцеплением и переключениями. Получила распространение в 2000-х годах.

Разновидности АКПП

1. Классическая Гидромеханическая АКПП

Ключевой принцип работы: комбинация **гидротрансформатора** (который передает крутящий момент через жидкость, заменяя сцепление) и **планетарных механизмов** (которые создают фиксированные передачи).

Плавность хода: очень высокая. гидротрансформатор обеспечивает плавные, безударные переключения и трогание с места.

Динамика разгона: хорошая. Современные многоступенчатые (6-10 скоростей) АКПП обеспечивают уверенный разгон.

Надежность и ресурс: очень высокая. При своевременной замене масла и фильтров ресурс может превышать 250 000 км. Это самый проверенный и надежный тип "автомата".

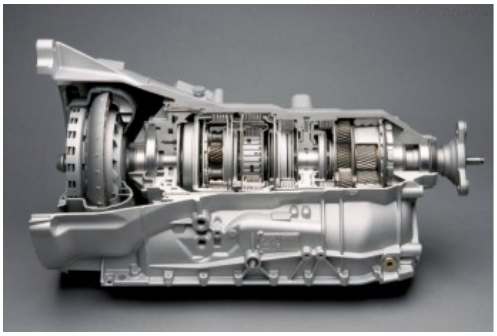


Рисунок 5 – Гидромеханическая КП

2. Вариатор (CVT - Continuously Variable Transmission)

Ключевой принцип работы: **бесступенчатая коробка**. Вместо фиксированных передач использует два конусообразных шкива и соединяющий их ремень или цепь. Передаточное число меняется плавно, без каких-либо переключений.

Плавность хода: исключительная. Отсутствие ступеней означает, что толчки и рывки при разгоне полностью отсутствуют. Двигатель может удерживать постоянные обороты, пока скорость растет.

Динамика разгона: плавная, без подхватов. Часто создается ощущение "растянутого" разгона, как в троллейбусе. Современные вариаторы имитируют виртуальные "передачи" для более привычного ощущения.

Надежность и ресурс: средняя. Чувствителен к перегревам, резким стартам и буксировке. Ресурс ремня/цепи и шкивов в среднем составляет **120 000 – 150 000 км**. Требует очень внимательного соблюдения регламента обслуживания.

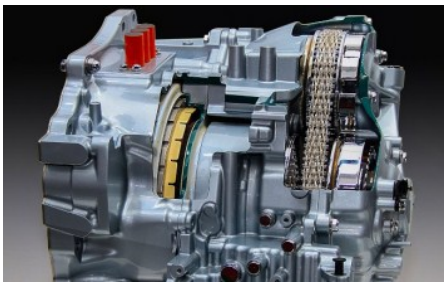


Рисунок 6 – Вариатор



Рисунок 7 – Роботизированная КП

3. Роботизированная КПП (РКПП) с одним сцеплением

Ключевой принцип работы: это обычная механическая коробка передач, в которой сцеплением и переключениями управляют актуаторы (сервомеханизмы) по команде от компьютера. На рисунке представлена Роботизированная КПП с одним сцеплением.

П**лавность хода: низкая.** Характерны рывки, толчки и задержки при переключениях, особенно в режиме "газ в пол".

Д**инамика разгона: медленные переключения.** Возможны провалы тяги в момент смены передач, так как разрывается поток мощности.

Н**адежность и ресурс: низкая.** Актуаторы (электрические или гидравлические) и сцепление часто выходят из строя. Ресурс сцепления обычно не превышает **150 000 км**. Самый некомфортный тип "автомата".

4. Преселективная РКПП с двумя сцеплениями (например, DSG, PDK, S-Tronic)

Ключевой принцип работы. По сути, это две механические коробки в одном корпусе: одна управляет нечетными передачами (1,3,5...), другая — четными (2,4,6...). Каждая подключена к своему сцеплению.

Плавность хода: высокая. Переключения происходят за доли секунды и практически незаметны, так как следующая передача всегда предварительно выбрана и готова к включению.

Динамика разгона: лучшая среди АКПП. Непрерывный поток мощности обеспечивает очень быстрый и динамичный разгон, сравнимый со спортивной "механикой".

Надежность и ресурс: средняя. Имеет сложную конструкцию (особенно с "мокрыми" сцеплениями), что делает ремонт дорогостоящим. Ресурс мехатроника (блока управления) и сцеплений в среднем составляет около 100 000 - 150 000 км, но сильно зависит от стиля езды и своевременного обслуживания.

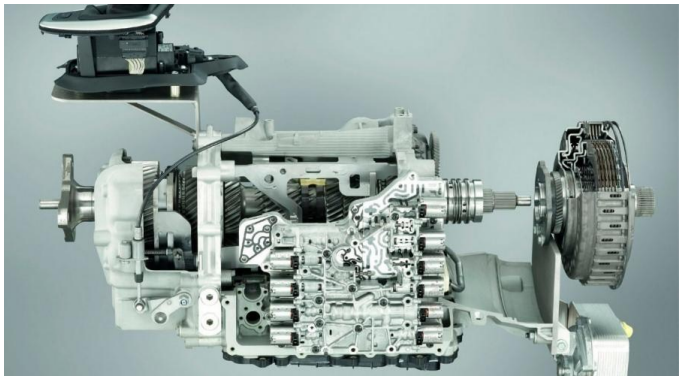


Рисунок 8 – Преселективная КП

<u>Принцип работы классической АКПП</u>

Классическая АКПП — это гидравлический преобразователь (гидротрансформатор), работающий в паре с механическим редуктором на основе планетарных передач. Переключение передач происходит за счет подачи давления масла на фрикционы под управлением гидроблока и электроники. Это самый проверенный, надежный и ресурсный тип «автомата» для тяжелых условий эксплуатации.

1. Основные элементы

Классическая АКПП состоит из трех ключевых узлов:

Гидротрансформатор: выполняет функцию сцепления. Передает крутящий момент от двигателя к коробке, но делает это через поток масла.

Планетарный ряд: набор шестерен (солнечная, эпицикл, водило с сателлитами), который обеспечивает все передаточные числа (от 1-й до высшей и задний ход).

Гидроблок (клапанная плита) с электромагнитами: «мозг» трансмиссии. Управляет потоками масла, заставляя срабатывать фрикционы и тормозные ленты.

2. Гидротрансформатор (ГДТ)

Это сердце гидромеханики. В отличие от «сухого» сцепления механики, здесь нет трения дисков. Он состоит из трех лопастных колес:

– Насосное колесо: соединено с коленвалом двигателя. Работает как центробежный насос.

– Турбинное колесо: соединено с входным валом коробки передач.

– Реактор (статор): находится между ними. Служит для изменения потока масла.

Как это работает: Двигатель крутит насосное колесо. Оно создает мощный поток масла, который ударяет в лопасти турбинного колеса, заставляя его вращаться. *Ключевой момент:* на низких оборотах (при трогании) масло, возвращающееся от турбины к насосу, ударяется о реактор. Реактор меняет направление потока, **увеличивая крутящий момент** (эффект «умножения»). Когда обороты выравниваются, реактор начинает свободно вращаться (блокируется муфтой), и гидротрансформатор переходит в режим гидромуфты (потери минимальны).

Для экономии топлива в современных классических АКПП (с 2000-х) используется **блокировка гидротрансформатора**. На скоростях выше 60–70 км/ч включается фрикцион, который жестко соединяет насос и турбину, исключая гидравлические потери.

3. Планетарная передача и исполнительные механизмы

В отличие от «ручки», где шестерни находятся в постоянном зацеплении, в АКПП используется планетарный редуктор. Одна планетарная передача может дать 4 режима работы, просто зажимая разные ее элементы.

Чтобы включить конкретную передачу, гидроблок подает масло под давлением на: **Фрикционы (пакеты дисков):** соединяют элементы планетарного ряда с валом или корпусом. Работают по принципу многодискового сцепления (сталь-кевлал/бумага) в масляной ванне.

Тормозную ленту: обхватывает барабан, останавливая вращение одного из элементов планетарного ряда.

Пример:

1-я передача: Зажат фрикцион переднего хода и тормозная лента. Планетарный ряд работает в режиме максимального понижения.

Задний ход. Включается другой фрикцион, направление вращения меняется за счет работы солнечной шестерни.

4. Гидроблок и электроника (Shift Logic)

Раньше АКПП были чисто гидравлическими. Давление масла регулировалось центробежными регуляторами и нагрузкой двигателя (газом). Сегодня все классические АКПП управляются электроникой (TCM — блок управления трансмиссией).

Процесс переключения:

Датчики (ABS, положения дроссельной заслонки, селектора) отправляют сигнал в ECU/TCM.

1. Блок решает, когда переключать.

2. Он подает ток на **соленоиды (электромагнитные клапаны)** в гидроблоке.

3. Соленоиды открывают/закрывают каналы, направляя высокое давление масла (создаваемое масляным насосом внутри коробки) к нужному пакету фрикционов или ленте.

4. Давление плавно сжимает пакет фрикционов одного элемента и отпускает другой. Происходит **плавное включение передачи** (без рывков), так как один фрикцион перекрывает крутящий момент раньше, чем отключается второй (overlap).

5. Отличия от других типов трансмиссий

Чтобы понять специфику классики, важно знать ее отличия:

– В отличие от «Робота» (AMT) и «Вариатора» (CVT): В классической АКПП всегда есть *ступени* (фиксированное количество передач, например 6HP — 6 ступеней). Крутящий момент передается через гидротрансформатор и диски фрикционов в масле.

– В отличие от DSG (робот с двумя сцеплениями): В классической АКПП нет постоянного зацепления четных и нечетных рядов. Переключение происходит «разрывом потока мощности» на долю секунды (хотя гидротрансформатор сглаживает этот разрыв).

6. Плюсы и минусы классики

Преимущества:

– **Надежность:** При своевременном обслуживании (замена масла каждые 60-90 тыс. км) ходят более 300-500 тыс. км.

– **Устойчивость к нагрузкам:** Конструкция рассчитана на высокий крутящий момент (внедорожники, мощные седаны).

– **Комфорт:** Гидротрансформатор гасит вибрации двигателя, трогание без рывков.

Недостатки:

– **Экономичность:** Более высокий расход топлива по сравнению с МКПП и DSG (из-за потерь в насосе и гидротрансформаторе).

– **Динамика:** Скорость переключения медленнее, чем у современных преселективных роботов (DSG).

– **Ремонт:** Капитальный ремонт сложен и дорог, требует высокой квалификации.

Создание модели:

1. Была спроектирована модель целиком (рис. 9);
2. Распечатана (рис. 10).

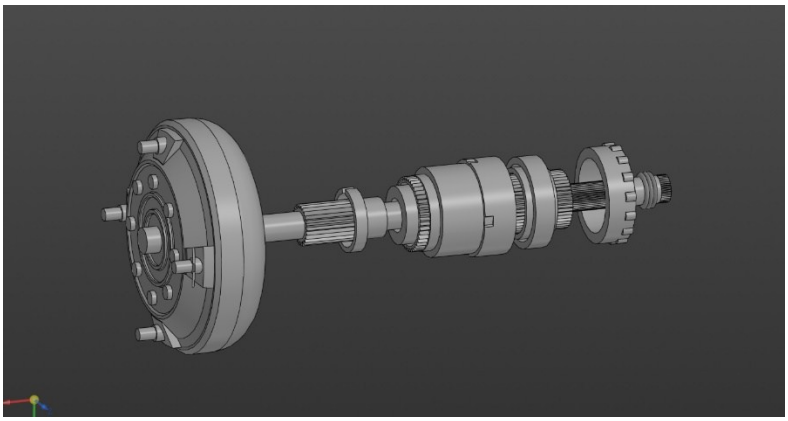


Рисунок 10 – Модель АКПП



Рисунок 11 – Готовая модель

Усовершенствование тормозной ленты

Тормозная лента — ключевой элемент фрикционных систем, обеспечивающий замедление или остановку механизмов за счёт трения. Её эффективность зависит от материала, конструкции и условий эксплуатации. Рассмотрим, какие варианты можно считать наименее и наиболее современными.

«Худший» вариант: асбестовые ленты.

Асбестовые ленты (например, ЛАТ-2) долгое время были стандартом в промышленности и транспорте благодаря высокой термостойкости (до +300 °C) и износостойкости. Они армированы латунной проволокой и пропитаны масляным составом

для защиты от пересыхания. Такие ленты применяются в кранах, лебёдках, прессах и других тяжелонагруженных механизмах.

Почему их можно считать менее предпочтительными:

Вред для здоровья. Асбестовая пыль при обработке и эксплуатации может вызывать серьёзные заболевания, включая асбестоз и рак лёгких.

Жёсткость. Не подходит для узлов с малым радиусом кривизны или переменной геометрией.

Экологические ограничения. Во многих странах использование асбеста ограничено или запрещено.

«Новейший» вариант: безасбестовые композиты

Современные технологии позволили разработать безасбестовые тормозные ленты на основе каучука, синтетических волокон, металлокерамики и других материалов. Примеры таких лент — ЭМ-1 и ЭМ-К.

Преимущества:

Безопасность. Не содержат вредных веществ, безопасны для здоровья и окружающей среды.

Эластичность. Подходят для узлов с малым радиусом кривизны и сложной геометрией.

Износостойкость. Современные добавки улучшают трение и устойчивость к износу.

Термостойкость. Хотя и ниже, чем у асбестовых (до +200 °C для ЭМ-1/ЭМ-К), но достаточна для многих применений.

ЭМ-1 — чёрная вальцованная нешлифованная лента**, ЭМ-К —** красная, с добавлением латунной стружки, что повышает её износостойкость. Обе соответствуют ГОСТ 15960-96.

Таблица – Сравнения характеристик асбестовой и безасбестовой лент

Параметр	Асбестовые ленты (ЛАТ-2)	Безасбестовые ленты (ЭМ-1/ЭМ-К)
Термостойкость	До +300 °C	До +200 °C
Износостойкость	Высокая	Высокая (ЭМ-К с латунной стружкой — ещё выше)
Эластичность	Низкая	Высокая
Безопасность	Вредна для здоровья	Безопасна
Применение	Тяжёлонагруженные механизмы	Узлы с малым радиусом кривизны, оборудование, работающее на открытом воздухе

Выводы

Благодаря созданию более эффективных программ для разработки улучшается производство различных товаров. Наравне с более опытными работниками в сфере моделирования, я постаралась создать собственный проект и тем самым вложиться в культуру.

Печать на 3D принтере позволила создать более наглядный пример для учащихся в автошколах, оставаясь бюджетным вариантом. Сама разработка не занимает много времени, но куда более удобна для чертежей и внедрения стандартов.

В заключение стоит отметить, что научные достижения любой сферы позволяют улучшать как условия труда, так и уровень жизни.

Список использованных источников:

1. Елисеева О. И. Основы моделирования в системе КОМПАС-3D / О. И. Елисеева. – Москва: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2024. – 76 с.

2. Бучельникова Т. А. Основы 3D моделирования в программе Компас: учебно-методическое пособие / Т. А. Бучельникова. – Тюмень: Государственный аграрный университет Северного Зауралья, 2021. – 60 с.

3. Малышевская Л. Г. Основы моделирования в среде автоматизированной системы проектирования «КОМПАС 3D»: учебное пособие / Л. Г. Малышевская. – Железногорск: Сибирская пожарно-спасательная академия ГПС МЧС России, 2017. – 72 с.
4. Харитонов С. А. Автоматические коробки передач / С. А. Харитонов. – Москва: АСТ, 2003. – 335 с.
5. Автоматические коробки передач легковых автомобилей: учебное пособие / Р. А. Кремчеев, А. В. Прасолов, Н. С. Соломатин [и др.] / под ред. Н. С. Соломатина. – Тольятти: ТГУ, 2012. – 110 с.
6. Петров А. П. Современные конструкции автоматических коробок передач: учебное пособие / А. П. Петров. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2015. – 80 с.
7. Хельдт П. М. Автомобильные сцепления и коробки передач / П. М. Хельдт / под ред. С. А. Лаптева. – Москва: Машиностроение, 1947. – 328 с.
8. Автоматические коробки передач / пер. с англ. С. А. Лаптева, О. Л. Левенстерн. — Москва: Машгиз, 1958. – 368 с.

УДК 316

РОЛЬ НАЦИЙ В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ

М.В. Бусалов
(МАОУ СОШ №2 г. Туймазы, ученик 10 класса)

Аннотация. В статье рассматривается процесс возникновения национальной идентичности и их дальнейшая роль в развитие человека через призму истории и современной статистики. Нации, в процессе исторических событий, каждый раз меняли свою роль в жизни общества. От времен Древнего Вавилона, с их пленением евреев, до сегодняшних идей неонацизма национальность остается главным фактором человеческих войн и страданий. Мыслители прошлого, философы, ученые придерживаются различных мнений о пользе самобытности, культурных традиций и межнациональной дифференциации, во многом соглашаясь о губительном воздействии на будущее всего человечества. Политика либеральных западных государств в отношении миграции привела их этническое общество в уныние, к неприязни других наций с их обычаями и культурой. Все это приводит к угрозе возникновения радикально правых идей, а также к уничтожению глобализма в перспективе.

Ключевые слова: нации, межнациональная интеграция, межнациональная дифференциация, межнациональный конфликт, глобализация, философия.

UDC 316

THE ROLE OF NATIONS IN THE MODERN WORLD

M.V. Busalov
(MAEI Secondary School No. 2, Tuymazy, 10th grade student)

Abstract. The article examines the process of the emergence of national identity and their further role in the development of a person through the prism of history and modern statistics. Nations, in the process of historical events, each time changed their role in the life of society. From the time of Ancient Babylon, with their captivity of the Jews, to today's ideas of neo-Nazism, nationality remains a major factor in human wars and suffering. Past thinkers, philosophers, and scholars have differing opinions on the benefits of identity, cultural traditions, and inter-national differentiation, but they largely agree on the detrimental effects on the future of humanity. The policies of liberal Western nations regarding migration have led to disillusionment among their ethnic communities, causing resentment towards other nations with their customs and cultures. All of this leads to the threat of radical right-wing ideas, as well as the destruction of globalism in the future.

Keywords: nations, interethnic integration, interethnic differentiation, interethnic conflict, globalization, philosophy.

Истоки формирования национальных идей

Современный мир находится на новом историческом этапе. После 80 лет со дня уничтожения последнего националистического режима, идеи собственного превосходства, по сравнению с другими, вновь набирает популярность среди общественных масс. Нацистская Германия Адольфа Гитлера была не единственным продуктом таких мыслей, но она показала всему миру, как это можно реализовать на практике. Существовали еще страны, придерживавшихся националистических идей, такие как Королевство Италия под властью Бенито Муссолини, Японская Империя и т.д. Для начала стоит погрузиться в истоки формирования национального неравенства.

В древние времена еще не существовали нации в современном понимании. Социальная стратификация никак не диктовалась национальной принадлежностью, так как еще не существовали межнациональные коммуникации из-за технического отставания. В эпоху Античности уже появилась торговля по морю и по суше, а также начала зарождаться философия. Фундаментальной основой для социальной дифференциации стало противопоставления «греков», в частности Афинян, и «варваров», народы Македонии и некоторых полисов. Греческий философ Платон высказывал идею о превосходстве «греков» к «негрекам», утверждая, что «негреки» не имеют тех же прав, по сравнению с самими греками, полностью оправдывая это: «Греки связаны друг с другом внутренними кровными и родственными связями, а для негреков, они иностранцы и живут за пределами их владений […] Когда греки сражаются с варварами, мы охарактеризуем это как военные действия, и объявим, что они по природе своей наши враги, и определение «война» должен относиться к этому типу враждебности. А если греки вовлечены в такого рода конфликт с другими греками, мы заявим, что они по природе наши друзья, а Греция в этой ситуации больна и находится в междоусобице, мы же, в свою очередь, заявим, что такую вражду следует именовать раздором (470c-d)». [Государство].

Римская культура была во многом эллинизирована, отчего передались идеи о превосходстве ромейской культуры над остальными. Существовали и различия с греческой теорией – римлянином можно было стать, приняв римские ценности и нормы, не смотря на твою первоначальную нацию. Это во многом было продиктовано внешней политикой Римской Республики и в последствие Римской Империи. Модель эллинизма, предложенная Платоном, уже не могла также отражаться и на Рим, некому было бы удерживать столь обширные территории. Основы римской идентичности были заложены в эпоху первого императора Августа. После разрушительных гражданских войн (32-30 года до нашей эры) ему потребовалось воссоединить державу и создать новую систему ценностей, которая обеспечила бы лояльность разнородного населения. Идею романизма можно проследить в писаниях поэтов, например Вергилия: «Ты же, римлянин, помни — властно народами править! В этом искусство твое — полагать законы мира, побежденных щадить и ниспровергать горделивых» [Энеида].

На пике могущества в Римской Империи проживало более сотни различных народностей, однако они жили в относительном примирении друг с другом. В 212 году нашей эры император Каракалл издал указ, суть которого заключалась в предоставление римского гражданства всем свободным жителям империи. Эти решения заложили новый этап европейского развития. Галлы, латины, алеманы и многие другие народы Европы теперь имеют общее государства, культуру, быт, в некоторой степени и язык. Спустя много веков римская история до сих пор объединяет европейцев. Идея Европейского Союза во многом вдохновляется этими годами единства.

Разрушение единства стало концом идеалам ромейской культуры. Чужие, совершенно не похожие на них, народы во время Великого Переселения народов не захотели интегрироваться в римское общество, которое уже долгое время было парализовано от внутренних политических действий. Конец Римской Империи ознаменовал конец первого мультикультурного государства, конец идеи европейской нации.

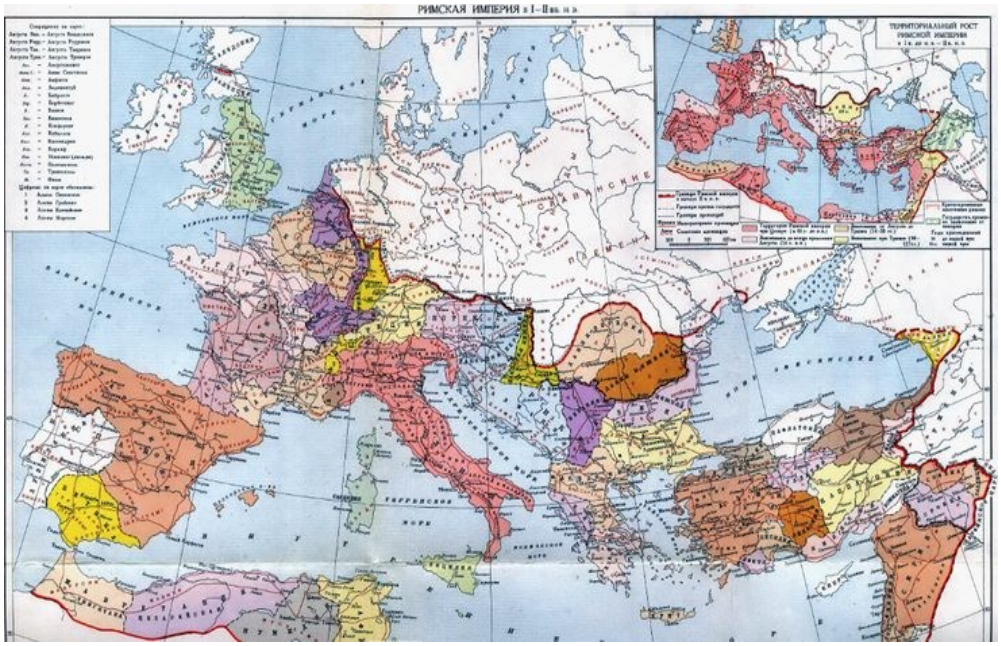


Рисунок 1 –

Расовые и национальные теории европейских философов

Эволюция расовых и национальных теорий в европейской философии представляет собой сложный путь от просветительских идей о единстве человечества до построения иерархических классификаций, обосновывающих превосходство одних народов над другими. Философы не просто описывали различия между народами, но и создавали концепции, которые впоследствии были использованы для оправдания дискриминации, колониализма, геноцида.

Философы выкладывали совершенно разные представления о структуре наций и межнациональных отношений. В это время зародилась идея космополитизма (концепция общечеловеческой нации), изложенная Иммануилом Кантом. В то же время современник Канта, Вольтер, заложил основы иерархичности рас и наций, выставляя европейскую нацию выше всех остальных [Опыт о нравах и духе народов]. Эта теория во многом подкреплялась действующей властью европейских стран, тем самым оправдывая империалистические войны, порабощения африканского населения, геноцида коренных народов Америки и других материков, до которых «дотягивался флот» этих империй.

Девятнадцатый век ознаменовал апофеоз расовых и национальных теорий. Связующим звеном здесь выступили немецкие философы, чье государство еще не было сформировано. Руины Священной Римской Империи, оставленные после Наполеоновских войн, не смогли объединиться из-за множеств различий в культурном и экономическом плане. Однако идея Германского государства была крайне популярна в среде как высшего класса, так и в среде среднего и низшего классов. Главным идеологом германской идентичности стал Георг Вильгельм Фридрих Гегель. В своих трудах он изложил антропологию и психологию народов через «народный дух» [Философия духа]. Там же он подчеркивает особое место германским народам, которые являются носителями «высшей стадии развития духа». Труды Гегеля во многом легли в основу дальнейшей расовой теории Адольфа Гитлера. Но существуют и те философы, которые расширили концепцию расовых теорий.

Отцом основателем идеологии «расизма» принято считать Жозефа Артюр де Гобино. Он отождествлял равенство с торжеством посредственности, усредненности, одинаковости, серости. Таким образом, расизм у Гобино — неотъемлемая составная часть его элитистского мировоззрения. Все виды равенства способны вызвать отвращение, но расовое неравенство представляется наиболее фундаментальным, исходным и первичным, из него, по мнению Гобино, проистекают все остальные иерархии [Опыт о неравенстве человеческих рас].

Идея о превосходстве европейских наций над всеми остальными нашла продолжение у Хьюстона Стюарта Чемберлена. Во многом тот продолжил идею Гобино, но с выявлением конкретной иерархии остальных неевропейских рас. В своей книги [Основы девятнадцатого столетия] он соединил концепцию «расизма» с «антисемитизмом». Высший народ, творцы и носители цивилизации – Арии, противопоставлялись «разрушительному воздействию евреев».

Просветители расовых теорий отложили свое виденье развития наций в системе общеисторических процессов. Их взгляды подкреплялись технологической отсталостью неевропейских государств, вследствие внутренних процессов. Китай, в виде Империи Цин, был строго изоляционной страной, что не смогла отказаться от традиционных идей и ценностей, Америка была уже давно покорена колонистами из Испании, Франции и Англии, в Африке местные племена сами продавали своих людей в рабство. Лишь с эпохой деколонизации неевропейские страны стали стремительно развиваться, во многом уже превосходя своих колонистов.

Нацистская Германия

Идеи Адольфа Гитлера с его «расовой теорией», изложенные в его книге [Моя борьба], были во многом сформированы под воздействием пропаганды и временем, в которое он начал свою политическую карьеру. «Веймарская Республика» не смогла справиться с идеями национализма и антисемитизма в немецком обществе, а социалистические движения Эрнста Тельмана были неорганизованны, поэтому движение НСДАП Адольфа Гитлера выиграли борьбу за Германию. «Расовая теория» подкреплялась трудами как Гобино, так и Чемберлена. В ней арийская раса была на вершине иерархии, творцами мира и справедливости, а евреи, цыгане и славяне были «парализованными» народами, их предлагалось либо полностью ликвидировать, либо оставить в качестве нации «рабов», на прислугу «более совершенной» арийской нации [Моя борьба].

Холокост стал наглядным примером ужаса национализма и ее идей. По данным United State Holocaust Memory Museum погибло, по меньшей, мере 6 миллионов еврейского населения, примерно 3,3 миллиона советских военнопленных, 2 миллиона поляков и других народов. «Лагеря смерти»: Аушвиц-Биркенау(Освенцим), Клоога, Берген-Бельзен, Шталаг X стали памятниками ужаса политики Адольфа Гитлера, которую многие вновь хотят повторить.



Рисунок 2 – Лагерь Смерти «Освенцим»

Неонацизм в современном мире

Последние годы во многих популярных интернет сетях стали популярны ультраправые движения. Основная тенденция идет от европейских стран, но также появляются и на Ближнем Востоке, и в Средней Азии. Все это во многом является результатом провальной миграционной политики стран Европейского Союза, в ходе которых мигранты никак не интегрируются в европейское общество. В основном эти мигранты –

арабы мусульмане, чьи традиции для многих европейцев считаются «дикими». Это очень прискорбно для всего нашего мира, ведь именно глобализация дала возможность получить этими странами технологии, промышленность, образование и т.д.

В конце 2025 года Европарламент представил новые миграционные реформы, которые окончательно подорвали общественность. Плачевное состояние коренного населения стран Европы в сфере права и финансов стало еще нагляднее из-за нового притока мигрантов из других стран. Статистика говорит об игнорирование проблемы со стороны ведущих европейских государств, закрывающие глаза на огромной разрыв национальностей субъектов, нарушившие закон. Апофеоз противоречивости возникает в Великобритании, где происходят самые крупные серии терактов и других преступлений (массовая резня в Великобритании 2024 года).

Эта тенденция будет продолжаться дальше, если руководители этих стран не обратят внимание на проблему популяризации нацизма. Запрет этих правых партий, как в случае Германии с партией «Альтернатива для Германии», приведет лишь к большой эскалации внутренний межнациональных противоречий. Этим они не решают коренным способом проблему, а лишь дает отсрочку, которая может привести к дальнейшей революции.

Список использованных источников:

1. Платон. Государство / Платон / пер. [с древнегреч.] А. Н. Егунова. – Москва: ООО "Иглмосс Эдишинз", 2012. – 415 с.

2. Вергилий Марон, Публий. Энеида Вергилия / пер. А. Фета, со введ., объяснениями и проверкой текста Д.И. Нагуевского, орд. проф. Имп. Казан. ун-та. Ч. 1-2. – Москва: тип. А.И. Мамонтова и К°, 1888. – 196 с.

3. Абрамов С. В. Идеи национализма в трудах Платона и Аристотеля / С. В. Абрамов // Социально-политические науки. – 2016. – № 2. – С. 125–127.

4. Кант, Иммануил. К вечному миру / И. Кант / Подгот. текста, [пер. с небольшими сокр.], вступ. ст. [с. 3-22] и заключение А. В. Гулыги. – Москва: Моск. рабочий, 1989. – 75 с.

5. Вольтер. Опыт о нравах и духе народов. – Женева: Freres Cramer, 1756. – 399 с.

6. Гобино, Жозеф Артюр де. Опыт о неравенстве человеческих рас / Ж. А. де Гобино. – Москва: Одиссей: Олма-Пресс, 2001. – 764 с.

7. Чемберлен Х. С. Основания девятнадцатого столетия / пер. Е. Б. Колесниковой. – В 2-х т. – Том 2. – СПб.: Русский Миръ, 2012. – 479 с.

8. Адольф Гитлер. Моя борьба / пер. с нем. с коммент. ред. / Адольф Гитлер. – Москва: Витязь, 1998. – 590 с.

УДК 5406

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОННОЙ СИГАРЕТЫ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЗДОРОВЬЕ

Гареева А. А
(МАОУ Школа № 55, ученица 9А класса)
Каретникова Р.Н.
(МБОУ ДО «ЦДТТ «Биктырыш», учитель химии, методист)

Аннотация. В данной работе я хочу понять и исследовать влияние жидкости для заправки электронной сигареты (иначе называемой «вейп», ЭС, е-сигарета) на человеческий организм.

Ключевые слова: здоровье, курение, вейпы, жидкости для электронной сигареты.

UDK-5406

DETERMINING THE CHEMICAL COMPOSITION OF E-LIQUID AND ITS IMPACT ON HEALTH

A.A. Gareeva
(MABI School No. 55, 9A grade student)
R.N. Karetnikova
(MBOU DO "CDTT "Biktyrish", Chemistry Teacher, Methodologist)

Abstract. In this paper, I want to understand and investigate the effect of liquid for refilling an electronic cigarette (otherwise called "vape", ES, e-cigarette) on the human body.

Keywords: health, smoking, vapes, e-cigarette liquids.

Актуальность исследования.

В наше время спрос на электронные сигареты увеличивается из года в год. Многие производители и магазины заявляют, что вейпинг (курение как вдыхание пара от жидкости для вейпа) является более безопасным вариантом, в отличие от курения сигарет, а электронные устройства и е-жидкости позиционируются как безвредное средство для избавления от табачной зависимости. Однако, так ли это на самом деле? И являются ли эти жидкости действительно такими безопасными? Действительно ли они способны помочь бросить человеку курить, не навредив ему при этом ещё больше? Стоит ли доверять сайтам, которые целенаправленно обманывают своих же покупателей ради собственной выгоды, не думая о здоровье других? Выполнив работу по исследованию, я надеюсь ответить на эти вопросы.

Цель: оценить с точки зрения вреда/пользы влияние жидкости для заправки вейпов на организм человека.

Задачи:

1. Собрать и проанализировать информацию из периодических изданий, из научной и учебной литературы о химическом составе и влиянии на человека жидкости для заправки вейпов.
2. Анкетирование учащихся МАОУ Школы № 55 (8-11 классы).
3. Провести эксперименты, дающие представление о влиянии на живой организм компонентов жидкости для заправки вейпов.
4. Определение жизненных показателей школьников.
5. Проанализировать полученные результаты.
6. Провести просветительскую работу среди молодежи.

Объекты, материалы и методы исследования

Период исследования 18.11.2024 – 10.02.2025

Методы исследования: Эмпирические: эксперимент (моделирование воздействия на человеческий белок); Теоретические: обзор и анализ литературных источников, анализ и обобщение собственного эксперимента и исследований, описанных в других источниках.

Анкетирование

Для проведения анкетирования были выбраны учащиеся 8 – 11 классов МАОУ Школа № 55 (где я учусь).

В анкете, я использовала следующие вопросы:

1. Курите ли вы электронные сигареты?

Да – 26,7 %

Нет – 73,3 %

2. С какого возраста вы курите?

С 10-12 лет – 21,4 %

С 13-14 лет – 28,5 %

С 16 лет и более – 28,5 %

Не смогли назвать точный возраст – 21,6 %

3. Чувствуете влияние курения на здоровье?

Да – 35,7 %

Нет – 64,3 %

4. Хотите ли избавиться от этой привычки?

Да – 57,1

Нет – 42,9

Для оценки воздействия изучаемого объекта на человеческий организм я проведу реакции содержащихся в нем веществ с белком.

Белки являются важной составной частью протоплазмы всех растительных и животных клеток, они содержатся в организме животных и человека, в их органах и тканях, в том числе в клетках лёгких (которые подвергаются воздействию паров жижи). Белки всех живых существ схожи по строению и свойствам, поэтому мы можем прогнозировать воздействие изучаемых веществ на человеческий белок, взяв в качестве модели белок куриного яйца.

Все белки являются высокомолекулярными соединениями, состоящими из альфа-аминокислот, соединенных пептидными связями и имеющими сложную структурную организацию. Различают несколько уровней организации белковой молекулы: первичную, вторичную, третичную и четвертичную. Первичная структура белка – последовательность аминокислот, связанных друг с другом пептидными связями. Вторичная структура – конфигурация полипептидной цепи в виде спирали. Основным типом связи, формирующим вторичную структуру белка, является водородные связи, которые ориентируются вдоль оси спирали. Третичная структура белка – пространственная трехмерная ориентация полипептидной спирали. С сохранностью третичной структуры связаны все биологические свойства белков. Четвертичную структуру (способ укладки отдельных макромолекул белка) имеют лишь несколько сотен белков, в том числе гемоглобин крови.

Приготовление коллоидного раствора животного белка (белок куриного яйца).

Оборудование и материалы. Химический стакан, стеклянная палочка, дистиллированная вода, белок куриного яйца.

Ход работы:

Приготовление коллоидного раствора животного белка

Отделили белок от желтка у одного куриного яйца

Белок (его примерно 25 мл) поместили в химический стакан, добавили 150 мл дистиллированной воды, размешали стеклянной палочкой.

Получился коллоидный раствор животного белка для дальнейших экспериментов

Действие глицерина на животный белок

Как я выяснила из литературных источников и экспериментов, проведенных другими исследователями, одним из основных компонентов жидкости для заправки вейпов является глицерин. При комнатной температуре он представляет собой сиропообразную бесцветную жидкость, без запаха, смешивающуюся в любых отношениях с водой. Как мы выяснили из анализа литературных источников, глицерин очень гигроскопичен (и на этом основано его применение). Я также решил провести опыт для оценки впитывающих способностей глицерина: белком куриного яйца моделируется белковая составляющая лёгких человека.

Оборудование и материалы. Химический стакан, стеклянная палочка, коллоидный раствор белка, глицерин.

Ход работы:

1. К белку куриного яйца прилили глицерин.

2. Размешали смесь стеклянной палочкой. Образовалась эмульсия белка и глицерина.

3. Через 2-3 минуты смесь стала однородной. Глицерин впитался в белок.

На основании этого опыта мы можем оценить воздействие глицерина, содержащегося в жидкости для заправки вейпов, на организм. Впитывающие способности глицерина позволяют ему накапливаться в лёгких, блокируя их функцию. В одной из статей на сайте медицинского учреждения (нейроклиника Карпова) в разделе «отравление» врачи предупреждают, что «вдыхание паров глицерина приводит к тому, что вещество оседает в легких, создавая на поверхности плотную пленку, затрудняющую их воздухообмен и

увлажнение» [14]. Заполненность тканей легких глицерином стимулирует легочные заболевания, чаще всего бронхиты.

Действие жидкостей для заправки вейпов на животный белок

В следующем опыте мы возьмем не отдельный компонент, а жидкость для заправки вейпов полностью. Поскольку производители никогда не пишут полный состав жижи – не имеет значения, какие жидкости выбрать для эксперимента; я взяла те, что часто используются в молодежной среде г. Уфы. Они отличаются ароматическими добавками и содержат небольшое количество никотина (20 мг).

Оборудование и материалы. Химический стакан, стеклянная палочка, коллоидный раствор белка, жидкости для заправки вейпов – «Colt» вкусов «Алое вера и виноград», «Малина» и «Вишневая жевачка».

Ход работы:

1. Подготовили два химических стакана с коллоидным раствором белка и жидкости для заправки вейпов. На фото видно, что коллоидный раствор полупрозрачный, но не мутный.

2. К белку куриного яйца прилили жидкость для заправки вейпов «Colt» вкусов «Алое вера и виноград», «Малина» и «Вишневая жвачка» и размешали эту смесь.

3. Произошла денатурация белка: появились хлопья свернувшегося белка, в результате чего раствор мутнеет, затем хлопья выпадают в осадок.

4. На фото: полупрозрачный раствор белка с глицерином и помутневшие после денатурации растворы белка с жижами.

Денатурация – потеря белками своих первоначальных свойств вследствие разрушения пространственной структуры (вторичной, третичной и четвертичной), приводящего к изменению их физико-химических свойств, при этом теряется их биологическая активность. Денатурация, как правило, носит необратимый характер. Хотя в некоторых случаях при кратковременном воздействии и быстром удалении денатурирующего агента возможно восстановление физико-химических и биологических свойств белка – деренатурация. Денатурацию можно вызвать: физическими факторами (нагреванием, ультразвуком, рентгеновским облучением, чередованием замораживания и оттаивания и др.); химическими агентами: концентрированными минеральными кислотами; органическими кислотами; солями тяжелых металлов; алкалоидными реактивами, а также в условиях экстремальных значений pH среды.

В проведенном эксперименте мы наблюдали денатурацию белка химическими компонентами, содержащимися в холодной жидкости для заправки вейпов. Денатурация белка, причем необратимая, происходит в обоих проведенных опытах, что говорит о том, что воздействие даже не нагретой жидкости для заправки вейпов на белок лёгких носит повреждающий характер.

Эксперимент №2. Определение содержания глицерина в жидкостях для ЭС.

Реактивы и приборы: вода, $CuSO_4$ (медный купорос), NaOH (щелочь), сухое горючие, жидкости для ЭС (3 вкуса), пробирки.

Методика:

Брали раствор воды и $CuSO_4$ (медный купорос) и раствор воды и NaOH(щелочь), смешивали два раствора и добавляли некоторое количество жидкости для ЭС (изображение 1), немного взбалтывали, и потом нагревали и смотрели на цвет, чем темнее смесь, тем больше глицерина.

Мы взяли 3 испытуемых образца марки «Colt» вкусов: «Алое вера и зеленый виноград», «Вишневая жвачка», «Малина».



Глицерат меди II (синее окрашивание)

Образец №1 приобрел ярко синий, образец №2 приобрел ярко синий, образец №3 приобрел ярко синий.

Вывод: глицерин обнаружили во всех образцах.

Определение жизненных показателей школьников

Для изучения воздействия курения электронной сигареты на организм школьника я провела эксперимент с определением жизненных показателей, таких как определение пульса, давления, изменение скорости кровотока по ногтевому ложу (таблица 1). Для исследования взяли жидкость для электронной сигареты «Белый кит» со вкусом «Дыня» никотиновым картриджем на 10 мг и сигареты марки «Brusko». В моём эксперименте участвовал учащийся 9 а класса. Данные эксперимента приведены в таблице.

Из таблицы видно, что:

1. после разового курения электронной сигареты жизненно важные показатели были изменены: пульс увеличился до 87 ударов в минуту, давление увеличилось до 102/75 мм.рт. ст., скорость кровотока по ногтевому ложу увеличилась до 0,39 см/сек.; задержка дыхания снизилась до 29,3 сек.;

Т.к. действие никотина двухфазное: вначале он увеличивает скорость кровотока, затем резко уменьшает его за счёт спазма сосудов; задержка дыхания снизилась до 30 секунд.

Таблица – Жизненные показатели

Жизненные показатели	До курения электронной сигареты		После разового курения электронной сигареты	
	1	2	1	2
Пульс, уд. в мин.	60	51	87	70
Давление	102/70	112/106	102/75	110/103
Изменение скорости кровотока по ногтевому ложу, см/с V=S/t V – скорость кровотока, см/с S – длинна локтевого ложа, см t – время прохождения крови по ногтевому ложу, см	0,32 см/с	0,45 см/с	0,39 см/с	0,51 см/с
Задержка дыхания, с	31,06	47,53	29,3	42,32

Заключение

С учетом двух проведенных опытов мы можем сделать вывод, что в лёгкие вейпера впитывается (с помощью глицерина) большое количество опасных веществ, способных вызвать денатурацию белка. А обзор литературных источников дал возможность оценить как «очень опасные» те соединения, которые появляются при нагреве курительной смеси во вдыхаемом паре (аэрозоле) от е-сигареты. Понимают ли это вейперы? Знают ли они, какие вещества попадают в их лёгкие и какой вред причиняют? В 2024/2025 учебном году один из студентов нашего техникума в социологическом исследовании на вопрос «знаете ли вы, какие вещества входят в состав обычной сигареты и жидкости для заправки электронной сигареты?» получил такие данные: из опрошенных 60% - больше половины – ответили, что

знают, какие вещества входят в состав сигареты и заправки для вейпа. В то же время почти 17% этих составов не знают, а почти 7% ответили «не интересуюсь и не хочу знать». При этом примерно 70% опрошенных считают, что электронные сигареты вредны. Однако, 23% считают, что если в жидкости для заправки нет никотина - то они безвредны. Я предполагаю, что о «безвредности» вейпинга они знакомились по рекламным материалам.

Все сказанное побуждает чаще и активнее проводить просветительскую работу среди молодежи, в которой объяснять реальное воздействие вейпинга на организм человека. Я также решил внести свой вклад в эту работу: рассказать о результатах исследования однокурсникам и опубликовать проект в электронном специализированном СМИ.

Список использованных источников:

1. Состав жидкости для вейпа. URL: https://www.vardex.ru/articles/sostav-zhidkostey/ (дата обращения: 31.01.2023).
2. Оценка химического состава электронных сигарет // Практическая пульмонология. – 2015. – №3. – С.77-78.
3. Уилл Кирк. Исследователи из университета Джона Хопкинса обнаружили тысячи неизвестных химических веществ в электронных сигаретах. URL: https://translated.turbopages.org/proxy_u/en-ru.ru.8b8f3316-63db8055-78a41651-74722d776562/https/hub.jhu.edu/2021/10/07/vaping-unknown-chemicals/ (дата обращения: 02.02.2023).
4. Кочеткова С.К., Дурунча Н.А., Пережогина Т.А., Остапченко И.М. Исследование жидкостей для электронных систем доставки никотина // Международный научно-исследовательский журнал. – 2017. – № 4(58).
5. Канае Бекки, Сигехиса Утияма, Казуши Охта, Йохей Инаба, Хидеки Накагоме, Наоки Кунугита. Карбонильные соединения, полученные из электронных сигарет // Международный журнал экологических исследований и общественного здравоохранения. – 2014. – № 11.

УДК 502.3

ПЛАНЕТУ ТЫ ОБЕРЕГАЙ, РАЗДЕЛЬНО МУСОР СОБИРАЙ

А. И. Ильясова
МАОУ СОШ №7 им. ГСС Нортенко В. И. г. Туймазы, ученица 2 д класса

Аннотация. В статье рассматривается проблема низкого уровня экологической осведомлённости сред школьников и пути её решения через игровые и практические методы экологического воспитания. Актуальность работы обусловлена обострением экологических проблем из-за нерационального обращения с бытовыми отходами: большое количество мусора выбрасывается без переработки, что наносит вред окружающей среде, человеку и животным. Особую роль в решении проблемы играет просвещение подрастающего поколения.

Ключевые слова: экология, гарбология, сортировка мусора, игра.

UDC 502.3

YOU PROTECT THE PLANET, COLLECT THE GARBAGE SEPARATELY

A.I. Ilyasova
(MAOU school No. 7 named after GSS Nortenko V. I., Tuimazy, 2nd grade student)

Abstract. The article discusses the problem of low environmental awareness among schoolchildren and ways to solve it through game and practical methods of environmental education..The urgency of the work is due to the aggravation of environmental problems due to the irrational treatment of household waste: a large amount of garbage is thrown away without

recycling, which harms the environment, humans and animals. Education of the younger generation plays a special role in solving the problem.

Keywords: ecology, garbology, garbage sorting, game.

Каждое утро возле нашего дома проезжает машина и забирает мусор. Ещё вчера этими предметами мы пользовались, а сегодня они никому не нужны. Все проходят мимо и не замечают, как выброшенные вещи исчезает в мусоровозе. Что может быть не нужнее мусора? Хотя нельзя сказать, что он незаметен. Нельзя не заметить на земле брошенную бумажку или бутылку. А когда видишь в парке, в городе, на природе целую кучу мусора, становится неприятно и стыдно. Неприятно, потому что видишь беспорядок. Стыдно, потому что это сделали мы – люди.

Все чаще я стала замечать цветные контейнеры для мусора в нашем городе. Совсем недавно возле наших зеленых мусорных баков появились красный и оранжевый. Мне стало интересно, почему их поставили, для чего мусор собирают отдельно. Мама сказала, что мусор можно использовать вторично и переработать.

Постановка проблемы: Большое количество мусора выбрасывается без переработки, что вредит экологии, а значит человеку и животным. Почему? Потому что многие не знают, для чего организуют отдельный сбор мусора.

Актуальность темы: Проблемы экологии с каждым годом становятся все острее. Раздельный сбор мусора и последующая его переработка - один из важнейших пунктов сохранения жизни на Земле. Неотъемлемой частью развитого общества является понимание того, что ресурсы планеты не бесконечны, и развитие человечества напрямую связано с экологией планеты.

Объект исследования: бытовые отходы.

Предмет исследования: раздельный сбор мусора.

Цель: формировать экологического воспитания детей через игру по сортировке мусора. Мы определили **задачи и методы** исследования:

1) Узнать, что такое гарбология, мусор, виды мусора, вторичное сырье, используя метод поиска информации.

3) Узнать актуальность проблемы для нашего города у экспертов, применив метод интервьюирования.

4) Провести первичный опрос для определения уровня знаний учащихся об экологичном образе жизни, используя метод анкетирования.

5) Провести классный час и мастер-класс, используя метод синтеза, естественный эксперимент и моделирования.

6) Выработать новую и полезную традицию в классе, применив метод естественного эксперимента.

7) Разработать игру по сортировки мусора, методом моделирования.

8) Провести повторное анкетирование для определения эффективности мероприятий, применив метод сравнения.

9) Создать брошюры с полезной информацией о том, как сортировать мусор, применив метод моделирования и синтез.

Гипотеза: предполагаем, что через экологическую игру можно заинтересовать подрастающее поколение в решении проблем экологии.

Практическая значимость: собранные данные и демонстрационное пособие могут быть использованы в качестве учебного пособия для проведения различных занятий, с помощью которых ученики МАОУ СОШ №7 узнают основы ведения экологически правильного образа жизни, а также для саморазвития моих одноклассников.

Базу исследования составили учащиеся МАОУ СОШ №7.

Работа состоит из двух частей – теоретическая и практическая. В теоретической части, изучив литературу и источники Интернета, мы выяснили много интересных фактов о мусоре и науке, изучающая мусор. Затем приступили к практической части.

В практической части исследования, из общения с экспертом и социальных сетей мы узнали, что главной затормаживающим фактом в решении экологических проблем является низкий уровень знаний людей о том, как они могут помогать. Чтобы определить актуальность этой проблемы для нашей школы, мы провели анкетирование среди одноклассников, которое подтвердило низкую заинтересованность ребят в ведении экологически правильного образа жизни. Для решения этой проблемы мы провели тематический классный час. Данный классный час позволил ознакомить учащихся с основами ведения экологически правильного образа жизни, а также рассказать о том, как делать это правильно. Для того чтобы показать, что экология – это интересно и несложно, мы провели мастер-класс по повторному использованию бросового материала, пластиковой капсулы из-под шоколада и стаканчика. У каждого получились замечательные поделки, с которыми мы участвовали на муниципальных и всероссийских конкурсах. Мастер-класс позволил представить ещё один вариант утилизации мусора, а также увеличил интерес учащихся к темам экологии.

Для формирования экологического воспитания в нашей школе выработана добрая и полезная традиция. Два раза в год в нашей школе проходит акция «Бумажный бум!», где все учащиеся приносят макулатуру. Макулатура – это уже использованный продукт бумажного производства, то есть то, что может подлежать вторичной переработке для получения новой продукции [2; с.42]. А это означает – новые тетради, учебники, книги, журналы. В нашем классе появилась коробка для сбора макулатуры, в которую мы начали складывать бумагу и остатки картона после уроков технологии и рисования. Мы с ребятами решили не останавливаться на достигнутом, а будем и дальше продолжать это благородное дело! Так родилась новая полезная и добрая традиция в нашем классе!

Изучив литературу и интернет-ресурсы, для повышения уровня знаний учащихся нашей школы мы решили создать экологическую игру для развития умений сортировки мусора.

Цель игры: воспитание в участниках игры экологической этики, любви к окружающему миру вызвать интерес к экологическим проблемам.

Возраст участников и количество участников: 7-10 лет. 1-4 человека + ведущий.

Что входит в игру: полотно – бродилка, фишки с рисунками мусора, контейнеры для мусора, фишки для участников, которыми они будут делать ходы, кубик с точками от 1 до 6, брошюра с опросником и правильными ответами.

Тактика: необходимо быстрее прийти от старта к финишу, бросая кубик и делая шаги по стрелочкам, соблюдая условия:

- по количеству точек на кубике делаем шаги и столько же берем фишек с мусором из общего мешочка, которые потом будем сортировать в соответствующие контейнеры;
- отвечаем на вопросы из опросника (необходимо привлечь родителей, учителя или ребенка, не участвующего в игре);
- следуем строго по стрелочкам, исходя из количества шагов, которые «показал» кубик.

До уроков и на перемене мы предлагали ребятам сыграть в нашу игру. Увлекательная и познавательная игра понравилась всем, как детям, так и взрослым. Игра заинтересовала даже детей из других классов. Они приходили на перемене в наш кабинет сыграть в нашу игру. Мы были очень рады, что наша идея получила признание в кругу сверстников.

Чтобы проанализировать эффект, оказываемый подобного плана мероприятиями, мы провели повторное анкетирование, которое показало увеличение роста заинтересованности учащихся в изучении проблем экологии и способах их решения. В заключение мы создали брошюры с информацией о правильной сортировки мусора.

Таким образом, эти мероприятия позволили нам прийти к выводу, что распространение идей об экологичном образе жизни, рассказы об экопотреблении и проблемах экологии являются эффективным способом, помогающим улучшать экологию.

Гипотеза подтвердилась, цель работы достигнута.

В дальнейшем планируем создать сборник дидактических игр по экологическому воспитанию.

Список использованных источников:

1. Котик Т.С. Законы экономии / Т. С. Котик. – Минск: Беларусь, 2012. – 32 с.
2. Свистунова В.Н. Экоград – город без отходов / В. Н. Свистунова. – Минск: Беларусь, 2013. – 48 с.
3. Чумакова Д. В. Энергосбережение в школе и дома / Д. В. Чумакова. – Минск: Беларусь, 2014. – 47 с.
4. Я познаю мир. Экология: энциклопедия / Сост. А. Е. Чижевский. – Москва: АСТ: Астрель, 2006. – 410 с.

УДК 54.06

ИЗУЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ЯБЛОК

Кашфутдинов А. А.
(МБОУ «ДО ЦДТТ «Биктырыш» «Химия вокруг нас» г.Уфа)
Каретникова Р. Н.
(МБОУ ДО «Биктырыш», к.н.д. методист, пдо «Химия вокруг нас» г.Уфа)

Аннотация. Яблоки — это не просто пищевой продукт, наполненный клетчаткой, это ценный витаминно-минеральный комплекс, который к тому же имеет много пищевых волокон, а из-за большого содержания воды и низкой калорийности яблоки кажутся лучшим продуктом для диетического питания. Всем известно, что в яблоках содержится много питательных веществ, которые необходимы нашему организму. Так например: витамины B_1, B_2, B_3, B_6, Е, РР и Р, помогают организму поддерживать нормальную эластичность стенок кровеносных сосудов, микроэлементы: калий, кальций, йод (в семечках яблочных), кремний, железо, магний. В кислых яблоках содержаться органические кислоты. Органические кислоты способствуют пищеварению, возбуждая деятельность желез и усиливая перистальтику кишечника. Натуральная глюкоза, содержащаяся в яблоках, снимает усталость. Железо, содержащееся в яблоках, поднимает уровень гемоглобина в крови. Влияет ли окраска и сорт яблок на содержание в них веществ необходимых нашему организму? Все ли они равной степени полезны для организма человека? На эти вопросы я постарался ответить в своей работе.

Ключевые слова: здоровье, яблоки, химический состав, витаминный состав, сорта яблок.

UDC 54.06

STUDYING THE CHEMICAL COMPOSITION OF APPLES

Kashfutdinov A. A.
(MBOU "DO CDTT "Biktyrysh"Chemistry around us"Ufa)
Karetnikova R.N.
(MBOU DO "Biktyrysh", PhD, methodologist, PhD "Chemistry around us" Ufa)

Abstract. Apples are not just a food product filled with fiber, they are a valuable vitamin and mineral complex, which also has a lot of dietary fiber, and because of the high-water content and low-calorie content, apples seem to be the best product for dietary nutrition. Everyone knows that apples contain a lot of nutrients that our body needs. For example: vitamins B1, B2, B3, B6, E, PP and Pp, help the body maintain normal elasticity of the walls of blood vessels, trace elements: potassium, calcium, iodine (in apple seeds), silicon, iron, magnesium. Sour apples contain organic acids. Organic acids promote digestion by stimulating the activity of the glands and enhancing intestinal motility. The natural glucose contained in apples relieves fatigue. The iron contained in apples raises the level of hemoglobin in the blood. Does the color and grade of apples affect the

content of substances necessary for our body? Are they all equally beneficial for the human body? I have tried to answer these questions in my work.

Keywords: health, apple, chemical composition, vitamin composition, varieties of apples.

Целью моей работы является исследование химического состава яблок.

Задачи:

1. Изучить литературу.
2. Определить химический состав яблок
3. доказать наличие железа в яблоках
4. определить наличие витамина С и витамина Е
5. определить содержание йода в семечках яблок
6. Выяснить влияние разных по окраске и по сорту яблок на организм человека.

Объекты, материалы и методы исследований.

Объекты исследования. В начале для исследования мы взяли сорт «Медовый», который продаётся во всех магазинах нашего города. Получив первые результаты, мы продолжили работу с яблоками трёх сортов: жёлтое «Подарочный» Джонаголд, красное «Американка», зелёное «Грени» Сербия. Обозначим их под номерами 1 - жёлтое, 2 – красное, 3 - зелёное.

Методы исследования: 1. Изучение литературных источников. 2. Экспериментальный метод.

Результаты исследования и их обсуждение

Определение яблочной кислоты в исследуемых образцах. Как известно яблочная кислота содержится в недозрелых яблоках. Мы решили, выяснить содержится ли яблочная кислота в наших исследуемых образцах. Для этого мы натёрли яблоко, выжили сок. Сок исследуемых образцов яблок, мы капнули на универсальную лакмусовую бумагу.

Вывод: Лакмусовая бумажка окрасилась в красный цвет. Окраска лакмусовой бумажки, на которую капнули, соком жёлтого яблока «Подарочный» приобрела, не яркий красный цвет, а вот лакмусовая бумажка, на которую капнули, соком яблок красного и зелёного стала ярко – красной. Значит, яблочная кислота содержится во всех исследуемых образцах, меньше её в яблоке жёлтого цвета сорта «Подарочный».

Яблочная кислота HOOC-CH(OH)-CH2-COOH — двухосновная оксикарбоновая кислота. Бесцветные гигроскопичные кристаллы, хорошо растворимые в воде и этиловом спирте. Впервые выделена шведским химиком Карлом Вильгельмом Шееле (Carl Wilhelm Scheele) в 1785 году из незрелых яблок. Соли и анионы яблочной кислоты называются малатами.

Яблочная кислота считается важным продуктом в промежуточном звене обмена веществ человека, способствует улучшению тонуса, помогает людям страдающим гипертонией, положительно оказывает действие: на усвояемость лекарственных препаратов, печень и почки, защищает эритроциты от воздействия некоторые лекарств, особенно - противораковых. Допустимое количество употребления в сутки - не установлено.

Определение железа в исследуемых образцах. Всем известно, что в яблоках содержится железо, мы решили выяснить, а содержится ли железо в наших исследуемых образцах?

Мы исследуемые образцы яблок разрезали. Одну половину смазали лимоном, а другую оставили чистой. Через некоторое время наблюдали, что «чистая» половина исследуемых образцов яблок потемнела, все образцы яблок потемнели, более интенсивное потемнение было на яблоке жёлтом, менее тёмное было на яблоке красном и ещё менее на жёлтом, а что была смазана соком лимона, осталась белой.

К соку исследуемых образцов добавили гидроксид натрия NaOH, наблюдали выпадения зелёно-бурого осадка. Там, где был сок жёлтого и красного яблок, мы наблюдали выпадения осадка, в пробирке с соком от зелёного яблока был осадок, но ещё более слабый.

Вывод: Мы доказали, что железо содержится во всех исследуемых образцах.

Определение глюкозы. Многие фрукты и ягоды содержат глюкозу, вот и мы решили выяснить содержится ли в наших образцах глюкоза. Определить наличие глюкозы можно с помощью реактива гидроксида меди (II) Cu(OH)2. Для этого мы берём сок исследуемых образцов добавили гидроксид натрия NaOH, а затем раствор сульфата меди CuSO4. Раствор окрашивается в синий цвет. Получившийся раствор нагрели на спиртовке. Постепенно раствор меняет окраску: синий – зелёный – жёлтый - красный.

Появление красной окраски свидетельствует о том, что в яблочном соке содержится глюкоза. Глюкоза — один из видов сахара. При кипячении раствора образуется жёлтый осадок CuOH, который постепенно превращается в красный осадок Cu2O.

$CH_2OH – (CHOH)_4 – COH + Cu(OH)_2 \rightarrow CH_2OH – (CHOH)_4 – COOH + Cu_2O\downarrow + H_2O$

Вывод: Глюкоза содержится во 2-х исследуемых образцах, а в «Грени» мы не обнаружили

Глюкоза - участник многих процессов обмена веществ в организме. Если принимать глюкозу, то организм может в полной мере восстанавливать свою работоспособность. Приём глюкозы помогает печени вырабатывать антитоксины. Положительное действие глюкозы заключается ещё и в том, что калорий глюкоза содержит вдвое меньше, чем их содержат жиры, а вот окисляется она быстрее, чем другие вещества, которые способны поставить организму энергию.

Определение крахмала в яблоках. На кусочки яблок мы капнули по одной капле йода, синего окрашивания не произошло в первых двух образцах, а в Грени появился синяя окраска.

Вывод: значит, в исследуемых 2-х образцах не содержится крахмал, в 3-м имеется.

Превращение крахмала в организме в основном направлено на удовлетворение потребности в сахаре. Крахмал превращается в глюкозу последовательно, через ряд промежуточных образований. По мере этих превращений повышается степень растворимости в воде.

Определение витамина С в яблоках. В пробирку налить 2мл. яблочного сока, 10 мл. дистиллированной воды и немного крахмального клейстера. Далее по каплям добавлять спиртовой раствор йода до появления устойчивого синего окрашивания, не исчезающего 10-15сек. Техника определения основана на том, что молекулы аскорбиновой кислоты легко окисляются йодом. Как только йод окислит всю аскорбиновую кислоту, следующая же капля прореагирует с крахмалом, окрасит раствор в синий цвет.

Вывод: Мы наблюдали синее окрашивание во всех исследуемых образцах. Значит витамин С присутствует во всех трёх образцах.

Определение витамина Е. В сухую пробирку накапать 10 капель яблочного сока, прибавить 10 капель концентрированной азотной кислоты. Содержимое пробирки встряхнуть. Образовавшаяся эмульсия постепенно расслаивается, верхний маслянистый слой приобретает красную окраску.

Вывод: Мы наблюдали во всех исследуемых образцах яблок расслаивание, и верхний слой приобрёл красный цвет. Значит в наших исследуемых образцах яблок, содержится витамин Е.

Определение йода в семечках яблок. В яблочных семечках велико содержание йода. Дефицит этого элемента сказывается на общем состоянии организма: снижается настроение, ухудшается память, появляются частые головные боли, рассеивается внимание. Чтобы получить половину суточной нормы йода, врачи рекомендуют съедать 5 косточек ежедневно. Реактивом на йод является крахмал. Мы приливали крахмальный клейстер к истолчённым семечкам яблок, раствор окрасился в синий цвет.

Вывод: В семенах яблок содержится йод.

Заключение

В процессе выполнения работы мы познакомились с методами определения веществ в продуктах.

1. Мы узнали, что яблоки содержат много углеводов, причём в недозрелых фруктах содержится крахмал, а спелые плоды насыщены глюкозой.

2. В яблоках содержатся витамины С, Е микроэлементы железо. По содержанию витамина А (витамина роста) яблоки опережают апельсин!

3. Красное яблоко слаще, чем жёлтое, а уж тем более слаще зелёного.

4. В жёлтом яблоке содержится больше железа, чем в красном и зелёном.

5. Во всех исследуемых образцах присутствуют витамины С и Е.

6. Зелёные яблоки не вызывают аллергию. В то время как красный цвет яблок может вызвать пищевую аллергию у людей особо чувствительных к различным аллергенам.

7. Яблоки зелёного цвета помогают желудку переваривать достаточно жирную пищу. Яблоки зелёного цвета полезно есть людям, болеющим диабетом, и у которых пониженная кислотность желудка.

8. Кислота яблок зелёного цвета препятствует образованию кариеса.

9. Мы доказали, что в сочных спелых яблоках нет крахмала.

10. В семечках яблок содержится йод

11. Однозначно сказать, какое яблоко полезнее жёлтое, красное или зелёное нельзя, все эти виды яблок содержат необходимые нашему организму полезные вещества.

Яблоки очень полезны, так как содержат углеводы, витамины и минеральные вещества. Регулярное употребление яблок поможет избежать проблем со здоровьем.

Список использованных источников:

1. Габриелян О. С., Ватлина Л. П. Химический эксперимент в школе. – Москва: Дрофа, 2005.

2. Мартынов С.М. овощи + фрукты + ягоды = здоровье. – Москва: Просвещение, 1993.

УДК 574.577

ПУТИ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЁННОСТИ ГОРОДСКИХ ТЕРРИТОРИЙ СОБАЧЬИМИ ЭКСКРЕМЕНТАМИ

Кашфутдинова А. А.

(обучающаяся МБОУ ДО ЦДТТ «Биктырыш», ученица 11 класса МАОУ Школа №85 г.Уфы)

Каретникова Р. Н.

(методист МБОУ ДО ЦДТТ «Биктырыш г. Уфы)

Узорова Б. А.

(методист ПДО МБОУ ДО ЦДТТ «Биктырыш» г. Уфы)

Аннотация. Благополучная экологическая ситуация города – это в первую очередь здоровье его жителей. Экскременты собак не только портят вид города и неприятно пахнут, они также опасны для людей. Кал собак высыхает, бактерии и личинки паразитов смешиваются с почвой и поднимаются с пылью в воздух. «Собачьи экскременты имеют высокую химическую активность и медленно разлагаются. Фекалии обжигают почву и растения, что приводит к гибели зеленых насаждений. В тех местах, где собаки постоянно ходят в туалет, отсутствие растений обеспечено на много лет вперед», - говорит Вячеслав Тихонов, доцент Института почвоведения и агрохимии.

Ключевые слова: экология, биогаз, собачья площадка, ответственное отношение к животным.

UDC 574.577

WAYS TO REDUCE POLLUTION OF URBAN AREAS BY DOGS EXCREMENT

Kashfutdinova A. A.

(student at the MBEI of AE CDTT "Biktyrysh", 11th-grade student of the Municipal Autonomous Educational Institution School No. 85 in Ufa)

Karetnikova R. N.

(methodologist of MBOU DO CDTT “Biktyrysh, Ufa)

Uzorova B. A.
(methodologist of PDO MBOU DO CDTT "Biktyrysh" Ufa)

Abstract. A city's healthy environment is, first and foremost, the health of its residents. Dog feces not only spoil the city's appearance and create an unpleasant odor, they are also dangerous to people. Dog feces dry out, and bacteria and parasite larvae mix with the soil and become airborne as dust. "Dog feces are highly chemically active and decompose slowly. Feces burn the soil and plants, leading to the death of greenery. In areas where dogs regularly go to the bathroom, the absence of plants is guaranteed for many years to come," says Vyacheslav Tikhonov, associate professor at the Institute of Soil Science and Agrochemistry.

Keywords: ecology, biogas, dog park, responsible attitude towards animals.

Цель работы**:** создание экономичной собачьей площадки для улучшения экологического и эстетического вида города. Поиск эффективных технологических решений по переработке собачьих отходов и получения полезной энергии и продуктов.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- Выбрать место для обустройства площадки
- Подготовить дизайн-проект площадки для выгула и дрессировки собак
- При взаимодействии с Администрацией района разработать план реализации проекта
- Организовать работу волонтеров по установке и строительству тренажеров для животных
- Постройка собачьей площадки на самоокупаемости.

Проблема проекта**:** разработка технологических решений по утилизации собачьих экскрементов с получением полезной энергии и удобрений.

Объект**:** технологии переработки отходов собачьих экскрементов.

Предмет**:** разработка технологии переработки отходов собачьих экскрементов в органоминеральные удобрения и биогаз.

Этапы реализации проекта

I. Подготовительный этап (октябрь 2025 г – май 2026 г)

- Формирование команды

В команду проекта вошли: обучающиеся объединения «Химия вокруг нас», объединения «Информационные технологии»

- Распределение обязанностей среди участников проекта

Руководители Каретникова Римма Нуреевна, Узорова Бэлла Александровна

Инициативная группа Кашфутдинов Айрат Артурович, Кашфутдинова Алина Артуровна

Обеспечение связей ответственности Кашфутдинов Азат Дамирович

- Создание макета проекта

Обучающиеся объединения «Химия вокруг нас» и «Информационные технологии»

- Согласование проекта с Администрацией Октябрьского района

II. Практический этап (май 2026г – август 2026г)

- Организация серии субботников
- Совместная работа обучающихся, волонтёров с Администрацией Октябрьского района по реализации проекта

III. Аналитический этап (сентябрь 2026 г – ноябрь 2026 г)

- Анализ проделанной работы
- Планирование дальнейших действий, с учетом проделанной работы

Ожидаемые результаты:

- Организация социально значимой общественной деятельности обучающихся
- Комплексный подход к воспитанию экологической, эстетической культуры, трудовому воспитанию обучающихся

• Приобщение к здоровому образу жизни, как важной составляющей экологической культуры
• Улучшение эстетического вида территории, находящейся за пределами МБОУ ДО «ЦДТТ «Биктырыш», создание благоприятной экологической обстановки
• Расширение инфраструктуры города

Риски проекта**:**

• Низкая окупаемость
• Низкая посещаемость (привычка гулять во дворах парках)
• Вандализм

Идея создания площадки для выгула собак на самоокупаемости в Уфе.

Мы представляем экономичную и экологическую собачью площадку, которая освещена уличными фонарями. Уличные фонари работают за счет солнечной энергии и за счёт газа вырабатываемого из собачьих экскрементов, поэтому нам удастся сэкономить более 65000 рублей в год. На эти деньги можно купить саморазлагающиеся мешки.

Пока собаки будут гулять на площадке, хозяева могут спокойно посидеть на скамейке и понаблюдать за ними.

После того, как собака погуляет, хозяева должны убрать за питомцем экскременты, которые пойдут на получение метана.

Экскременты складываются в бочку для сбора мусора, туда же можно добавлять остатки растений, сорняков, старые пожелтевшие листья, добавив туда метана образующие бактерии, будет образовываться метан, а сухой остаток можно использовать в качестве гумосного удобрения городских клумб.

При выделении газа образуется давление. За счёт датчиков давление через клапаны газ из одной ёмкости переходит в другую, который накапливается. Через кислородный шланг высокого давления газ подаётся на фонари. В тёмное время суток срабатывает пьезо элемент, открывается подача газов, и фонари загораются.

Таблица – Расходы на проект

Наименование	**Стоимость в рублях**
ограждение сварная сетка	18900
бум для собак	20640
барьер одинарный	8280
Лабиринт	56826
Скамейки	7000
мусорный бак	205
газовый баллон	14500
столб для фонарей	30000
панель солнечного освещения	1500
ПГС	22500
датчики давления	25400
шланг высокого давления	22500
бак для сбора экскрементов 5 $м^3$	30000
Итог	258251

Выводы

• Аккумулирование и анализ имеющегося опыта разных стран, по сбору и утилизации собачьих экскрементов, будет способствовать выработке оптимального, экономически выгодного решения имеющейся проблемы.
• Широкий ряд приспособлений для уборки собачьих экскрементов, от биоразлагаемых бумажных и пластиковых пакетов до автоматических совков способствует гигиеническому, быстрому и максимально удобному сбору и утилизации.
• Город можно очистить при помощи организации площадок для выгула собак с специализированными установками для сбора экскремента и получение газа, а также установки специализированных урн для сбора экскрементов в местах общего пользования.



Список используемой литературы:

1. Собачий фекалий. URL: https://lenta.ru/news/2015/04/28/kakahi/
2. Собака и ее фекалий. URL: https://www.kp.ru/online/news/945284/
3. Маликова Г. Налог на собаку. Почему в Европе нельзя просто так взять и завести питомца. URL: http://www.nn.ru/news/articles/nalog_na_sobaku_pochemu_v_evrope_nelzya_prosto_tak_vzyat_i_zavesti_pitomtsa/50178181/
4. Собачки и их вред для природы URL: http://astro.rin.ru/news/47149/V_San_Francisko_vlasti_reshili_poluchat__e_nergiju_iz_%20sobach_ih_e_kskrementov.html" sobach_ih_e_kskrementov.html
5. Собаки портят окружающую среду URL: https://lenta.ru/news/2015/04/28/kakahi/
6. Чистый пёс. URL: https://chistopes.club/ru
7. Самые популярные заблуждения о собачьих экскрементах. URL: https://chistopes.club/ru/5-zabluzhdenij-o-sobachix-kuchkax/
8. Всё о токсакарозе. URL: https://cepia.ru
9. Собачьи экскременты. URL: https://revolution.allbest.ru/
10. Заболеваемость токсакарозом. URL: https://rospotrebnadzor.ru

УДК 621.311.24

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛНЕЧНО-ВЕТРЯНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

А.Ф. Мухамадеева

(МАОУ СОШ № 2 г. Туймазы, учитель биологии)

Д.Р. Джолдошев

(МАОУ СОШ № 2 г. Туймазы, ученик 10 класса)

Аннотация. В данной работе исследуется эффективность использования гибридных солнечно-ветровых электростанций в условиях Республики Башкортостан. На основе анализа климатических данных и технико-экономического расчета конкретной модели сделан вывод о неконкурентоспособности таких установок по сравнению с сетевым электричеством из-за чрезвычайно длительного срока окупаемости. Автор отмечает, что подобные станции могут рассматриваться лишь как автономные источники энергии в труднодоступных районах при условии значительного запаса мощности.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, солнечная электростанция, энергия ветра.

UDC 621.311.24

EFFICIENCY OF A SOLAR-WIND POWER PLANT IN THE CONDITIONS OF THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

A.F. Mukhamadeeva

(Tuimazy Secondary School No. 2, Biology Teacher)

D.R. Dzholdoshev

(Tuimazy Secondary School No. 2, 10th Grade Student)

Abstract. This paper investigates the efficiency of using hybrid solar-wind power plants in the conditions of the Republic of Bashkortostan. Based on an analysis of climatic data and a technical and economic calculation of a specific model, a conclusion is drawn about the uncompetitiveness of such installations compared to grid electricity due to an extremely long payback period. The author notes that such stations can only be considered as autonomous energy sources in remote areas, provided there is a significant power reserve.

Keywords: renewable energy, solar power plant, wind energy.

В связи с ограниченным объемом горючих полезных ископаемых энергетические потребности человечества всё в большей степени удовлетворяются за счет т.н. нетрадиционных (альтернативных) источников электрической энергии. Одним из самых доступных видов такой энергии является солнечный свет, который можно превратить в электрический ток с помощью полупроводниковых фотоэлектрических элементов, которые объединяются в солнечные батареи.

Основным недостатком солнечных электростанций является зависимость от погодных условий и прекращение генерации в ночное время. Чтобы сделать автономную электростанцию независимой от параметров освещенности, можно подключить к ней ветрогенератор.

Цель данной работы - выяснить, насколько эффективно использование солнечно-ветровых электростанций в условиях Республики Башкортостан.

Источником энергии для нужд человечества может быть солнечный свет (с физической точки зрения это поток элементарных частиц – фотонов). современные технологии дают возможность использовать следующие способы получения электричества и тепла из солнечного излучения:

В фотоэлементах под действием солнечного света возникает поток электронов (электрический ток) между пластинами полупроводника. Соединив вместе несколько таких пластин, можно получить солнечные батареи, способные производить электрическую энергию с заданными параметрами.

Ветрогенератор представляет устройство, преобразующее энергии ветра в электрическую энергию. Прародителями современных видов ветрогенераторов являются ветряные мельницы, которые применялись для получения муки из зерен.

Первый ветрогенератор был создан в 1921 году. За сто лет его конструкция претерпела множество изменений, однако в каждой типовой установке можно выделить одинаковые элементы:

- генератор переменного тока – устройство, преобразующее механическую энергию ветра в электрическую;
- лопасти, которые передают вращение к валу;
- мачта ветряка, к которой крепятся лопасти;
- аккумуляторы, накапливающие энергию, что позволяет использовать ее при небольшом ветровом потоке или его полном отсутствии.
- контроллер – преобразователь переменного напряжения, полученного с генератора, в постоянное, которое применяется для заряда батареи.

Принцип работы ветрогенератора построен на преобразовании кинетической энергии ветра в энергию вращения вала генератора.

Сначала ветер вращает лопасти, передавая крутящий момент через редуктор на вал генератора, который заставляет вращаться ротор, образуя трехфазный переменный ток. Затем полученный ток направляется на аккумуляторную батарею через контроллер. Аккумуляторы применяют для создания стабильности работы ветрогенератора. Генератор заряжает аккумуляторы при наличии ветра. При его отсутствии всегда можно взять энергию с аккумулятора, чтобы потребитель не прекращал получать электричество.

Для защиты от ураганов в ветрогенераторах применяется система с уводом ветроколеса от ветра при помощи складывания хвоста, либо торможения ветроколеса электротормозом.

А для зарядки аккумуляторов ставится контроллер между ветряком и АКБ. Он отслеживает зарядку АКБ, чтобы не испортить аккумуляторы. При необходимости он может сбрасывать лишнюю энергию на определенный балласт, к примеру, большой резистор или тэны для отопления.

Для ветрогенераторов существует специфический показатель эффективности — КИЭВ (Коэффициент Использования Энергии Ветра). Он обозначает, какой процент воздушного потока, проходящего в рабочем сечении, непосредственно воздействует на лопасти ветряка. Или, если говорить более наукообразно, он демонстрирует отношение мощности, полученной на валу устройства, к мощности потока, воздействующего на ветровую поверхность рабочего колеса. Таким образом, КИЭВ является специфической характеристикой, применимым только для ветрогенераторов, аналогом КПД.

Мощность небольшого ветрогенератора можно приблизительно оценить по формуле[13]:

$P = 0,6*S*V^3$,

где S – Площадь (м2), перпендикулярная относительно направления ветра;

V – Скорость ветра (метров в секунду).

P – Мощность генератора, кВт

Средняя продолжительность светового дня на широте Уфы – 12 часов, что составляет 4380 часов в год. Согласно данным метеорологических сайтов об Уфе, количество солнечных дней в среднем составляет 28% (1226 ч), облачных – 24% (1052 часа), пасмурных – 48% (2102 час).

Для технико-экономического расчёта нами была выбрана ветро-солнечная электростанция СФЕРА 400/100/55 производства ООО «Энергия ПРО», г. Москва [14].

Цена электростанции составляет 100 тыс. рублей. В состав комплекта входят:

- Ветрогенератор вертикального типа номинальной мощностью400 Вт
- Солнечная панель номинальной мощности 100 Вт (ФЭП)
- Аккумуляторная батарея - 55 Ач AGM
- Антивандальный термобокс под АКБ
- Контроллеры заряда
- Соединительные кабеля и коннекторы

Инвертор для получения переменного тока 220В из постоянного 12В в заводскую комплектацию не входит, его можно приобрети отдельно за 5 тыс. рублей.

Ветрогенератор вертикального типа с ротором Савониса, который способен вырабатывать электроэнергию в различных погодных условиях.

Ротор Савониса представляет собой конструкцию, в которой лопасти ротора выполнены в виде двух цилиндрических поверхностей, в которых скорость вращения и скорость ветра не зависят друг от друга. Даже при резких ветровых порывах агрегат продолжает вращение с заданной изначально скоростью.

Солнечные батареи могут вырабатывать электрический ток даже в пасмурную погоду, но их производительность при этом значительно снижается.

В случае незначительной облачности количество вырабатывоемой энергии снижается на 20 – 40 % от номинальной, а в пасмурную погоду – на 70 – 80 %.

Технико-экономический расчет

Принимая для простоты, что солнечная батарея всегда находится под оптимальным углом к Солнцу, получаем суммарную годовую выработку электроэнергии выбранной электростанцией

$P_{солн} = 0,1\ кВт * (1226\ ч + 1052\ ч * 0,7 + 2102 * 0,25) = 248,8\ кВт*ч$

Для ветрогенераторе оптимальная скорость, при которой достигается номинальная мощность - 5 м/с, поэтому для других скоростей произведенную мощность можно приблизительно посчитать по формуле

$$P_{ветр} = \frac{400}{5^3} \times \frac{V_{Зима}^3 + V_{Весна}^3 + V_{Осень}^3 + V_{Лето}^3}{4} * 365 * 24$$

Если рассчитать по этой формуле сгенерированную ветрогенератором мощность в разных климатических условиях республики Башкортостан, получим следующие результаты (табл. 1)

Таблица 1 – Производство электроэнергии за год ветрогенератором с номинальной мощностью 400 Вт

Метеостанция	$P_{ветр}$, кВт-ч
Уфа	300,5
Ахъяр (Хайбуплинский Р-н)	932,2
Аксакове (Белебеевский Р-н)	903,7
Аскино	830,9
Бирск	500,2
Зилаир	189,3
Стерлитамак	111,8
Янаул	994,6

Таким образом, наиболее благоприятные условия для ветрогенерации наблюдаются в г. Янаул, а наименее благоприятные - в г. Стерлитамак. Дальнейшие расчёты произведем для этих местностей, чтобы выяснить границы возможных значений для других районов.

Солнечные панели и ветрогенератор вырабатывают постоянный ток, а промышленное оборудование потребляет переменный с частотой 50 Гц, поэтому ток должен подаваться через инвертор. Потери энергии в инверторе составляют до 4%, в итоге мы получаем суммарную мощность переменного тока в сети потребителя.

Таблица 2 – Итоговые параметры производства в крайних по производительности районах

Метеостанция	$P_{ветр}$, кВт-ч	$P_{солн}$, кВт-ч	$P_{ветр+солн}$, кВт-ч	$P_{итог} = 0{,}96 * P_{ветр+солн}$, кВт-ч
Стерлитамак	111,8	248,8	360,6	346,2
Янаул	994,6	248,8	1243,4	1193,7

Это значит, что в Стерлитамаке электростанция при паспортной производительности в 500 Вт будет иметь среднюю мощность

346200 : (365x24) = 35,2 Вт,

а в наиболее благоприятном для ветрогенерации Янауле -

1193700 : (365x24) = 136,3 Вт.

Стоимость одного кВт-ч электроэнергии для физических лиц составляет от 2 до 3 рублей[11]. Таким образом, используемая в качестве альтернативы сетевой электроэнергии ветро-солнечная электростанция в самых благоприятных условиях за год сможет произвести электроэнергию на сумму:

*1193,7 кВт*ч * 3 р/(кВт*ч) = 3581,1 р.*

Таким образом, срок окупаемости составит более 29 лет при сроке эксплуатации солнечных батарей в пределах 20-30 лет. Реальный срок окупаемости будет выше из-за затрат на эксплуатацию и обслуживание, а также текущий ремонт. Со временем эффективность батарей уменьшается – за 12 лет – на 10%, за 25 лет – на 15%, что делает рассматриваемую электростанцию экономически неконкурентоспособной при возможности подключения к линиям электропередач.

- При использовании ветро-солнечной электростанции в качестве альтернативы сетевому электричеству в условиях Республики Башкортостан она не может окупить вложенные средства за время эксплуатации.

- Ветро-солнечная электростанция может быть автономным источником электроэнергии в труднодоступных районах, но при этом надо учитывать метеорологические условия и предусмотреть значительный запас номинальной мощности и аккумуляторные батареи для бесперебойного энергоснабжения.

Список использованных источников:

1. А.Я. Глиберман, А.К. Зайцева. Кремниевые солнечные батареи. – Москва: Государственное энергетическое издательство, 1961. – 150 с.
2. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения / под ред. Э.В. Сарнацкого, С.А. Чистовича. – Москва: Стройиздат, 1990. – 230 с.
3. Анализ показателей балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России за IV квартал 2020 года. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/ups-review/2021/ups_balance_analysis_2020q4.pdf
4. Солнечная энергетика в России: крупнейшие производители оборудования для СЭС. URL: https://solarpanel.today/proizvoditeli-solnechnih-paneley-v-rossii/
5. К. Корепов. Самые эффективные солнечные батареи - КПД, мощность и показатели напряжения. URL: https://www.tproekt.com/samye-effektivnye-solnecnye-batarei-kpd-mosnost-i-pokazateli-naprazenia/
6. Агаджанов М. Солнечные панели — источник токсичных электронных отходов. URL: https://habr.com/ru/post/405095/
7. Иванов М. Солнечная энергетика Башкортостана. URL: https://solarb.ru/solnechnaya-energetika-bashkortostana
8. Бурзянская СЭС. URL: http://energocontract-orenburg.ru/about/departments/oe-ses/burzyanskaya-ses.html
9. Единая энергетическая система России. URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2021/
10. СИБУР начал строительство на заводе ПОЛИЭФ в республике Башкортостан собственной солнечной электростанции. URL: https://etpgpb.ru/posts/16782-sibur_nachal_stroitelstvo_na_zavode_polief_v_respublike_bashkortostan_sobstvennoy_solnechnoy_elektrostantsii/
11. Цена на электрическую энергию, дифференцированная в зависимости от условий, определенных законодательством Российской Федерации на 2021 год. URL: https://www.bashesk.ru/corporate/company/information/887740/
12. Максимов А.Г. ВИЭ 2.0: Новая программа развития "зеленой" энергетики в России / А. Г. Максимов // Энергетическая политика. – 2020. – № 11(153). – С. 22-27. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_11153_22.
13. Калькулятор расчета прогнозируемой мощности ветрогенератора. URL: https://floorcarpet.ru/kalkulator-rasceta-prognoziruemoj-mosnosti-vetrogeneratora-s-poasneniami
14. СФЕРА 400/100/55 в Москве. URL: https://rosvetrogenerator.ru/products/sfera-400-100-55.html
15. Мухамадеев Э.З. Перспективы альтернативной энергетики в Российской Федерации / Э. З. Мухамадеев, Э. Э. Мухамадеев, Х. Н. Ягафарова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 905-908.

УДК 691.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТВЁРДЫХ РАСТИТЕЛЬНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

А.Ф. Мухамадеева
(МАОУ СОШ № 2 г. Туймазы, учитель биологии)
А.О. Саттарова
(МАОУ СОШ № 2 г. Туймазы, ученица 10 класса)

Аннотация. В статье обосновывается целесообразность переработки биомассы однолетнего подсолнечника, широко культивируемого в Республике Башкортостан, в строительные материалы для долгосрочной секвестрации углекислого газа. Авторы анализируют потенциал использования отходов (лузги и стеблей) для производства композитных материалов, в частности аналога ДСП, и приводят расчеты поглощения CO_2 при выращивании культуры. В работе представлены результаты эксперимента по изготовлению образцов плит из лузги, подтверждающие принципиальную возможность такого подхода.

Ключевые слова: подсолнечник, лузга, пиломатериал, вторичные ресурсы, декарбонизация.

UDC 691.1

USE OF SOLID PLANT WASTE FOR THE PRODUCTION OF CONSTRUCTION MATERIALS

A.F. Mukhamadeeva
(Tuimazy Secondary School No. 2, Biology Teacher)
A.O. Sattarova
(Tuimazy Secondary School No. 2, 10th Grade Student)

Abstract. The article substantiates the feasibility of processing the biomass of annual sunflower, widely cultivated in the Republic of Bashkortostan, into construction materials for the long-term sequestration of carbon dioxide. The authors analyze the potential of using waste products (husks and stalks) for the production of composite materials, in particular an analogue of particleboard, and provide calculations of CO_2 absorption during crop cultivation. The paper presents the results of an experiment on manufacturing board samples from husks, confirming the fundamental possibility of this approach.

Keywords: sunflower, husks, composite material, secondary resources, decarbonization.

Чтобы сохранить органику как можно дольше, нужно включать её в состав изделий, которые служат годами, а лучше десятилетиями. По нашему мнению, для этого лучше всего подходят стройматериалы. Например, известен арболит - лёгкий бетон на основе цементного вяжущего, органических заполнителей и химических добавок. Также известен как древобетон. В Канаде разработан биокомпозитный материал, легкий цементный композит, изготовленный на базе промышленной конопли с добавлением извести и воды. Выпускается в виде модульных блоков, подобных бетонным кирпичным блокам. Его можно использовать для надземных стен одноэтажных зданий. Из камыша можно изготавливать традиционный утеплитель. Стебли прессуются, перевязываются и обрабатываются борной кислотой для снижения пожароопасности. Таким образом, данное направление переработки биомассы можно считать целесообразным и практически осуществимым.

Естественно, для практической реализации нашей задачи в первую очередь рассматриваются агрокультуры, которые возделываются на территории России и конкретно нашего региона – республики Башкортостан. Для анализа различных сельскохозяйственных растений мы искали варианты, которые позволили бы обеспечить быстрый рост биомассы, то есть интенсивное поглощение углекислоты, были бы широко распространены и районированы в наших условиях. Результатом поиска стала хорошо всем известное растение - Подсóлнечник однолéтний.

Несмотря на то, что Башкортостан не является абсолютным лидером по посевным площадям данной культуры, наш регион тем не менее входит в первую десятку и имеет тенденцию к росту данного показателя [5]. Семена подсолнечника употребляются в пищу самостоятельно и служат сырьем для производства различных продуктов. Однако непосредственно используются именно семена, причем не полностью. Значительную часть семени составляет лузга – твердая оболочка, которая в пищу не годится. Однако за один летний сезон подсолнечник успевает создать значительный объем биомассы, вырастает на

высоту более 2 метров, имеет плотный толстый стебель и развитую корневую систему. Если подсолнечник выращивать для сбора зеленой массы на силос, можно собрать до 500 центнеров с гектара [8], а семян можно собрать до 15-18 центнеров и получить из них до 3 центнеров подсолнечного масла. Значит, мы можем обеспечить консервацию значительной массы поглощенного углерода, если переработаем оставшуюся после уборки урожая биомассу.

Как правило, стебли подсолнечника, которые остаются после сбора урожая, служат в качестве удобрения для культур, которые будут следующими в севообороте. Однако их можно использовать как сырье для инновационных стройматериалов. Для этого нужно их собрать, выделить из сердцевины желатиноподобное вещество и приготовить из него клей Волокна с поверхности стеблей можно измельчить, нагреть и спрессовать в древесную плиту, используя в качестве связующего этот самый клей.

Таким образом можно получить легкий и пористый растительный композитный материал, по свойствам напоминающий полистирол, распространенный теплоизоляционный материал [6].

Предыдущие способы производства строительных материалов из биомассы подсолнечника уже исследовались и апробировались ранее, но мы предлагаем провести исследование нового наполнителя для легких бетонных смесей, а именно – пеллет из лузги подсолнечника. (клик) В процессе гранулирования пеллеты приобретают высокую механическую прочность, гораздо большую, чем у частиц исходной лузги. Мы считаем, необходимо провести дополнительные свойства бетонных смесей, содержащих пеллеты из подсолнечника, чтобы сделать вывод о целесообразности подобного технического решения.

Заказчиками технологии комплексной переработки биомассы подсолнечника могут быть как сельхозпредприятия, у которых образуются излишки этой биомассы, так и ассоциированные с ними местные производители стройматериалов, которые таким образом смогут сэкономить на сырье. Подсолнечник может также стать хорошей агрокультурой для карбоновых ферм, основной целью которых будет именно накопление углеродной массы.

В связи с большим количеством образующейся на предприятиях АПК лузги подсолнечника вопрос её переработки в стройматериалы активно изучается [9]. При этом выявлены ключевые свойства данного материала, которые приводят к изменениям в технологическом процессе:

Исходная форма лузги напоминает «лодочки», что приводит к плохому контакту между частицами и нерациональному распределению связующего.

Даже при увеличении расхода связующего (карбамидоформальдегидная смола) до 30% не достигаются требуемые прочностные показатели (минимум 10,5 МПа по ГОСТ 10632-2014).

Низкая водостойкость и склонность к неограниченному разбуханию.

Для использования лузги в производстве плит необходимо произвести геометрическая трансформацию частиц (от «лодочек» к плоским формам) и повысить температуру прессования до 241–256°C для достижения размягчения.

Кроме того, нужно провести дополнительные исследования для изменения поверхности лузги (чтобы она лучше смачивалась связующими веществами) и подбора пластификаторов для снижения температуры прессования.

Большая часть сортов подсолнечника предназначена для использования семян, но при этом в качестве отходов образуется лузга, то есть шелуха. Мы предлагаем смешивать её со связующими веществами и получать аналог древесно-стружечного пиломатериала. Если лузгу предварительно измельчать, по декоративным и техническим свойствам она может стать успешным аналогом ДСП[7].

Предлагаемая для этого технология включает следующие этапы:

- смешивание лузги в небольшой емкости (10-15 л);
- добавление связующего вещества и смешивание до полной и равномерной пропитки смеси;

- придание изделию необходимой формы при небольшом давлении;
- при наличии соответствующего оборудования - горячее прессование заготовки;
- охлаждение произведенных листов ДСП на воздухе и обрезка краев.

В качестве связующего вещества в работе мы использовали клей ПВА-М, возможно использование столярного клея, формальдегидных смол и других компонентов.

С одного гектара посевов подсолнечника при оптимальной урожайности можно получить до 500 ц силосной массы и 15-18 ц семечек. При этом из семечек получают до 10 ц подсолнечного масла и других пищевых продуктов, которые окисляются и возвращают углерод в атмосферу. Таким образом, остаётся до 510 ц органических отходов. которые можно переработать с целью фиксации углерода. Содержание воды в тканях растений составляет в среднем 70%, поэтому продукция сухой биомассы примем за 153 ц.

Если условно предположить, что биомасса подсолнечника состоит в основном из целлюлозы, то можно посчитать, какая масса углекислого газа будет поглощена из атмосферы в процессе выращивания.

Целлюлоза является полимером глюкозы (рис.1).

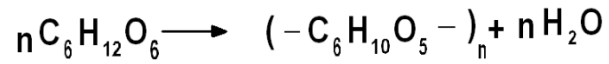


Рисунок 1 – Реакция полимеризации глюкозы

В свою очередь, глюкоза образуется в процессе фотосинтеза из углекислого газа и воды (рис. 2).

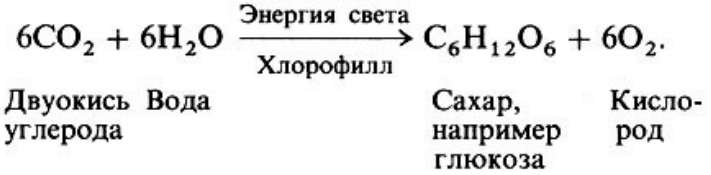


Рисунок 2 – Схема реакции фотосинтеза.

Таким образом, на каждый фрагмент полимерной цепи глюкозы с Mr(C6H10O5)=162 поглощается по 6 молекул углекислого газа с Mr(CO2)=44, то есть для образования 510 ц биомассы подсолнечника углекислоты будет израсходовано

$$m(CO_2) = m(биомассы) * \frac{6 * \mathrm{Mr(CO2)}}{\mathrm{Mr(C6H10O5)}} = 153ц * \frac{6 * 44}{162} = 249ц$$

Количество секвестрированной углекислоты превысило биомассу, так как углерод связывается в глюкозу, а кислород из CO2 возвращается в атмосферу.

По данным табл. 1, в масштабах Республики Башкортостан это составляет

$249(ц/га) * 256000га = 63744000ц$,

то есть более 6 млн тонн поглощенного углекислого газа.

В работе применялась технология изготовления ДСП, описанная выше, но этап горячего прессования заготовки был пропущен из-за отсутствия специального оборудования. После придания формы под давлением продукт сох на воздухе.

Так как клей не может сохнуть без воздуха, потребовалось вскрыть упаковку и убрать пресс. Из-за отсутствия пресса изготовляемый продукт немного увеличился в ширине (1-2 мм), но это не повлияло на его физические характеристики.

После сушки и нанесения дополнительного слоя клея на поверхность были получены образцы ДСП из лузги № 1 и № 2. Образец № 1 был изготовлен из лузги после очистки семечек, а образец № 2 – из измельченной лузги. Оба образца имели достаточную механическую прочность, но поверхность образца № 2 была более ровной.

Выводы по результатам работы:

Чтобы снизить содержание парниковых газов в атмосфере, необходимо обеспечить секвестрацию углекислоты с помощью растений на максимально возможный срок.

Среди культивируемых в Республике Башкортостан растений большим потенциалом секвестрации углерода обладает подсолнечник однолетний.

При использовании лузги подсолнечника в качестве сырья возможно получить аналог ДСП, а также другие строительные материалы. Для производства ДСП из лузги нужно изменить технологию производства плит и провести дополнительные исследования.

Если переработать в стройматериалы или другими способами сохранить биомассу подсолнечника, можно будет предотвратить поступление в атмосферу около 25 тонн углекислого газа с каждого гектара посевов.

Список использованных источников

1. Global Monitoring Laboratory – URL: https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/ (дата обращения 01.11.2026).
2. Легалов, Д. А. Карбоновые фермы и полигоны / Д. А. Легалов, Н. А. Волкова // Сборник трудов LVI Студенческой научно-практической конференции «Успехи молодежной науки в агропромышленном комплексе», Тюмень, 12 октября 2021 года. – Тюмень: Государственный аграрный университет Северного Зауралья, 2021. – С. 369-372.
3. Чем карбоновый полигон отличается от фермы? – URL: https://www.minobrnauki.gov.ru/press-center/news/?ELEMENT_ID=32364 (дата обращения 01.11.2026)
4. Семенов, В. М. Проблема углерода в устойчивом земледелии: агрохимические аспекты / В. М. Семенов, Т. Н. Лебедева // Агрохимия. – 2015. – № 11. – С. 3-12.
5. По данным Росстата посевные площади подсолнечника под урожай 2021 года составили 9,6 млн. га – URL: https://agro-bursa.ru/gazeta/podsolnechnik-maslo/2021/08/23/obzor-rynka-maslichnykh-podsolnechnika-masel.html (дата обращения 25.12.2024).
6. Экологичная альтернатива полистиролу из подсолнуха - URL: https://www.vzavtra.net/materialy/ekologichnaya-alternativa-polistirolu-iz-podsolnuxa.html (дата обращения 25.12.2024).
7. Скринникова Н.А., Семенова И.Ю. Шелуха семечек как материал для производства ДСП. - URL: https://school-science.ru/2/1/29805 (дата обращения 20.12.2024).
8. Заготовка силоса: опыт по смесям с подсолнечником - URL: https://agbz.ru/articles/zagotovka-silosa--opyit-po-smesyam-s-podsolnechnikom/ (дата обращения 12.01.2024)
9. Леонович, А. А. Подсолнечная лузга как сырьё для плит типа ДСП / А. А. Леонович, Л. В. Замазий // Известия Санкт-Петербургской лесотехнической академии. – 2024. – № 251. – С. 369-380. – DOI 10.21266/2079-4304.2024.251.369-380. – EDN WGPYZF.
10. Шангареев, Р. Р. Актуальность создания морских карбоновых ферм для решения экологических проблем в мире / Р. Р. Шангареев, Э. З. Мухамадеев, О. А. Мелехова // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти, Октябрьский, 15 марта 2024 года. – Уфа: УГНТУ, 2024. – С. 1001-1004. – EDN WVZGIT.
11. Мухамадеев, Э. З. Перспективы альтрнативной энергетики в российской федерации / Э. З. Мухамадеев, Э. Э. Мухамадеев, Х. Н. Ягафарова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2023 : Сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 75-летию УГНТУ, Октябрьский, 24 марта 2023 года. – Уфа: УГНТУ, 2023. – С. 905-908.

УДК 81-22

ЛАЙФХАКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГРАММАТИКИ В АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

Э.М. Халиулина

(МАОУ СОШ №7 имени Героя Советского Союза Нортенко В.И. г. Туймазы, ученица 8б класса)

Научный руководитель:

Яруллина З.Д.

(МАОУ СОШ №7 имени Героя Советского Союза Нортенко В.И. г. Туймазы, учитель английского языка)

Аннотация. Рассматриваются: понятие «лайфхак», грамматические категории в вариантах ОГЭ по английскому языку, типичные примеры в вариантах ОГЭ по английскому языку. Разрабатывается алгоритм выполнения задания на грамматику в вариантах ОГЭ

Ключевые слова: лайфхак, цепочки слов, словообразование, восстановление, конвертация

UDC 81-22

LIFE HACKS FOR LEARNING GRAMMAR IN ENGLISH

E.M. Khaliulina
(MAOU Secondary School No. 7 named after Hero of the Soviet Union Nortenko V.I. G. Tuimaza, 8th graduate student)
Scientific supervisor:
Yarullina Z.D.
(MAOU Secondary school No. 7 named after Hero of the Soviet Union Nortenko V.I. G. Tuimazy, English teacher)

Abstract. The following are considered: the concept of "life hack", grammatical categories in the variants of the OGE in English, typical examples in the variants of the OGE in English. An algorithm for completing grammar assignments in the OGE variants is being developed.

Keywords: life hack, chains of words, word formation, restoring, convert

The main state exam in English is an important stage in the educational life of schoolchildren. The exam is aimed at testing students' knowledge of a foreign language. The exam in English is a standardized exam consisting of several parts, including written testing and an oral interview. During the exam, students must demonstrate skills in reading, writing and translation.

The Use of English block in the exam is difficult for many students. The first task tests the mastery of grammatical constructions, of which there are a lot in any language — it is not surprising that children begin to get confused on the exam. The second exercise causes difficulties for students with a small vocabulary. We are interested in the section "Grammar". This fact determines the relevance of the question.

The object of the exploration is the main grammatical forms of parts of speech in English.

The subject of the work is the grammar task in exam variants.

The aim of the research is to find some life hacks in studying English grammar.

The following tasks were set:

1. to learn about the origin of the word “life hack”;
2. to study main grammatical forms of parts of speech in English;
3. to reveal the most common examples of grammar tasks in the exam;
4. to make an algorithm of preparation for the exam in English in the section "Grammar";
5. to conduct a consultation for 9th grade students taking the exam in English.

Hypothesis: we assume that there are enough life hacks in studying English grammar.

Methods of the research work: theoretical analysis, surveys, observation.

The theoretical significance consists in generalization of the material on this topic.

The practical significance: the results can be used in English lessons and learning English in general.

We studied the material on this topic. We have got to know that all life hacks are aimed at bypassing the difficulties and inconveniences. We have found out the main grammatical forms of parts of speech in the English language.

Tasks 20-28 suggest restoring a small text. To do this, you should convert the words printed in capital letters at the end of the lines of the connected text so that they grammatically correspond to the content of the text. To know grammar means to know the form, meaning, usage, and speech function of a particular grammatical phenomenon. Each pass corresponds to one task.

We have analyzed the grammar tasks from the variants of the last three months: August, September and October. In total we considered 45 variants. We have identified the most common cases of using grammatical forms. They are *Past Simple, Degrees of comparison of adjectives, Plural of nouns, Pronouns, Ordinal numbers, Passive voice.* We have analyzed the grammar tasks from the variants of the last three months: August, September and October. In total we considered 45 variants. We have identified the most common cases of using grammatical forms. They are *Past Simple, Degrees of comparison of adjectives, Plural of nouns, Pronouns, Ordinal numbers, Passive voice.*

Any person who studies a foreign language faces the problem of vocabulary expansion. And the student is no exception, especially the one who takes the OGE or the Unified State Exam in a foreign language. Various textbooks, dictionaries and websites dedicated to word formation in English are used in preparation for exams. But mostly the student uses the textbook to work on this topic.

During the preparation for the exam, the students should follow a certain algorithm or step-by-step instructions, following which they will quite successfully develop the skill of completing this type of tasks.

The very first recommendation is to look through the entire text with spaces, trying to understand its content and, perhaps, guess which word forms you will need. Special attention should be paid to the probability of words with a negative meaning. Not only grammatical, but also spelling accuracy of the answer is taken into account.

Next, we move on to the algorithm:

Step 1: 1. Read the instructions for the task carefully.

Step 2. Read the entire text quickly, ignoring the omissions. The goal is to understand the general content, the narrative flow, and the logic of the events.

Step 3. Determine the grammatical tense in which the text is written.

Step 4. Consider a specific sentence with an omission.

Step 5. Identify the type of sentence (negative, declarative, or interrogative) and the voice.

Step 6. Determine the part of speech (noun, pronoun, numeral, adjective, adverb, or verb).

Step 7. In this task, you need to change the grammatical form of the word according to the grammatical categories of the corresponding part of speech. You shouldn`t change the part of speech.

There is an example of completing a task following the algorithm:

Twelve National Parks were freely accessible to the public and (create) to conserve the natural beauty.

Step1: The text is written in the past.

Step 2: The sentence is affirmative. The predicate in the passive voice.

Step 3: *Create* is a verb.

Step 4: So, we should use the verb *create* in the Past Simple Passive.

Twelve National Parks were freely accessible to the public and *were created* to conserve the natural beauty.

Do not leave any gaps, and use language guessing if you are unsure. Read the entire text again to check.

Preparing for the exam in English requires careful work and diligence, but with the right approach and perseverance, every student can successfully cope with this test. By following the above recommendations and taking enough time to prepare, you can increase the chances of successfully passing the exam and getting positive results.

Список использованных источников:

1. Бобров В. А., Куренева А. А. Лайфхаки как способ продвижения товаров и услуг // Социально-гуманитарное знание: поиск новых перспектив. – 2019. – С. 120–123.

2. Долгова Т. В., Лагутина В. В. К вопросу об англоязычных неологизмах в современном русском языке // Материалы XI Международной научно-практической

конференции, посвященной 25-летию факультета гуманитарного образования Омского государственного технического университета. – Омск: ОмГТУ, 2018. – С. 325–330.
3. Соловова Е.Н., Парсонс Дж. ЕГЭ Английский язык. Письменная часть. – Титул, 2018.
4. Longman Active Study Dictionary 3rd Edition. Pearson Longman, 2002.
5. URL: dictionary.cambridge.org/grammar
6. URL: https://dzen.ru/a/Wudci6k29GHVEiTH
7. URL: https://skyeng.ru/articles/slovoobrazovanie-v-anglijskom/
8. URL: https://multiurok.ru/index.php/files/slovoobrazovanie-i-podgotovka-k-oge-i-ege-na-mater.html?ysclid=m2t6t4mqxt799510079

УДК 343.2

ПОДРОСТКОВАЯ ПРЕСТУПНОСТЬ

А.И. Шарипова
(*МАОУ СОШ № 2 г. Туймазы, ученица 10 класса)*

Аннотация. В работе рассматриваются причины, особенности и последствия подростковой преступности, подчеркивая ее многофакторность и влияние семейной среды, окружения и личностных характеристик подростков. Анализируются статистические данные по России и Башкортостану, а также особенности преступлений, совершаемых несовершеннолетними, включая растущую роль информационно-коммуникационных технологий. Особое внимание уделяется мерам профилактики и воспитания, а также опытам известных педагогов, таких как Макаренко и Сухомлинский. В работе описаны современные методы борьбы с преступностью среди подростков, включающие профилактическую работу и поддержку в трудных ситуациях. В заключение делается вывод о необходимости комплексного подхода и отмечается тенденция к снижению подростковой преступности.

Ключевые слова: подростковая преступность, причины и факторы, профилактика и воспитание, социально-экономические условия, профилактические меры, теории и педагогические подходы

UDC 343.2

JUVENILE DELINQUENCY

A.I. Sharipova
(MAOU secondary school No. 2, Tuymazy, 10th grade student)

Abstract. This paper examines the causes, characteristics, and consequences of juvenile delinquency, emphasizing its multifactorial nature and the influence of the family environment, social circle, and personal characteristics of adolescents. Statistical data for Russia and Bashkortostan are analyzed, as well as the characteristics of crimes committed by minors, including the growing role of information and communication technologies. Particular attention is paid to preventive and educational measures, as well as the experiences of renowned educators such as Makarenko and Sukhomlinsky. The paper describes modern methods for combating juvenile delinquency, including preventive work and support in difficult situations. The conclusion emphasizes the need for a comprehensive approach and notes a downward trend in juvenile delinquency.

Keywords: juvenile delinquency, causes and factors, prevention and education, socioeconomic conditions, preventive measures, theories and pedagogical approaches

1.1 Подростковая преступность и её причины .

Подростковая преступность представляет собой совокупность правонарушений, совершаемых несовершеннолетними в возрасте от 14 до 18 лет, и ,без сомнения, является одной из актуальных социальных проблем нашего времени. Разновидности подростковой преступности можно классифицировать следующим образом: против личности(хулиганство, драки, изнасилования, разбойные нападения, убийства),против собственности (кражи,

грабежи, угоны автомобилей, мошенничество, против общественной безопасности(хранение и распространение наркотиков, хранение оружия и взрывчатых веществ).В качестве наказаний для несовершеннолетних предусмотрены различные меры, среди которых выделяют штраф, обязательные и исправительные работы, арест и лишение свободы на определённый срок. При этом, как показывают исследования, не существует единой причины девиантности - у каждого подростка можно выделить свои предпосылки:

К биологическим факторам относятся особенности организма и психики, которые могут повышать склонность к отклоняющемуся поведению. Среди них: а)генетическая предрасположенность к агрессивности, импульсивности. б) нарушения в работе головного мозга, связанное с травмами, инфекциями или врождёнными патологиями, которые влияют на способность контролировать эмоции и поведение, в)гормональные изменения в подростковом возрасте, оказывающие влияние на эмоциональную нестабильность и рискованное поведение. г)психические расстройства, такие как депрессия, биполярное расстройство, синдром дефицита внимания с гиперактивностью(СДВГ),которые ухудшают адаптацию в обществе. Важно отметить, что биологические причины сами по себе редко становятся единственным фактором девиантности - чаще они возрастает).взаимодействуют с социальными и психологическими причинами.

Также существуют социальные причины:1)неблагополучные отношения в семье(жёсткий, или, наоборот, чрезмерно слабый способ воспитания, частые конфликты между членами семьи, наркомания или алкоголизм у родственников, отсутствие уважения и поддержки, неполные семьи и случаи насилия в семье),2)влияние окружения: принадлежность к группе с криминальными и антисоциальными ценностями, где привычки и нормы поведения передаются всем её участникам,3)дефицит положительных примеров в обществе(если подросток не видит здоровых примеров для подражания, вероятность того, что он начнёт перенимать негативные формы отношения к окружающему миру, значительно

Таким образом, я выяснила, что подростковая преступность возникает как результат взаимодействия множества факторов. Это от материального положения и семейной среды до личностных особенностей и влияния окружения.

1.2 Особенности подростковой преступности.

1) Конечно, в первую очередь следует отметить преимущественно групповой характер — если из числа взрослых в групповых преступлениях участвуют 23–30%, то среди несовершеннолетних — до 70%. Такое предпочтение объясняется стремлением подростков к социальной принадлежности, влиянием сверстников и поиском поддержки в неформальных группах. 2) ситуативный характер. Большая часть преступлений совершается под влиянием конкретных обстоятельств. Отсутствие жизненного опыта, особенности психики и стремление быть принятым усиливают импульсивность и рискованность поведения. 3)правовая безграмотность — многие подростки не осознают, что некоторые их действия могут считаться правонарушением, что увеличивает количество происшествий, совершенных по незнанию или недооценке последствий. По данным криминологических исследований, до 70-80% преступлений совершается несовершеннолетними вблизи места жительства, учёбы, что существенно увеличивает возможности профилактики, пресечения и раскрытия таких преступлений. Меньше всего преступлений совершается в понедельник. Чаще всего подростки совершают преступления в свободное от учёбы время (с 15 до 24.00). Наибольшее количество преступлений совершается подростками в период с 20.00 до 21.00.В течение года наибольшая активность несовершеннолетних правонарушителей приходится на каникулы, на весеннее время года(март).

1.3Последствия подростковой преступности.

Для семьи: во-первых, родители и близкие переживают сильный психологический стресс, испытывая чувство вины и тревоги. Во-вторых, зачастую семьи сталкиваются с социальной изоляцией, что ещё больше усугубляет ситуацию. Для общества: прежде всего, подростковая преступность ведёт к росту уровня преступности и ухудшению криминогенной обстановки. Кроме того, возрастает объём экономических затрат на правоохранительные

органы, суды и исправительные учреждения. Также стоит учитывать, что снижение доверия к социальным институтам отрицательно сказывается на их эффективности и стабильности общества. Не менее важно, что наблюдается ухудшение общественного порядка и безопасности, что повышает социальную напряжённость.

Таким образом, я пришла к выводу о том, что подростковая преступность приносит много проблем и самим подросткам, и всему обществу.

2.1 Подростковая преступность в стране и в Республике Башкортостан.

По данным статистики (см. приложение №1) в период с 2014 по 2017 годы в России наблюдались следующие основные тенденции в сфере преступности: За этот период количество зарегистрированных преступлений в целом снижалось. По данным МВД, с 2014 по 2017 год число преступлений уменьшилось примерно на 20-25%. По данным статистики (см. приложение №2) в Республике Башкортостан в период с 2018 по 2022 наблюдается уменьшение числа подростковой преступности.

Однако сейчас значительно выросла доля преступлений, совершаемых с использованием информационно -коммуникационных технологий. Это могут быть мошенничество, распространение противоправного контента, кибербуллинг.

2.2 Анализ подростковой преступности среди учащихся школы №2 г. Туймазы, опрос учащихся. Следовательно, можно сделать вывод о том, что подростковая преступность во второй школе на сегодняшний день практически сводится к нулю.

Глава 3.

3.1 Меры, принимаемые государством, для наказания и перевоспитания трудных подростков.

И первым хочется упомянуть Антона Семёновича Макаренко, который являлся советским педагогом, известным работой с беспризорниками и несовершеннолетними детьми, совершившими правонарушения.

С 1920 года Макаренко руководил трудовой колонией для несовершеннолетних правонарушителей, которой присвоил имя писателя Максима Горького. Таким образом, педагогика Антона Макаренко основывается на идее воспитания через коллектив и труд.

Вторым, но не менее важным деятелем является Василий Александрович Сухомлинский. Таким образом, изучив методику Сухомлинского, я сделала вывод о том, что она основывается на уважении к личности ребёнка и воспитании через заботу, добро и пример взрослого. Он считал, что воспитание должно развивать в ребёнке не только знания, но и чувства, нравственные качества, любовь к природе и труду.

Канская воспитательная колония для малолетних преступников в Красноярском крае. Таким образом, в колонии подростков учат не только дисциплине, но и дают возможность получить образование, научиться полезным профессиям и работать.

Серафимовская спецшкола. В этой школе в Туймазинском районе Башкирии не больше четырёх десятков ребят. Здесь живут и учатся не самые простые ученики — мальчишки от 11 до 18 лет, которых принято называть трудными.

По следам фильма «Слово пацана». Современные молодёжные криминальные группировки могут иметь свои особенности, но общие мотивы (желание власти, денег, принадлежности, протест) могут оставаться схожими. Они могут использовать новые формы организации (интернет, социальные сети), но суть – стремление к контролю и насилию – сохраняется. И в прошлом, и сейчас подростки вступают в группировки из-за потребности в поддержке и принадлежности. Часто ребятам не хватает внимания со стороны семьи, друзей или общества, и они ищут компанию, где почувствуют себя важными и защищёнными. 3.3 Методы борьбы с подростковой преступностью. 1) обеспечение досуга и занятости подростков. 2)проведение профилактической работы в школах.3) индивидуальный подход к подросткам из группы риска.

Заключение. В заключение можно с уверенностью заявить, что подростковая преступность – это сложное явление, требующее внимания и комплексного подхода. Не существует единого "волшебного" решения, но есть чёткие направления, которые показали

свою эффективность. Проанализировав полученную информацию, я сделала вывод, что подростковая преступность с каждым годом уменьшается.

Список использованных источников:

1. URL: https://mncp-marfino.ru/prokuror_razyasnyaet/prichiny_podrostkovoj_prestupnosti/
2. А. Макаренко. Педагогическая поэма. URL: https://ffa.object.pscloud.io/skuggcke/eoamgqcg/euwwqwyy/029cdeb695aa1b9077c465267a48d30adf4da090.pdf
3. Криминология и предупреждение преступлений: преступность несовершеннолетних: учебник для среднего профессионального образования / под редакцией А. В. Ростокинского, Р. С. Данелян. – 2-е изд. – Москва: Издательство Юрайт, 2026. – 220 с.
4. Роберт Гараев. Слово пацана. Криминальный Татарстан 1970-2010 гг.
6. URL: https://tochno.st/problems/crime/regions/bashkortostan
7. URL: https://ber-sport.ru/news/profilaktika-pravonarushenij-sredi-nesovershennoletnix/

УДК 314.174(470.51)

ДЕМОГРАФИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ТУЙМАЗЫ

Научный руководитель: ***Антонова Н.А.***
(МАОУ СОШ №7 им. Героя Советского Союза Нортенко В.И. г. Туймазы, учитель географии)
Юнусова Д.М.
(МАОУ СОШ №7 им. Героя Советского Союза Нортенко В.И. г.Туймазы, ученица 8а класса)

Аннотация. В последние годы очень часто по радио и телевидению мы слышим понятия: демография, демографическая ситуация, демографическая политика. А самое главное, в репортажах журналистов постоянно звучит зависимость будущего от этих понятий. Будущее это мы и наше поколение, поэтому мне стало интересно о какой зависимости идёт речь.

В этом учебном году на уроках географии мы изучали тему «Население России», узнали, что такое естественный прирост, численность населения, демографические проблемы и пути их решения. Мне стало интересно, как развивается динамика численности населения в нашем городе Туймазы, положительный или отрицательный естественный прирост, кого проживает больше на территории города мужчин или женщин?

Ключевые слова: демография, динамика населения, естественный прирост населения, миграция населения, статистика, численность населения.

UDC 314.174(470.51)

DEMOGRAPHIC SITUATION IN THE TERRITORY OF TUIMAZY

Scientific supervisor: ***Antonova N.A.***
(MAOU Secondary School No. 7im. Hero of the Soviet Union Nortenko V.I. G. Tuimazy, geography teacher)
Diana Yunusova
(MAOU SECONDARY SCHOOL No. 7im. Hero of the Soviet Union Nortenko V.I. G.Tuimazy, student of the 8th grade)

Abstract. In recent years, we have often heard concepts on radio and television: demography, demographic situation, demographic policy. And most importantly, in the reports of journalists, the dependence of the future on these concepts is constantly heard. The future is us and our generation, so I was wondering what kind of addiction we were talking about.

This academic year, in geography lessons, we studied the topic "Population of Russia", learned what natural growth is, population size, demographic problems and ways to solve them. I

was wondering how the population dynamics in our city of Tuimazy is developing, positive or negative natural growth, who lives more in the city of men or women?

Keywords: demography, population dynamics, natural population growth, population migration, statistics, population size.

Актуальность: Демографическая ситуация – одна из острейших проблем современной России.

Цель исследования: изучить демографическую ситуацию населения г.Туймазы.

Задачи исследования:

1. Определить сущность статистики населения
2. Рассмотреть статистические показатели, характеризующие население
3.Охарактеризовать методы исследования, применяемые в статистике населения.
4. Проанализировать пути решения демографических проблем в стране.
5. Рассмотреть события, повлиявшие на численность населения г.Туймазы
6. Определить естественный прирост населения г.Туймазы.
7. Охарактеризовать миграцию населения г. Туймазы.
8. Изучить половозрастной состав населения г.Туймазы.
9. Выпустить альманах «Демографическая ситуация на территории г.Туймазы».

Объект исследования: г.Туймазы

Предмет исследования: население г.Туймазы

Теоретическая значимость: систематизировать материал по данной проблеме, восполнить недостаток информации о демографической ситуации населения г.Туймазы.

Практическая значимость: собранный материал может быть использован на уроках географии, внеурочной деятельности по краеведению и помочь выпуску альманаха «Демографическая ситуация на территории г.Туймазы».

Методы исследования:

- анализ литературы и архивного материала;
- опрос;
- интервьюирование;
- анализ полученных данных при работе с диаграммами, картами.

Численность и состав населения относятся к крупнейшей области изучения статистики. Они играют важную роль в системе показателей планового развития экономики, культуры, повышения материального благосостояния людей, используются как для оценки достигнутого уровня экономического роста, так и для текущего и перспективного планирования размеров производства промышленной и сельскохозяйственной продукции, трудовых ресурсов и т.д.

Для мониторинга демографических процессов, оценки эффективности мер демографической политики и перспектив России в этом вопросе необходимо надежное информационное обеспечение.

Население представляет собой совокупность людей. Ее размер зависит от численности населения. Определив эту численность, мы получаем первое представление о стране.

В статистике населения объектом статистического наблюдения могут быть самые разные совокупности: население в целом (постоянное или наличное), отдельные группы населения (трудоспособное население, пенсионеры, городское население или сельское, мужчины или женщины и т.д.), молодые семьи (или, наоборот, пожилые), родившиеся за год (или иной период) или умершие и т.д.

Основным источником статистики населения являются текущий учет и единовременные наблюдения в виде в виде сплошных или выборочных переписей.

При проведении переписи населения единицей наблюдения является человек. Относительно каждого человека должны быть собраны сведения демографические (пол, дата, место рождения, состояние в браке и др.), экономические (занятость, вид

экономической деятельности, источник средств существования и др.), образовательные (уровень образования, тип учебного заведения и др.), этнические (национальность, родной язык и др.).

В статистике населения объектом статистического наблюдения могут быть самые разные совокупности: население в целом (постоянное или наличное), отдельные группы населения (трудоспособное население, пенсионеры, городское население или сельское, мужчины или женщины и т.д.), молодые семьи (или, наоборот, пожилые), родившиеся за год (или иной период) или умершие и т.д.

Важнейшим методом получения информации об изучаемых процессах и явлениях является статистическое наблюдение. К методам статистики относят и принцип самостоятельности отнесения каждого переписываемого лица к определенной группе – принцип самоопределения.

Наиболее интересны данные, которые представляет региональная статистика, так как территория России отличается редким разнообразием природно-климатических, географических, этносоциальных, историко-культурных и экономических факторов. Результатом данного многообразия факторов является обширная территориальная дифференциация демографических показателей.

Демографический кризис является одной из наиболее актуальных проблем России. Несмотря на то, что государство предпринимает множество мер для решения этой проблемы, за последние несколько лет ситуация остается сложной. В 2026 году Россия продолжит сталкиваться с демографическими вызовами, которые негативно влияют на экономику и социальную сферу. Однако правительство страны продолжает работу по созданию условий для улучшения демографической ситуации в России.

Демографические волны, последствия демографических катастроф, ощущаются страной в течение многих десятилетий. Одно из них – демографические волны, которые с неизбежной регулярностью «накатывают» на нашу страну. Косвенные демографические последствия Великой Отечественной войны исчезнут лишь к 2040г. Последствия современного демографического кризиса будут отражаться в структуре населения в течение всего XXI века.

Проанализировав всю литературу, я пришла к выводу, что первый интенсивный рост населения города в довоенные времена был связан с политикой индустриализации. Затем жители призывного возраста ушли на фронт и многие не вернулись обратно. Туймазинцы проводили 29637 своих лучших сынов и дочерей в ряды Красной Армии. Они героически сражались на фронтах Великой Отечественной войны. Около 14 тысяч из них за ратные подвиги награждены орденами и медалями, а четверо удостоены звания Героя Советского Союза.

И уже новый импульс роста численности населения, город Туймазы получил в 60-70 годы XX столетия, когда в нём появились крупные заводы: геофизического оборудования и аппаратуры, медицинского стекла, технического углерода, газоперерабатывающий и химического машиностроения, «Химмаш», Туймазинский фарфоровый завод, Туймазинский завод автобетоновозов, в 1983 году — Туймазинская фабрика нетканых материалов.

А вот в 90-х годах наблюдалось уменьшение населения туймазинцев в связи с перестроечными годами М.С.Горбачева. Все повлиявшие события численности населения отразились в таблице.

Годовое изменение населения
[1979-1989] +2.86 %/год
[1989-2002] +1.09 %/год
[2002-2010] +0.03 %/год
[2010-2015] +0.36 %/год

За последние 15 лет (с 2010 по 2025 год) население г. Туймазы выросло незначительно: с 66 836 до 67 209 человек. Это означает, что среднегодовое изменение было положительным, хотя и невысоким, с небольшим ростом численности жителей.

2010 год: население составляло около 66 836 человек.

2025 год: население составляло 67 209 человек.

Прирост за 15 лет**:** 373 человека.

Общее изменение**:** за период с 2010 по 2025 год наблюдается небольшой рост численности населения города.

Миграция населения г.Туймазы вызвана рядом причин. Главная из них — экономическая. Основной поток трудовых мигрантов из города происходит в нефте—и газодобывающие районы Сибири. Другая причина — национальная. В связи с распадом СССР национальные отношения в ряде бывших республик обострились. Русскоязычное население стало возвращаться в Россию и много эмигрантов прибыли в Туймазы. Под половой структурой населения понимают - соотношение числа мужчин и женщин. По предварительным данным ВПН-2021 года, сохранилось характерное для населения России значительное превышение численности женщин над численностью мужчин (данные Росстат).

Демографическая проблема считается одной из самой острых и деликатных. Данная проблема глобально охватывает наш город Туймазы. Работая над проектом, необходимо было разобраться в причинах демографической проблемы города Туймазы. По мнению туймазинцев, факторами демографического кризиса являются эпидемии (в том числе COVID19), смертность от болезней, загрязнение окружающей среды. Немаловажным элементом решения демографической проблемы может стать увеличение объёма и качества знаний об истинных причинах демографического кризиса на совершенном историческом этапе, знаний об опыте решения аналогичных проблем в зарубежных странах, знаний о предположениях российских учёных -демографов по выходу из демографического кризиса.

Работая над данной темой, я пришла к выводу, что наиболее влиятельными показателями численности населения города Туймазы являются - рождаемость, смертность и миграция. Учитывая это в своих расчетах, я пришла к выводу, что численность населения моего города Туймазы выросло незначительно: с ~66 836 до 67 209 человек. Это означает, что среднегодовое изменение было положительным, хотя и невысоким, с небольшим ростом численности жителей.

На мой взгляд, для того, чтобы мой город не превращался в «мёртвый», необходимо разрабатывать социальные программы, которые привлекут жителей других городов и остановят отток коренного населения. Работать над исследовательской работой мне было не сложно. Искать, находить, пробовать, рассчитывать это оказалось для меня интересно. Мне было очень интересно анализировать полученные результаты моей практической деятельности. Я научилась обрабатывать собранную информацию, оформлять материалы.

Таким образом, я считаю, что улучшение демографической ситуации возможно при изменении уровня и качества жизни: повышение заработной платы и уровня медицинского обслуживания, уменьшение зависимости от факторов риска, изменения экологической обстановки. Выполнение этой задачи требует стабилизации экономики страны и социальной политики государства.

Демографические показатели – очень чуткие индикаторы, при помощи которых можно объективно оценить деятельность власти, общества. Если преобразования в политике и экономике России будут совпадать с ожиданиями общества, то демографическая ситуация может быть значительно выровнена. Прежде всего, эксперты предлагают стимулировать рождаемость вторых и последующих детей единоразовыми выплатами. А при рождении первенца делать упор на благоприятную среду: доступную медицину, детские сады и кружки, семейно ориентированную жилищную политику.

Город Туймазы с 2021 года входит в число городов, благоприятных для проживания. В прошлом году он набрал 228 баллов и занял 1-е место. А в этом году возглавил республиканский рейтинг, набрав 262 балла из 360 возможных. К слову, благоприятными для проживания города признаются при оценке 181 балл.

При расчете индекса учитываются данные от регионов, МВД, Росстата, Минкультуры, Роспотребнадзора и Дом.РФ. Принимаются во внимание не только качество благоустройства, но и состояние экологии, современность городской среды, эффективность муниципального управления.

Я считаю, что эту работу полезно почитать всем горожанам, так как в ней есть цифры, которые очень сложно найти в нашем городе. Этот факт поиска я испытала на себе. Ну и, конечно же, моя работа, прежде всего, полезна для меня – я получила практический навык в работе исследователя и статиста. Я считаю, что собранный мной материал будет полезным для работы на уроке и внеурочной деятельности. Результатом моей исследовательской работы стал выпуск альманаха на тему «Демографическая ситуация на территории города Туймазы»

Список использованных источников:

1. Алексеев А.И. География. Россия. Природа и население. 8 кл.: учебник для общеобразовательных организаций 10-е изд. – Москва: Просвещение, 2021. – 255 с.
2. Баринова И.И., Дронов В.П., Ром В.Я. Готовимся к экзамену по географии. – Москва: Айрис пресс, 2000.
3. Гундаров И. Россия может исчезнуть навсегда. URL: http://www/demografia.ru/forum_main/viewtopic.php
4. Демографическая ситуация в современной России // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2016. – №1-2. – С. 147–149.
5. Копылов В.А. География населения: учебное пособие / 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Дашков и К°, 2004.
6. Калмыков Н.Н. О демографической ситуации в России: анализ, проблемы и перспективы развития / Н.Н. Калмыков, Н.Н. Логинова, Н.В. Харчикова // Актуальные проблемы современности: наука и общество. – 2018. – №3.
7. Ковтун Д.А., Грицунова С.А. Методические рекомендации по изучению итогов Всероссийской переписи населения 2022 года в ОУ. – Москва: КРОС, 2022.
8. Рыбаковский Л.Л. Демографическая безопасность: геополитические аспекты // Народонаселение. – 2019.
9. Статистические данные Росстата. Официальный сайт 2024 год. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&firstDoc=1&lastDoc=1&nd=102117162
10. Концепция демографической политики Российской Федерации на период до 2025 года. URL: https://xn--80aapampemcchfmo7a3c9ehj.xn--p1ai/projects/demografiya/

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «РАЗВЕДКА, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

1. **Абделнаби Фахд Ашраф Фахд, Аль саллами Нур хади хасан.** Основные осложнения при нефтедобыче: проблемы АСПО и гидратообразования 3
2. **Абделнаби Фахд Ашраф Фахд, Аль саллами Нур хади хасан**. Современные методы предупреждения образования АСПО и гидратов: от химического ингибирования до интеллектуального прогнозирования 5
3. **Азан Р.М.М.М.** Исследование влияния свободного газа на эффективность работы скважин, оборудованных УЭЦН 7
4. **Азан Р.М.М.М.** Причина возникновения аварий на нефтяных скважинах, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов 9
5. **Аль-Кураиши Хайдер Азиз Алван**. Развитие методики интерпретации эффективности газодинамического разрыва пласта 12
6. **Аль-Кураиши Хайдер Азиз Алван**. Совершенствование применения газодинамического разрыва пласта на участке West Qurna-2 в условиях неоднородной формации Zubair 20
7. **Альмухаметова Э.М., Мишенев М.С., Загидуллина Р.Р.** Разработка компоновки для проведения СКО по двум нефтенасыщенным пластам на Тевлинско-Русскинском месторождении 24
8. **Альясари С.Х.О.** Анализ отказов подземного оборудования штанговых установок 28
9. **Альясари С.Х.О.** Основные причины, влияющие на эффективность работы скважинной штанговой насосной установки 31
10. **Арсланов И.И., Гатиятуллин А.М., Сайфутдинов Д.С.** Осложнения при добыче нефти и газа и методы борьбы с ними 33
11. **Арсланов Р.М., Измайлова Г.Р.** Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки 35
12. **Ахмадиев Р.И., Горелов В.С., Архипова Г.Ф., Гарайханова Р.И.** Технология интенсификации добычи на карбонатных коллекторах на основе селективной изоляции и целенаправленной кислотной обработки 38
13. **Байрамалыев А.М.** Комплексные технологии адаптивного управления добычей на поздней стадии освоения нефтяных месторождений 45
14. **Байрамалыев А.М.** Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождения в заключительной стадии разработки 48
15. **Баянова Ю.В.** Критерии подбора скважин-кандидатов для эффективного проведения соляно-кислотных обработок 50
16. **Блинов А.Ю., Минхайров И.Н., Рамазанов Л.Т., Рафиков Ю.В., Голубков А.В.** Оптимизация разработки месторождений методом гидроразрыва пласта 54
17. **Галимов М.Р., Нефедов Е.Р.** Снижение надежности работы нефтепромыслового оборудования 60
18. **Галимова-Сенаторова А.А.** Обоснование методов соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта на Александровской площади Туймазинского месторождения 64
19. **Галлямов Р.И.** Оценка потенциала и разработка программы по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на Орехово-Ермаковском месторождении с целью повышения экономической эффективности 68
20. **Гарифуллина Г.И., Ишметов А.З.** Проблема образования отложений неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования в условиях Восточно-Сургутского месторождения 71
21. **Гатауллин Ф.М.** Применение мобильных решений подготовки и сбора нефти при обустройстве Ореховского лицензионного участка 75
22. **Гиззатуллина А.А., Дорофеева А.С.** Обоснование применения пароциклической обработки 78
23. **Гиззатуллина А.А., Ситник Ю.В.** Моделирование фильтрационных течений в гидроразрывной трещине 81
24. **Гильманов А.А., Хамзин И.И.** Выбор скважин кандидатов для проведения 84

гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах
25. **Гильманов А.А., Хамзин И.И.** Основные факторы, влияющие на успешность гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах 87
26. **Гильмитдинов В.М.** Организация закачки азота в пласт в системе поддержания пластового давления Ромашкинского месторождения 90
27. **Грезина О.А., Хайруллин И.И.** Интенсификация добычи нефти гидроразрыва пласта в скважинах Восточно-Сулиевской площади Ромашкинского месторождения 93
28. **Грезина О.А., Хабибуллин С.М.** Предупреждение гидратообразования с применением ингибиторов в скважинах месторождения им. Усольцева 97
29. **Джалолов Б.Г., Петрова Л.В.** Совершенствование технологий предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в добывающих скважинах на месторождениях Западной Сибири 101
30. **Жариков С.А.** Сравнительный анализ эффективности соляно-кислотной обработки и кислотного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных коллекторов Западной Сибири 104
31. **Загретдинов Р.З.** Применение ингибиторов для предотвращения гидратообразования 108
32. **Загретдинов Р.З.** Применение ингибиторов для предотвращения гидратообразования в системе сбора и подготовки нефти и газа 115
33. **Захаров А.С.** Технология колтюбинга в освоении скважин после гидроразрыва пласта: принципы, оборудование и преимущества 121
34. **Ибрагимов Р.Э.**, **Вафин Р.В.** Повышение интенсификации выработки запасов методом уплотнения сетки скважин 126
35. **Ибрагимов Р.Э.**, **Вафин Р.В.** Уплотнение сетки скважин как способ повышения эффективности разработки месторождений 129
36. **Ибрагимов Р.Э., Ямбаева С.М., Еремеева Л.М.** Анализ потребления электроэнергии при эксплуатации скважин с УЭЦН в условиях месторождения X 132
37. **Ибрагимов Р.Э., Ямбаева С.М., Еремеева Л.М.** Анализ эффективности системы разработки месторождения N 136
38. **Ибрагимов Р.Э., Ямбаева С.М., Еремеева Л.М.** Определение критериев скважин-кандидатов для проведения зарезки боковых стволов на месторождении M 139
39. **Ибрагимова Н.В., Шавалиев А.И., Зарипов И.Ф., Зарипова Г.М., Бирюков Д.А.** Совершенствование технологий по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в скважинах 142
40. **Изомов Ф.Ф.** Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки методом зарезки боковых стволов 149
41. **Ишмухаметов И.И.** Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири 153
42. **Камалов Е.Э.** Разработка технологии контроля инициирования кумулятивного перфоратора с применением автономных приборов 157
43. **Каримов Р.Т.** Обзор технологии водогазового воздействия на пласт нефтегазодобывающих предприятий Республики Татарстан 160
44. **Кашоор. М. А. М. А** Совершенствование проведения геолого-промыслового анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачипродуктивных пластов на месторождении Румайла 163
45. **Кобища Д.И., Горбунов В.В., Сальманов Р.Х., Хакимов И.К.** Совершенствование методов борьбы с АСПО в добывающих скважинах с применением греющих кабелей 166
46. **Кобища Д.И., Полещук К.М., Булатов Р.Э., Вильданов Р.М.** Совершенствование применения метанола для предотвращения гидратообразования в газодобыче 170
47. **Кобища Д.И., Шагиахметов Р., Янкин Д.А., Мустафин М.М.** Применение полиакриламида для интенсификации добычи нефти и газа 176
48. **Кобища Д.И., Якупова Е.С., Булах О.И.** Исследование методов борьбы с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании и оценка эффективности технологии химического ингибирования 183
49. **Кулешова Л.С., Джавадов А.С.** Обоснование применения кислотных обработок в различных геологических условиях 189
50. **Кулешова Л.С., Джавадов А.С.** Проблема снижения проницаемости призабойной зоны пласта нефтяных месторождений 191

51. **Кулешова Л.С., Ермачев И.А.** Повышение эффективности эксплуатации осложненного парафиноотложениями фонда скважин Бавлинского месторождения 194
52. **Кулешова Л.С., Зайнутдинова Д.Р., Китапов И.Д.** Применение технологии одновременно-раздельной закачки рабочего агента при разработке месторождений высоковязкой нефти 198
53. **Кулешова Л.С., Исламов Р.Р.** Совершенствование технологии подготовки газа на газовом промысле Заполярного месторождения 202
54. **Литвинов И.И., Фахретдинов Р.Ф.** Обоснование работ по газоимпульсной обработке призабойной зоны пласта на Холмогорском месторождении 207
55. **Малов А.Г., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В.** Методика бесшовной идентификации паттернов при поисках месторождений-аналогов и типизации их условий залегания 211
56. **Малышев П.М., Газизов Ф.Ф.** Повышение эффективности эксплуатации осложненного АСПВ фонда скважин на Карасевском месторождении 217
57. **Малышев П.М., Каримов Д.Д.** Повышение эффективности эксплуатации осложненного выносом механических примесей фонда скважин Самотлорского месторождения 220
58. **Мансур Хайтам Рамадан Седдик, Абдельрахим Абделлах Эльсаед Эльараби, Нур Хасан Хилал Фалхи.** Методы прогнозирования эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи 225
59. **Мансур Хайтам Рамадан Седдик, Абдельрахим Абделлах Эльсаед Эльараби, Нур Хасан Хилал Фалхи.** Современные методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири 227
60. **Мигранов Д.Б.** Применение ингибиторов для предупреждения углекислотной коррозии 229
61. **Мингулов Ш.Г., Огородников М.А.** Минимизация потерь нефти при нештатной работе оборудования МГРП после бурения в условиях ТРИЗ 233
62. **Мингулов Ш.Г., Огородников М.А.** Оптимальная система заканчивания скважин проведением многоступенчатых ГРП в условиях ТРИЗ 236
63. **Миниахметов И.Р.** Анализ эффективности технологии строительства боковых стволов на Алексеевском нефтяном месторождении 242
64. **Миннигалимов Р.З., Аль-Амари М.А.К.** Обоснование рационального подбора насосного оборудования по фактическим условиям эксплуатации на месторождении Западная Курна-2 245
65. **Миннигалимов Р.З., Аль-Амари М.А.К.** Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных центробежными электронасосами на месторождении Западная Курна-2 249
66. **Миннигалимов Р.З., Ахмадиев Р.Р.** Бурение бокового ствола с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта 254
67. **Миннигалимов Р.З., Прокудина К.В.** Повышение эффективности ГРП в трудноизвлекаемых запасах 256
68. **Миннигалимов Р.З., Прокудина К.В.** Повышение эффективности проведения гидроразрыва пласта в условиях залежей с трудноизвлекаемыми запасами 261
69. **Миннулин А.Г., Яковлев Д.В.** Оптимизация режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов УЭЦН, на Белебеевском месторождении 264
70. **Митичкина П.Г.** Повышение эффективности заводнения пластов на основе полимерных систем месторождения 268
71. **Михайлов В.Э., Грезина О.А.** Совершенствование эксплуатации скважин установками центробежных насосов 272
72. **Мурадян А.К.** Перспективные методы освоения газогидратных залежей 277
73. **Мухаметзянов Р.Р., Каримов Р.Т., Измайлова Г.Р.** Обустройство труднодоступных месторождений с использованием передвижного комплекса по исследованию и освоению скважины 279
74. **Мухаметзянов Р.Р., Каримов Р.Т., Литвинов И.И.** Проблемы растепления добывающих скважин в условиях вечной мерзлоты 282
75. **Мухаметшин В.В., Шангареев В.Р.** Водогазовое воздействие как перспективный инструмент для повышения коэффициента нефтеотдачи 286

76. **Насыров А.А., Бапанина Я. И., Ганиева А. А., Султанова Н. С.** Моделирование функционирования подводного "купола-сепаратора" 290
77. **Петрова Л.В., Джалолов Б.Г.** Анализ межремонтного периода осложненного фонда скважин Инзырейского месторождения 294
78. **Поленов А.В., Камалетдинов А.Р., Мустафин А.Б.** Прогнозирование эффективности солянокислотных обработок для интенсификации добычи на месторождении 298
79. **Садретдинов К.М.** Оптимизация производственного процесса подготовки газа и стабилизации на Чаяндинском НГКМ 302
80. **Саетгараев Л.И., Ямалов Д.И.** Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов 308
81. **Салихова О.Ю., Сыртланова А.А.** Анализ эффективности применяемых технологий борьбы с коррозией на водоводах системы ППД 315
82. **Саушкина Д.Р., Хабибуллин Р.Р., Наширбанов А.Г., Шарифуллина Р.Р.** Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта 319
83. **Сафаров Э.М.** Анализ эффективности результатов зарезки боковых стволов на примере Камчатского месторождения 322
84. **Смагин А.А.** Пути повышения эффективности проведения соляно-кислотных обработок в сложных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов 325
85. **Сюндюков А.В., Полянский В.А.** Анализ промысловых данных для оценки геометрии трещины авто-ГРП в нагнетательных скважинах 329
86. **Тухватуллин А.А.** Применение комплексной технологии гидромониторного воздействия 332
87. **Фаридонов А.М.** Применение программ для расчета глубины расположения парафиновой пробки в нефтяной скважине 336
88. **Фахрутдинов Ш.Ф.** Разработка комплексной технологии гидромониторного воздействия 338
89. **Федотов А.Д.** Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения 346
90. **Фокин Д.Р.** Синергизм влияния углеводородных компонентов попутного газа на взрывобезопасность метановоздушных смесей в системах сбора и подготовки нефти 349
91. **Хабирова А.А.** Влияние условий сепарации нефти на объем ее добычи 352
92. **Хакимзянов И.Н., Ал-Шуваили А.А.М.** Обоснование выбора кислотных составов для пластов Ватьеганского месторождения с учётом литолого-петрофизических особенностей пластов 356
93. **Хакимзянов И.Н., Ал-Шуваили А.А.М.** Оценка эффективности применения кислотных составов и технологий обработки призабойной зоны на Ватьеганском месторождении 361
94. **Хакимзянов И.Н., Сувайд Ш.Х.М.М.** Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и их влияние на эффективность ГРП на Кустовом месторождении 366
95. **Хакимзянов И.Н., Сувайд Ш.Х.М.М.** Сопоставление геологических характеристик пласта, технологических параметров и показателей эффективности ГРП 371
96. **Халадов А.Ш., Велиев М.М., Газабиева З.Х., Алиев И.И., Дзейтов А.А., Эжиев Батыр.А., Эжиев Башир.А.** Анализ текущего состояния и эффективности применяемой технологии разработки нефтяных залежей месторождения АО «Ингушнефть» 376
97. **Халадов А.Ш., Умаев А.А., Алиев И.И., Газабиева З.Х., Дудаев М.М., Мамажонов А., Татарханов М.А., Усмонов А.Х., Усмонов Ю.Ш., Велиева М.Э.** Геолого-промысловое обоснование мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки месторождения Грозненского нефтяного района 382
98. **Халадов А.Ш., Велиев М.М., Закариев И.А., Муртузов С.И., Содиков Ж.Б угли., Сулаев Р.А., Цухаев М.Х., Эскерханов З.А., Эльдаров Б.Э.** Геолого-промысловые аспекты интенсификация притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений Грозненского нефтяного района 392
99. **Халадов А.Ш., Велиева О.В., Ахмедов С.Н., Бахромхонов А.А. угли., Бизаев М.А., Гайтукиев Т.И., Галимзянов Р.Р., Гетаев А.А., Цухаев М.Х.** Геолого-промысловые 396

особенности интенсификации добычи нефти из высокотемпературных терригенных пластов месторождений Грозненского нефтяного района
100. **Халадов А.Ш., Дудаев М.М., Велиев М.М., Абсатаров А.М., Гариев Р.Ж., Чоджоев А.Р., Дадаев А.М-Э.** Интенсификация притока жидкости из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного района 402
101. **Халадов А.Ш., Газабиева З.Х., Байрамалиева А.А., Удаев А.Х., Цакаев С-М.Ш., Велиева К.Э.** Интенсификация притока флюидов из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений Грозненского нефтяного района 406
102. **Халадов А.Ш., Велиев М.М., Муксимов И.И., Одаманов К.М., Оздоев А.А., Янсуков А.Т., Тулумбаев А.К., Ахмедханов В.К.** Технологии интенсификации добычи из высокотемпературных мезозойских отложений месторождений Грозненского нефтяного района 409
103. **Халадов А.Ш., Газабиева З.Х., Дудаев М.М., Велиев М.М., Арсланов Д.М., Келигов А.А.** Технологические показатели вариантов разработки с учетом результатов исследований скважин и пластов на месторождении Грозненского нефтяного района 414
104. **Халадов А.Ш., Умаев А.А., Дудаев М.М., Велиева О.В., Дзейтов А.А., Батыр.А. Эжиев, Башир.А. Эжиев** Характеристика технологических показателей разработки по вариантам разработки нефтяных залежей месторождения АО «Ингушнефть» 418
105. **Ханнанова А.А.** Методические аспекты разработки месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с использованием заводнения 423
106. **Ханнанова А.А.** Особенности заводнения сложнопостроенных залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 427
107. **Хуснутдинова Р.Р., Хабибулин Э.Б., Шаяхметов А.М.** Эволюция технологических жидкостей ГРП 432
108. **Хуснутдинова Р.Р., Хамидуллин Д.А., Киямов А.А., Шаяхметов А.М.** Борьба с отложениями парафина при добыче флюида 435
109. **Чалов М.А., Хабибуллин Р.Х.** Опыт применения гидравлического привода штангового глубинного насоса 439
110. **Шакурова А.Ф., Шарафутдинов Р.Р.** Обоснование работ по ликвидации заколонных циркуляций на Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения 444
111. **Шашунов Н.А.**, **Мавлиханова З.З., Мингажев А.Д.** Анализ причин преждевременного выхода из строя жаровых труб трехфазных сепараторов типа Heater-Treater 447
112. **Щербакова А.С., Измайлова Г.Р.** Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта 451
113. **Щетников В.И., Щетникова Н.А.** Применение искусственного интеллекта на месторождениях Вьетнама 453
114. **Юмагулов А.И., Измайлова Г.Р.** Применение оборудования одновременно-раздельной добычи для повышения эффективности эксплуатации скважин 459
115. **Юсеф Вael Шаабан Десуки.** Применение кислотно-поверхностного состава для повышения нефтеотдачи: от лабораторных исследований к промысловым испытаниям 462
116. **Юсеф Вael Шаабан Десуки.** Состояние разработки и методы интенсификации добычи нефти на Ай-пимском месторождении 464
117. **Юссеф Я.Ю.Ю.** Проведение кислотной обработки призабойной зоны пласта 467
118. **Юссеф Я.Ю.Ю., Хисматуллин А.Р.** Традиционный подход проведения обработки призабойной зоны пласта и его недостатки 470
119. **Якупов Э.В.** Область применения гидравлического разрыва пласта 473
120. **Якупов Э.В.** Пути совершенствования технологии гидроразрыва пласта 476
121. **Яловега Д.Г., Лотфуллин Р.М., Хуснутдинова Р.Р.** Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов 478

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

122. **Авзалов Л.Д., Садыкова Э.Р.** Применение самополимеризующейся системы для ликвидации поглощений промывочных жидкостей 485
123. **Алимгузин И.М., Дихтярь Т.Д.** Применение демпфирующих устройств при бурении скважин 488
124. **Ахметвалеев И.И., Габзалилова А.Х.** Анализ применения телеметрической системы 491

АБТС-ЭМ
125. **Багаев П.А.** Анализ применения винтового забойного двигателя при строительстве скважины на южно-приобском месторождении 496
126. **Байбурин Н.Р.** Повышение качества крепления скважины 500
127. **Байков И.И., Султанов Д.Д.** Анализ применения теплоизолирующих технологий для предотвращения оттаивания многолетнемерзлых грунтов 503
128. **Баймухаметов Т.Р., Калинушкин В.А.** Анализ применения понизителя фильтрации бурового раствора на основе модифицированного лигнина в процессе строительства скважины 506
129. **Батталов Р.Ф., Вафин Р.М.** Применение телеметрической системы SURESHOT 509
130. **Вебер Л.В., Дихтярь Т.Д.** Буровые растворы на углеводородной основе 513
131. **Габзалилова А.Х., Латыпов А.А.** Анализ применения долот PDC в процессе строительства скважины 517
132. **Галин Р.Р., Садыкова Э.Р.** Модернизация системы очистки бурового раствора 522
133. **Гимазтдинова Э.А., Латыпова Т.Р., Хабибуллин Д.Ф.** Технология бурения на обсадной колонне 524
134. **Гуторов А.Ю., Шарифуллина Р.Р., Лобанов М.Н.** Анализ влияния смазочных добавок на снижение прихватоопасности бурильной трубы 526
135. **Денисов Д.А., Садыкова Э.Р.** Повышение устойчивости глинистых пород в процессе строительства скважин с применением ингибирующих добавок 530
136. **Заманов Э.Р., Любимова С.В.** Применение технологии гидромеханической щелевой перфорации для вторичного вскрытия продуктивного пласта 532
137. **Зарипов И.А., Габзалилова А.Х.** Анализ применения полимерной буферной жидкости для повышения качества крепления скважин 535
138. **Исаев Н.А.** Анализ эксплуатационных характеристик долот и оптимизацией их выбора для повышения эффективности бурения 537
139. **Курбангалиев А.И., Вафин Р.М.** Обоснование выбора долот 542
140. **Лопатин П.В.** Анализ влияния свойств буферных жидкостей на качество крепления скважины 545
141. **Никонов В.В., Любимова С.В.** Обоснование выбора системы очистки промывочной жидкости 547
142. **Нугманов А.А., Садыкова Э.Р.** Применение роторной управляемой системы 552
143. **Попов А.Н., Ахатов Д.Р., Галлямутдинов А.Х., Гимазетдинов А.Р., Садыков И.А.** Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин 556
144. **Садыкова Э.Р., Гайсин Р.А.** Применение алюмосиликатных микросфер в тампонажных растворах для повышения качества крепления 559
145. **Саковцев П.В., Дихтярь Т.Д.** Применение технологии бурения с управляемым давлением 562
146. **Салихов А.А.** Анализ применения телеметрических систем MWD при бурении скважин 567
147. **Сахаутдинов И.Ф., Дихтярь Т.Д.** Обоснование выбора забойного двигателя при бурении под эксплуатационную колонну 571
148. **Соронин А.М., Султанов Д.А.** Применение технологии восстановления бурильных труб 575
149. **Табермаков И.С.** Анализ применения метода предотвращения заколонных перетоков скважины на сарбайско-мочалеевском месторождении 578
150. **Туктамышева Р.А., Назипов Р.А.** Инновационная технология в производстве термоисточников для обработки нефтяных скважин 582
151. **Фаррахов М.Р.** Роторно-управляемая система ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» 586
152. **Хайруллин И.Р., Дихтярь Т.Д.** Обоснование применения осциллятора при бурении скважины 589
153. **Хафизов И.И., Гуторов А.Ю.** Применение телеметрической системы с гидравлическим каналом связи 593
154. **Ширгазин М.М., Садыкова Э.Р.** Система бурового раствора для бурения в сложных термобарических условиях 598

СЕКЦИЯ «НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ»

155. **Айлиме Ф.Б.** Определение наилучшего варианта технологий паронагнетания для месторождения Юмури-Себоруко 601
156. **Айлиме Ф.Б.** Оценка перспектив использования существующих насосов после применения МУН на месторождения Юмури-Себоруко 604
157. **Акмалов А.Л.** Методы снижения энергетических потерь в клиноременной передаче при добыче нефти штанговыми насосными установками 606
158. **Гатиятуллина М.Р., Сулейманов Р.И., Астафьева Г. М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Разработка фильтра призабойной зоны скважин, оборудованных УЭЦН 608
159. **Гиндуллина Д.Р., Зайлалов А.И., Зайнагалина Л.З., Астафьева Г. М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Разработка кольцевого нагревателя для борьбы с парафиноотложениями в УЭЦН 612
160. **Давыдов А.Ю., Гатиятуллина М.Р., Хабибуллин М.Я., Астафьева Г. М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Источники механических примесей в призабойной зоне скважин с УЭЦН и их влияние на надежность оборудования 615
161. **Давыдов А.Ю., Исаева Д.П., Хабибуллин М.Я., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Анализ влияния механических примесей на работу центробежных насосов 620
162. **Давыдов А.Ю., Козлова К.П., Гиндуллина Д.Р., Галиуллина И.Ф., Астафьева Г. М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Модернизация системы автоматизации установки налива нефтепродуктов на базе отечественного оборудования 625
163. **Давыдов А.Ю., Мухаметгареев Д.Э., Сулейманов Р.И., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Повышение эффективности функционирования ШГН путем оптимизации режимных параметров и анализа их надежности 630
164. **Давыдов А.Ю., Ахметьянов Г.Н., Хабибуллин М.Я., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Использование гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) при проведении подземных ремонтов 636
165. **Давыдов А.Ю., Валиев И.И., Хабибуллин М.Я., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Совершенствование конструкции гидрозащиты электроцентробежного насоса 2УЭЦНМ 5-125-1200 641
166. **Давыдов А.Ю., Минивалиев Д.З., Зайнагалина Л.З., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Этапы автоматизированного проектирования нефтегазового оборудования 646
167. **Давыдов А.Ю., Минивалиев Д.З., Зайнагалина Л.З., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Автоматизированные системы управления технологическими процессами в нефтегазовой отрасли 651
168. **Давыдов А.Ю., Новикова А.А., Зарипова Л.М., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Повышение эффективности работы центробежных насосов при добыче высоковязкой нефти 657
169. **Давыдов А.Ю., Новикова А.А., Сулейманов Р.И., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Разработка роликового подшипника с комбинированным сепаратором для редуктора привода штангового насоса 661
170. **Давыдов А.Ю., Фазлиев В.Р., Зарипова Л.М., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Установка скважинная штанговая насосная. Изменение конструкции оттягивающего устройства на поворотный механизм винтового типа 666
171. **Давыдов А.Ю., Фазлиев В.Р., Сулейманов Р.И., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Сепаратор горизонтальный ОГ-200 с оптимизированной системой разложения скважинной продукции 672
172. **Давыдов А.Ю., Фаткуллин Д.И., Галиуллина И.Ф., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Повышение эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах 676
173. **Давыдов А.Ю., Хамидуллин Д.А.., Галиуллина И.Ф., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Повышение срока эксплуатации оборудования путём увеличения коррозионной стойкости 681

174. **Зайнагалина Л.З., Валиев И. И., Сайфуллин М.Т., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Диагностика износа подшипников центробежнгых насосов 687
175. **Зайнагалина Л.З., Козлова К.П., Степанов Т.Р., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Применение метаматериалов для виброизоляции насосных агрегатов типа ЦНС-180 690
176. **Зарипова Л.М., Ахметьянов Г.Н., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л. Н., Фарвазова Н.С.** Применение саморегулирующихся балансировочных шайб для снижения вибраций роторов турбодетандерных агрегатов 693
177. **Зарипова Л.М., Минивалиев Д.З., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Разработка нагревателя для погружного агрегата насоса ЭЦН5-80-1200 696
178. **Зарипова Л.М., Фаткуллин Д.И., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Разработка защитной втулки из фторопласта Ф-4К20 для повышения надежности центробежного насоса для перекачки нефтепродуктов 701
179. **Исаева Д.П., Сулейманов Р.И., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Классификация фильтров для защиты наземных центробежных насосов 705
180. **Исаева Д.П., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Разработка фильтра для наземного ценробежного насоса 710
181. **Карагодин В.И., Чан Ван Доан.** Совершенствование ремонта рабочего оборудования транспортно-технологических машин 714
182. **Мусина Я.Р., Рахматуллин Д.А., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Дрон-инспектор в нефтегазовом деле 719
183. **Мусина Я.Р., Тухваташин А.Р., Кудояров А.Р., Ихсанова Ф.А.** Математическое моделирование и оптимизация параметров лабиринтных уплотнений ЦНС 180-1900 723
184. **Сулейманов Р.И., Халиков Н.А., Астафьева Г.М., Иванцова Т.Н., Мамаева Л.Н., Фарвазова Н.С.** Модернизация входного узла сепаратора в составе установки учета нефти «ОЗНА-МАССОМЕР» 727
185. **Шайдаков В.В., Хуссейн Ш.М.** Анализ причин солеобразования и классификация методов предотвращения солеотложений в установках электроцентробежных насосов (УЭЦН) при добыче нефти 729
186. **Шайдаков В.В., Хуссейн Ш.М.** Методика определения видов отказов и наработки до отказа установок электроцентробежных насосов 733
187. **Шайдаков В.В., Мурзабулатова Э.Р., Богатырев Т.С.** История развития промышленных экзоскелетов 737
188. **Шайдаков В.В., Л. Ривас Наварро, А.Л. Фрескет Бланко, К. Миранда Николау.** Повышение эффективности подготовки нефти на месторождении Варадеро (Куба) путем внедрения установки «HEATER TREATER» 739

СЕКЦИЯ «ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕМАТИЧЕСКИЕ И ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ»

189. **Антонянц Е.Н., Заозернов В.А., Леонтьев А.В.** Сопоставление изображений с применением методов и алгоритмов сравнения визуальных данных 744
190. **Габдрахманова К.Ф., Зарипов К.Р., Шалибова В.Э., Дорофеев А.С., Наумкин М.Б.** Разработка интеллектуальной системы мониторинга параметров бурового раствора с модулем многофакторного экономического анализа 748
191. **Габдрахманова К.Ф., Лубашев О.О.** Разработка программы для определения параметров заготовки для последующей механической обработки 752
192. **Габдрахманова К.Ф., Гизатуллина Л.Р.** Разработка калькулятора для расчёта прочности сварных соединений на языке Python 756
193. **Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф.** Оптимизация размещения узлов контроля коррозии в трубопроводах различного назначения 760
194. **Галлямов И.И., Габдуллина Г.И.** Электрическое поле пограничного слоя жидкости в трубопроводах ППД 763
195. **Денисенко Р.В., Ихсанова Ф.А.** Интеллектуальная система активного гашения 766

крутильных автоколебаний и оптимизации передачи нагрузки на забой для бурильных колонн
196. **Зайлалова В.Р.,Сулейманов А.А.** Опасен ли микропластик? 770
197. **Зайлалов А.И.** Человеческие эмоции как результат химических процессов 772
198. **Закирова И.А., Хасанова А.Р.** Анализ методов предотвращения аварийных разрушений, спровоцированных КРН на магистральных трубопроводах 775
199. **Ковязин Д.А., Гизатуллина А.А.** Погрешность измерений 779
200. **Кондрашова Т.И., Аксенов А.А., Баевский А.С., Несова А.В.** Оценка углеродного следа нефтегазовых месторождений на основе аэрокосмического мониторинга факельных установок 782
201. **Прокопцова М.Д.** Способ обоснования условий испытания моторного масла с применением компьютерного моделирования рабочего процесса дизеля 786
202. **Сурков А.В.,Хасанова А.Р.** Влияние различных параметров на инициацию и распространение коррозионных трещин под напряжением (КРН) в трубопроводе 790
203. **Тухбатшин А.Р.** Архитектура квантовых компьютеров: от лабораторного стенда до промышленного решения 793
204. **Узорова Б.А., Кулагин А.А.** Биотопическое распределение серой вороны (Corvus cornix) и домовый воробей (Passer domesticus) как синантропных птиц на территории парков Калининского района города Уфы, Республики Башкортостан 795
205. **Хайруллин Д.Р., Ихсанова Ф.А.** Мобильное приложение для решения задач математической физики 801
206. **Хасанова А.Р., Галиуллина А.А.** Внедрение ДЛС-КС — стационарного лазерного детектора метана в Шаранском ЛПУМГ 804
207. **Хасанова А.Р., Гордиенко Н.Н.** Химические методы оценки качества нефти: анализ и стандартизация 808
208. **Хрипко А. М., Кобозева П. А., Захарова В. Ю.** Влияние алгоритмов рекомендации цифровых платформ на медиапотребление пользователей 812
209. **Якупова В.И.,Закирова Д.Л., Салимзянова Д.А.** Разработка программного комплекса на Python для автоматизации учета успеваемости студентов в образовательном учреждении 817
210. **Якупова В.И.,Маскина М.М., Муханов Д.А.** Применение объектно-ориентированного программирования при создании библиотечной системы на Python 822

СЕКЦИЯ «МЕХАНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ МАШИНОСТРОЕНИЯ»

211. **Акуленко А.С., Гильманова А.М., Филимонов О.В. Галиуллина И.Ф.** Создание параметрической модели в САПР «КОМПАС-3D» 827
212. **Бердник М.А., Гарифуллина Г.И.** Нормирование допусков и посадок типовых соединений деталей, узлов и механизмов в современном машиностроении 835
213. **Валеев А.Р.** Применение стеклопластиковых труб в нефтяной промышленности 839
214. **Верещака А.А., Потапов П.Ю.** Применение покрытий на основе систем ZrN, NbN И HfN для повышения коррозионной стойкости изделий из нержавеющей стали 844
215. **Данилевская А.С., Гарифуллина Г.И., Ягафарова Х.Н.** Применение дуплексных сталей в морской нефтедобыче 848
216. **Калимуллин Р.Р., Дунаев А.А.** Материалы для изготовления нефте- и газопроводов 852
217. **Куличкова Е.А., Хайруллин Р.Д.** Автоматизация системы управления микроклиматом в ангарной теплице для выращивания томатов 857
218. **Мусина Я.Р., Абдрахманов А.Д.** Оценка усталостных повреждений стали AISI 316 по изменению коэффициента пуассона 860
219. **Мухамадеев Э.З., Мухаметгареев Д.Э., Миннегалимов А.И.** Анализ применения композитных материалов в конструкции подшипника для запорной арматуры 863
220. **Мухамадеев Э.З., Хамидуллин Д.А., Киямов А.А.** Сравнительный анализ композитного и стального механизма 868
221. **Петров В.Н., Гарифуллина Г.И.** Калибры как инструмент производственного контроля 872
222. **Суворов И.Д., Гильманова А.М.** Обоснование и разработка автономного термозащитного комплекса для работы портативных дефектоскопов в условиях низких температур 876

223. **Филиппов А.А., Гарифуллина Г.И.** Выбор материалов для изготовления насосно-компрессорных труб 885
224. **Чайковская Е.А., Гарифуллина Г.И.** Коррозия нефтегазового оборудования в сероводородсодержащих средах 891
225. **Шманов Д.А., Гарифуллина Г.И.** Взаимозаменяемость подшипников качения и принципы обеспечения точности при конструировании подшипниковых узлов 895
226. **Ягафарова Х.Н., Гарифуллина Г.И.** Межпредметная связь между дисциплинами «Материаловедение» и «Детали машин и основы конструирования» в процессе подготовки инженеров 900

СЕКЦИЯ «ГУМАНИТАРНЫЕ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАУКИ»

227. **Альмухаметова Н.Ш., Федотова Д.С.** Язык – богатство нации. Английский язык 904
228. **Васильева Э.Р., Махсудова Х.У.** Creative methods of teaching foreign languages as a way to enhance the multicultural competence of technical university students 906
229. **Данилова О.В., Митичкина П. Г.** Применение личностных тренингов для повышения качества блока практических занятий по гуманитарным дисциплинам 909
230. **Зайлалов А.И.** Психологическая адаптация выпускников нефтяного вуза к работе вахтовым методом в условиях Севера 912
231. **Зайнуллина С.Д., Воробьёва А.И.** Быстрее в мысли, ярче в слове 915
232. **Зайнуллина С.Д., Федотова Д.С.** Язык – богатство нации. Татарский язык 918
233. **Зеляева А. Б., Данилевская А.С., Шайдуллина Р. М.** Актуальность проблемы малого и среднего бизнеса. государственная поддержка предприятий в условиях кризиса 920
234. **Зинкина А.Ф.** Филология, журналистика, ораторское искусство 925
235. **Ислямова З. Э., Вагизова Г. Г., Рахуба К. А.** История Альметьевского нефтяного техникума: от кадрового решения к промышленному наследию региона 929
236. **Кокуйская К.В., Мухаметова Э.И., Исхаков И.Л.** Опасность жаргонных слов в речи студентов 933
237. **Мянник Г. Д., Ткачева Н. А.** Цифровые компетенции и социально-политическая активность инженеров в условиях цифровизации: от «элиты знаний» к субъектам политического капитала 935
238. **Поляков А.Ю., Киямов А.А.** Основные составляющие здорового образа жизни студента: системный анализ и практическая значимость 938
239. **Салько М. Г., Милорадов А. Р.** Характеристика условий и факторов устойчивого развития альтернативной энергетики в РФ 941
240. **Самигуллина Л.З., Самигуллин Э.Ф.** Лингвистика промптов: формируется ли новый жанр речи – «инструкция для ИИ» 945
241. **Шайдуллина Р. М., Каримов А.Р., Чайковская Е.А.** Искусственный интеллект как ключевой фактор современной трансформации экономики и системы образования: перспективы и проблемы 948
242. **Шишаков П.П., Говорухин С.Д.** Нормативное закрепление ценностных оснований публично‑властных отношений в региональном уставе: тенденции и пути развития 953
243. **Шорохов А.Н.** Методический подход к оценке синергетических эффектов развития ресурсных отраслей 957
244. **Юсупов Р.Н., Кумушбаев Д.Д., Забродин Е.С.** Что можно считать теорией в исторической науке: философский взгляд на проблему 961

СЕКЦИЯ «АРИХИТЕКТУРА ЛИЧНОСТИ В МИРЕ ТОЧНЫХ НАУК»

245. **Гатин М.М.** Начальное техническое творчество студентов колледжа 966
246. **Кабирова М.З., Зиганшин А.А.** Использование цифровых технологий при обучении студентов по специальности «Эономика и бухгалтерский учет (по отраслям)» 968
247. **Карюк М.Р.** Проектирование личностной траектории студента в мире точных наук: от учебной дисциплины к исследовательской самостоятельности 971
248. **Максимова А.Н.** Рациональное и эмоциональное в научной деятельности: роль эмоционального интеллекта и стресс-менеджмента в исследовательской работе школьников 973
249. **Максимова А.Н.** Формирование инженерного мышления школьников через проектную деятельность в области моделирования и робототехники 975

250. **Максимова А.Н.** Цифровые технологии и мышление человека: как искусственный интеллект и большие данные изменяют навыки современного исследователя 978
251. **Мусина Я.Р., Сайфуллин Р.Р.** Проведение хакатона как стимул для разработки инноваций в научной деятельности 981
252. **Рахматуллина К.Л., Гиззатуллина А.А., Мурадян А.К.** Развитие инженерного мышления через кейс-игры 985

СЕКЦИЯ «ГОД ЕДИНСТВА: ОБЩАЯ ИСТОРИЯ, ОБЩЕЕ БУДУЩЕЕ»

253. **Иванова Е.Н., Токранова О.Н., Азизова К.Р**. Чувашские народные традиции и обычаи как основа укрепления духовной связи поколений 988
254. **Мухтасарова Э.А., Зайлалов А.И.** Отражение военных событий истории России в песенном фольклоре башкир 990
255. **Пилецкая И.В.** Исторические основы единства народов России 994
256. **Урманчева Л.З.** Традиции кряшен: самобытная культура православных тюрков 998

СЕКЦИЯ «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ТВОРЧЕСТВО В ШКОЛЕ (ДОВУЗОВСКАЯ)»

257. **Ахметшина С.Р., Гильманова А.М.** Конструкция автоматической коробки передач 1002
258. **Бусалов М.В.** Роль наций в современном мире 1010
259. **Гареева А.А., Каретникова Р.Н.** Определение химического состава жидкости для электронной сигареты и его влияние на здоровье 1014
260. **Ильясова А. И.** Планету ты оберегай, раздельно мусор собирай 1019
261. **Кашфутдинов А.А., Каретникова Р.Н.** Изучение химического состава яблок 1022
262. **Кашфутдинова А.А., Каретникова Р.Н., Узорова Б.А.** Пути снижения загрязнённости городских территорий собачьими экскрементами 1025
263. **Мухамадеева А.Ф., Джолдошев Д.Р.** Эффективность солнечно-ветряной электростанции в условиях Республики Башкортостан 1028
264. **Мухамадеева А.Ф., Саттарова А.О.** Использование твёрдых растительных отходов для производства строительных материалов 1032
265. **Халиулина Э.М., Яруллина З.Д.** Лайфхаки при изучении грамматики в английском языке 1036
266. **Шарипова А.И.** Подростковая преступность 1039
267. **Антонова Н.А., Юнусова Д.М.** Демографическая ситуация на территории г. Туймазы 1042