

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



ШАЛЯПИН ДЕНИС ВАЛЕРЬЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
(на примере месторождений Среднего Приобья)**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Кузнецов Владимир Григорьевич

Тюмень – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	13
1.1 Обзор методов оценки качества первичного цементирования обсадных колонн наклонно-направленных скважин	14
1.2 Анализ причин возникновения перетоков в заколонном пространстве эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.....	16
1.3 Обоснование необходимости использования интегрального показателя качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.....	19
1.4 Анализ эффективности существующих технико-технологических решений по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин	21
1.5 Обоснование применения методов анализа данных для исследования процесса первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.....	29
1.6 Обоснование исходных данных для математического моделирования процесса цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин....	38
Выводы по главе 1	57
ГЛАВА 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	59
2.1 Обоснование выбора методов анализа промысловых данных процесса цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин....	59

2.2 Методика формирования технико-технологических решений по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин	62
2.3 Лабораторное обоснование составов буферных жидкостей в комплексе технико-технологических решений по повышению качества цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.....	67
Выводы по главе 2.....	70
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	71
3.1 Установленные зависимости качества цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин от технологических параметров	72
3.2 Техничко-технологические решения по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин..	127
3.3 Экспертная оценка практической реализации сформированных технико-технологических решений.....	135
Выводы по главе 3.....	138
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	139
4.1 Оценка качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин в результате применения разработанных технико-технологических решений.....	141
4.2 Анализ влияния разработанных технико-технологических решений на качество первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин	142

4.3 Оценка экономической эффективности повышения качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин от внедрения разработанных технологических решений	152
Выводы по главе 4.....	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	156
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ	157
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	158
Приложение А. Мероприятия по повышению качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях Среднего Приобья.....	179
Приложение Б. План-программа по реализации мероприятий, направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления скважин на месторождениях Среднего Приобья	180
Приложение В. План-программа по реализации мероприятий, направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления наклонно-направленных скважин на месторождениях Среднего Приобья.....	181
Приложение Г. План-программа по реализации мероприятий, направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления наклонно-направленных скважин на пласты группы А.....	182
Приложение Д. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024680423 «Программа для определения лучших значений параметров, влияющих на качество цементирования скважин»	183
Приложение Е. Справка о внедрении	184

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Цементирование скважин является одним из важнейших этапов их строительства, обеспечивающим конструктивную целостность, долговечность и экологическую безопасность.

Для обеспечения герметичности заколонного пространства применяются различные технико-технологические решения (ТТР). Однако они, как правило, нацелены на решение частных задач: совершенствование составов тампонажных растворов, цементировочной техники, способов цементирования скважин и т.д. Опыт применения комплексных ТТР, охватывающих весь процесс строительства скважин и обеспечивающих герметичность заколонного пространства, не получил системного развития. Проблема повышения качества первичного цементирования особенно актуальна для наклонно-направленных скважин (ННС), поскольку геометрические особенности их профилей усложняют обеспечение центрирования обсадных колонн, вытеснение бурового раствора и формирование однородного цементного камня в затрубном пространстве. Так, на ряде месторождений Среднего Приобья при применении типовых ТТР первичного цементирования ННС величины сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» и «цементный камень – горная порода» по данным акустической цементометрии (АКЦ) для эксплуатационных колонн (ЭК) составили всего 33 % и 28 %, соответственно, а по данным гамма-гамма цементометрии (СГДТ) однородность заполнения затрубного пространства ЭК не превышает 21 %. Приведенные значения свидетельствуют о неудовлетворительном качестве первичного цементирования ЭК в соответствии с отечественными интерпретационными критериями. Как следствие, доля скважин с заколонными циркуляциями (ЗКЦ) до ввода в эксплуатацию (по результатам опрессовки ЭК) составляет 9 %, через год – 14,3 % от действующего фонда ННС, а к пятому году – 30,6 %. Основная часть

случаев негерметичности зафиксирована в интервалах, расположенных в среднем выше продуктивных пластов на 300 м по стволу, что подтверждено результатами анализа интервалов ЗКЦ. При этом оценка качества первичного цементирования ведется отдельно: данные геофизических исследований (АКЦ, СГДТ и др.) и технологические результаты (опрессовка) интерпретируются независимо и не сведены к единому критерию.

В связи с разнонаправленными оценками результатов цементирования и ограниченной эффективностью типовых решений, проблема разработки интегрального показателя качества и формирования комплекса технико-технологических решений, охватывающего все этапы строительства ННС, являются актуальными. В диссертационной работе данная научно-техническая задача решена на основе применения современных средств анализа промысловых данных.

Степень разработанности темы исследования

Повышением качества цементирования скважин занимались А.Г. Аветисов, Ф.А. Агзамов, О.К. Ангелопуло, В.И. Балаба, Ю.М. Басарыгин, И.И. Белей, В.Ю. Близиных, А.И. Булатов, А.Т. Горский, В. Г. Григулецкий, В.С. Данюшевский, А.Г. Калинин, А.А. Ключов, Я.М. Курбанов, В.Г. Кузнецов, Н.И. Николаев, В.П. Овчинников, В.М. Подгорнов, Ю.М. Проселков, Е.М. Соловьев, К.М. Тагиров, Н.Е. Щербич, J. V. Clark, R. Crook, D. Guillot, E. V. Nelson и др. ученые. В их работах решались задачи повышения качества цементирования скважин путем совершенствования составов тампонажных растворов, придания им специальных свойств, модификации оснастки обсадных колонн, совершенствования гидравлических программ цементирования и т.д. При этом подходы к комплексной оценке влияния на герметичность зацементированной части заколонного пространства процессов строительства скважин, не связанных непосредственно с креплением, в существующих исследованиях представлены ограничено. В настоящее время обеспечение качественного первичного цементирования ЭК скважин является не полностью решенной задачей в силу его многофакторности. Данное

обстоятельство предопределяет актуальность научной задачи и целесообразность разработки подхода для формирования комплекса мер по совершенствованию процессов, предшествующих креплению скважин (углубление скважины, промывка, подготовка ствола перед цементированием, спуск обсадных колонн и т.д.). Реализация данного подхода возможна с помощью алгоритмов машинного обучения.

Результаты анализа научных источников свидетельствуют, что интеграция математических алгоритмов анализа больших данных (в т.ч. машинного обучения) в процесс разработки технологических решений по повышению качества цементирование скважин ранее не производилась.

Цель диссертационной работы – повышение качества первичного цементирование эксплуатационных колонн в интервалах над продуктивными пластами наклонно-направленных скважин путем применения комплекса технико-технологических решений, обеспечивающих управление ключевыми параметрами бурения и крепления скважин.

Основные задачи исследования

1. Проанализировать опыт применения существующих технологических решений по повышению качества первичного цементирование эксплуатационных колонн ННС на месторождениях Среднего Приобья.

2. Определить параметры строительства ННС, оказывающие наибольшее влияние на качество первичного цементирование эксплуатационных колонн, и установить их значения, обеспечивающие достижение «удовлетворительного» уровня интегрального показателя качества.

3. Разработать методику формирования технико-технологических решений для обеспечения «удовлетворительного» качества первичного цементирование ЭК с использованием современных средств анализа промысловых данных.

4. Провести опытно-промышленные испытания разработанных технико-технологических решений при строительстве ННС на месторождениях Среднего Приобья.

Объектом исследования является процесс обеспечения герметичности заколонного пространства эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.

Предмет исследования – закономерности обеспечения качественного цементирования эксплуатационных колонн над продуктивными пластами, определяемые совокупностью технико-технологических параметров процессов бурения и крепления скважин.

Научная новизна работы

1. Предложен интегральный показатель качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин, обеспечивающий комплексную оценку герметичности заколонного пространства в интервалах над продуктивными пластами на основе обобщения результатов АКЦ, СГДТ и опрессовки ЭК.

2. Предложена концепция формирования комплекса технико-технологических решений, направленных на повышение качества первичного цементирования эксплуатационных колонн, и основанная на применении современных средств математического анализа промысловых данных и учитывающая совокупность параметров процессов бурения и крепления наклонно-направленных скважин.

3. Разработана математическая модель прогнозирования качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин с учетом различных факторов влияния: параметры углубления и подготовки ствола, промывки и свойств буровых растворов, цементирования (состав и свойства тампонажных растворов, режимы закачки и продавки, буферные жидкости), а также конструктивных особенностей эксплуатационных колонн и их оснастки.

Теоретическая значимость работы

1. Обоснован выбор методов анализа данных, реализованных на основе алгоритма Лес решений и теоремы Байеса, как инструментов выявления закономерностей многофакторного процесса цементирование эксплуатационных колонн скважин и предшествующих ему операций.

2. Установлено ранжирование по значимости параметров для скважин месторождений Среднего Приобья, влияющих на качество первичного цементирование эксплуатационных колонн: параметры тампонажного раствора, реология бурового раствора на всех этапах строительства скважин, тип буферной жидкости и режим ее закачки, режимы промывки, режимы цементирования, режим проработки и бурения.

3. Установлено синергетическое влияние ключевых параметров строительства скважин (режимы цементирования, реология буровых растворов и др.) на герметичность крепи эксплуатационных колонн с использованием современных средств анализа промысловых данных.

Практическая значимость работы

1. Разработано программное обеспечение для математического моделирования процесса цементирования ЭК скважин месторождений Среднего Приобья (программа для ЭВМ № 2024680423).

2. Сформированный комплекс технико-технологических решений успешно внедрен при строительстве 64 опытных скважин на восьми месторождениях Среднего Приобья в рамках план-программ опытно-промышленных работ. Техничко-технологические решения включены в проектную документацию на строительство скважин, начиная с 2023 г.

3. Результаты исследования являются основой автоматизированного выбора комплекса технико-технологических решений для повышения качества первичного цементирования ЭК скважин на этапе их проектирования.

4. Разработаны и внедрены составы буферных жидкостей и изменена технология расстановки центраторов эксплуатационной колонны,

направленные на повышение эффективности очистки стенок скважины и обеспечение требуемого эксцентриситета ЭК.

5. Внедрение разработанных технико-технологических решений при строительстве опытных скважин позволило обеспечить герметичность крепи эксплуатационных колонн и не допустить возникновения заколонных перетоков. Экономический эффект от внедрения составил 25,8 млн рублей за счет исключения проведения ремонтно-изоляционных работ.

Методология и методы исследования

Методология исследования основана применении методов научной индукции и дедукции, а также комплексном анализе промысловых данных строительства скважин. В работе использованы статистическая обработка информации, многопараметрическое моделирование и многокритериальная оценка. Достоверность результатов подтверждена лабораторными исследованиями и опытно-промышленными испытаниями.

Положения, выносимые на защиту

1. Комплексная оценка качества первичного цементирования эксплуатационных колонн, основанная на интеграции геофизических и технологических критериев в единую количественную характеристику, позволяет определять вероятность герметичного состояния заколонного пространства и использовать ее для формирования технико-технологических решений по повышению качества цементирования эксплуатационных колонн.

2. Методика формирования комплекса технико-технологических решений по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин основана на применении современных средств анализа промысловых данных и учете параметров процессов бурения и крепления. Разработанные технико-технологических решения обеспечивают «удовлетворительное» качество первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин.

3. Герметичность эксплуатационной колонны в интервалах над продуктивными пластами обеспечивается за счет целенаправленного

управления совокупностью технологических параметров процессов бурения и крепления скважин.

Личный вклад автора заключается в анализе научной литературы технологических решений по повышению качества цементирования скважин; в разработке методики формирования ТТР для повышения качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин; в сопровождении внедрения технологических решений; в написании разделов диссертационной работы; в подготовке к публикации научных статей.

Степень достоверности результатов проведенного исследования

Достоверность результатов обеспечивается использованием репрезентативной базы промысловых данных, корректным применением методов статистического анализа и машинного обучения. Сформированные ТТР по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин верифицированы группой экспертов и публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, и апробациями на международных, всероссийских и корпоративных конференциях.

Апробация результатов

Результаты исследований по теме диссертационной работы представлены на следующих конференциях: Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых им. академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2020-2021 гг.); Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ» (Москва, 2020 г.); Международный научно-технический конгресс студенческого отделения общества инженеров-нефтяников SPE (Тюмень, 2021, 2023 гг.); III Международная научно-практическая конференция ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Пермь, 2021 г.); Техническая конференция «Новая эра в бурении» (Москва, 2021 г.); Региональной конференции по цифровым инновациям ООО «Газпромнефть-Заполярье» (Тюмень, 2025 г.) и на др. научно-практических конференциях различных уровней.

Публикации

Основные результаты исследования отражены в 22 научных работах: 8 статьях в журналах, включенных в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации; 1 статье в журнале, индексируемом в международной базе цитирования Scopus; 13 статьях в сборниках материалов конференций, индексируемых РИНЦ; программе для ЭВМ № 2024680423.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Тема работы и ее содержание соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин в части пункта 8: «Крепление скважин. Технология, технические средства и материалы для цементирования обсадных колонн, установки цементных мостов. Буферные жидкости. Тампонажные цементы и составы на их основе. Технологии и технические средства заканчивания скважин»; пункта 10: «Моделирование, автоматизация и роботизация процессов бурения и освоения скважин, включая ремонтно-восстановительные работы, предупреждение и ликвидацию осложнений».

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 186 страницах машинописного текста и состоит из введения, четырех глав, заключения, перечня сокращений, списка использованных источников, включающего 160 наименований. Работа содержит 20 таблиц, 43 рисунка и 6 приложений.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., профессору В. Г. Кузнецову и профессорско-преподавательскому составу кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета. Автор признателен коллегам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за практические советы и обеспечение внедрения результатов работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Цементирование эксплуатационных колонн является ключевым этапом строительства нефтяных и газовых скважин, поскольку от состояния цементного кольца в заколонном пространстве напрямую зависят герметичность крепи, надежность разобщения пластов и долговечность эксплуатации скважин [1–3]. Нарушение целостности цементного кольца приводит к возникновению заколонных перетоков, межпластовых флюидопроявлений и других осложнений, что обуславливает необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ и сопровождается существенными экономическими потерями [2–4].

Несмотря на значительный объем исследований, направленных на совершенствование технологий цементирования, задача обеспечения устойчивого качества крепи скважин в полной мере не решена. Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что применяемые технико-технологические решения, как правило, ориентированы на оптимизацию отдельных элементов процесса цементирования и не учитывают его комплексный, многофакторный характер.

В то же время процесс цементирования является завершающим этапом строительства скважины и определяется совокупностью факторов, формирующихся на предшествующих стадиях — бурении, проработке ствола, промывке и спуске обсадной колонны. Это обуславливает необходимость рассмотрения качества цементирования как результата взаимосвязанного влияния технологических параметров, при котором изменение отдельных факторов не обеспечивает устойчивого повышения эффективности.

В связи с этим особую значимость приобретает анализ фактических причин возникновения заколонных перетоков как наиболее объективного

проявления нарушения герметичности крепи скважин. Установление закономерностей их возникновения позволяет оценить результативность применяемых технологических решений и обосновать необходимость перехода к комплексному подходу, учитывающему влияние совокупности технологических факторов.

Таким образом, в настоящей главе выполнен анализ причин возникновения заколонных перетоков, существующих технико-технологических решений, а также современных подходов к моделированию многофакторных процессов, что формирует основу для разработки методики повышения качества цементирования скважин.

1.1 Обзор методов оценки качества первичного цементирования обсадных колонн наклонно-направленных скважин

В научной и производственной практике качество цементирования скважин рассматривается как совокупность показателей, характеризующих состояние цементного кольца в заколонном пространстве и его способность обеспечивать разобщение пластов. Подходы к оценке качества цементирования основаны на анализе результатов геофизических и технологических исследований, позволяющих количественно определить параметры контакта «цемент – обсадная колонна» и «цемент – горная порода», а также степень однородности распределения тампонажного раствора [1–3].

Авторы монографии [2] утверждают, что основная цель цементирования скважин состоит в обеспечении изоляции вскрытых бурением пластов-коллекторов друг от друга, поскольку это напрямую влияет на рентабельность добычи углеводородов. Основными способами определения герметичности цементного кольца являются результаты акустического и радиоактивного каротажей.

В научном труде [3] приводится аргументация гипотезы о том, что главным критерием, позволяющим оценить качество цементирования скважины, является отсутствие межколонных перетоков, возникновение

которых приводит к ремонтно-изоляционным работам, повышению обводненности добываемой продукции и т.д. Оценка герметичности крепи скважины проводится с помощью геофизических исследований: акустическим, радиоактивным и термическим каротажами.

В работе [4] авторы определяют этап цементирования скважины как важнейший, поскольку от качества цементного кольца зависит разобщение пластов, вероятность загрязнения недр и окружающей среды. Для определения качества цементного кольца необходимо проведение комплексных внутрискважинных исследований: термометрии, акустического и радиоактивного каротажей.

Авторы исследования [5] утверждают, что объективными показателями, свидетельствующими о высоком качестве цементирования скважины, являются наличие или отсутствие межпластовых перетоков за обсадной колонной, нефтегазоводопроявлений по заколонному пространству и наличие или отсутствие течей в обсадных колоннах. Количественно оценить качество крепи скважины позволяют кавернозность, состояние контакта цемент-обсадная колонна и цемент-горная порода, эксцентриситет обсадных колонн и плотность среды в заколонном пространстве. Основными задачами цементирования скважин является разобщение пластов-коллекторов, то есть обеспечение герметичности крепи скважины, и защита обсадной колонны от нагрузок и коррозионного воздействия пластовых флюидов. Исследование состояния цементного кольца производится с помощью акустического и радиоактивного каротажей [6].

Интегральная оценка качества цементирования скважин на месторождениях Российской Федерации производится либо согласно корпоративным стандартам, либо согласно федеральным нормативным документам. Для ранжирования по категориям качества цементирования («хорошее», «удовлетворительное» и т.д.) в регламентирующих документах определяются безразмерные коэффициенты, в расчетных формулах используются результаты акустической цементометрии.

Таким образом, под качеством цементирования понимается способность зацементированной части заколонного пространства обеспечивать полное отсутствие циркуляции пластовых флюидов. Основной способ оценки, принятый в отечественной и мировой практике – акустический и радиоактивный каротажи, определяющие величину сплошного контакта «цемент-обсадная колонна» и однородность тампонажного раствора в заколонном пространстве.

1.2 Анализ причин возникновения перетоков в заколонном пространстве эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Для разработки технико-технологических решений, направленных на повышение качества цементирования скважин, выполнен анализ фактических данных по возникновению заколонных перетоков на месторождениях Западной Сибири. Анализ показал, что при применении типовых технологических решений значения сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» и «цементный камень – горная порода» составляют в среднем 33 % и 28 % соответственно, а однородность заполнения заколонного пространства по данным СГДТ не превышает 21%, что соответствует неудовлетворительному качеству цементирования.

В качестве анализируемой базы данных собрана информация (месторождение, целевой пласт, транзитные пласты, результаты АКЦ и СГДТ, эксцентриситет, наличие ЗКЦ, интервал ЗКЦ, причина негерметичности) по 726 скважинам месторождений Западной Сибири, построенных в 2018-2022 гг.

Анализ промысловых данных по возникновению заколонных перетоков показал, что их формирование обусловлено рядом технологических факторов, основная доля которых связана с процессом цементирования скважин.

Распределение причин возникновения заколонных перетоков представлено на рисунке 1.1.

Из Рисунка 1.1 следует, что наибольший вклад в возникновение заколонных перетоков вносит этап цементирования, на который приходится до 86 % случаев. Остальные причины, включая нарушения, возникающие на этапах бурения и эксплуатации, имеют существенно меньшую долю.

Полученные результаты указывают на то, что обеспечение качества цементирования является определяющим фактором формирования герметичности заколонного пространства.

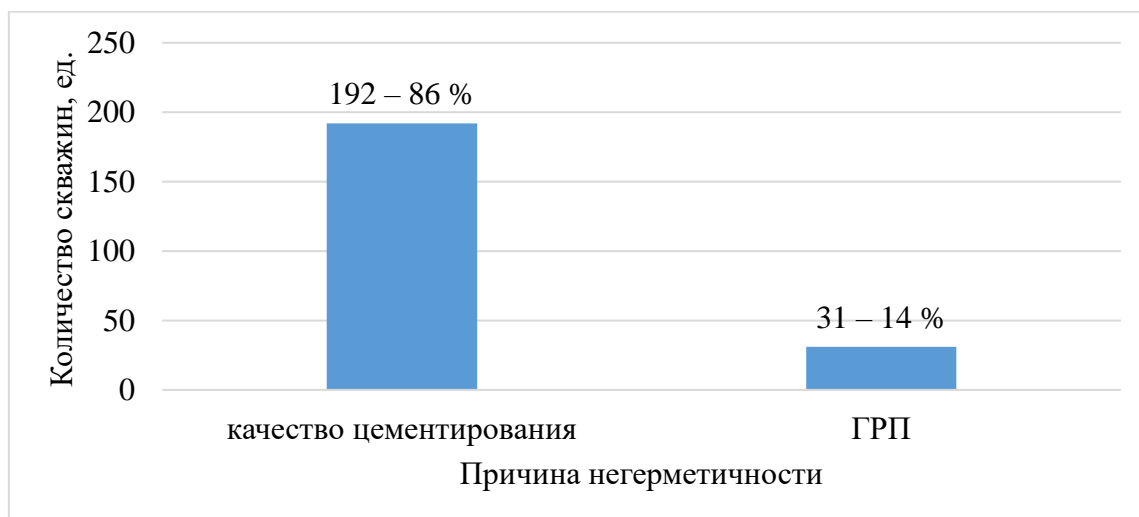


Рисунок 1.1 – Причины негерметичности крепи скважин

Как следствие низкого качества цементирования, доля скважин с заколонными перетоками составляет до 9 % на этапе ввода в эксплуатацию, увеличивается до 14,3 % через год эксплуатации и достигает 30,6 % к пятому году, что свидетельствует о нарастающем характере нарушения герметичности крепи скважин.

Для уточнения условий возникновения заколонных перетоков выполнен анализ их распределения по глубине скважины. Результаты анализа представлены на Рисунке 1.2.

Установлено, что до 94 % заколонных перетоков локализируются в интервале эксплуатационной колонны над продуктивными пластами, в

среднем на расстоянии до 300 м по стволу скважины. В интервалах, непосредственно приуроченных к продуктивным пластам и ниже них, доля перетоков значительно ниже.

Данное распределение свидетельствует о том, что критическим интервалом с точки зрения формирования каналов фильтрации является зона над продуктивными пластами, в которой условия формирования цементного кольца в наибольшей степени подвержены влиянию технологических факторов.

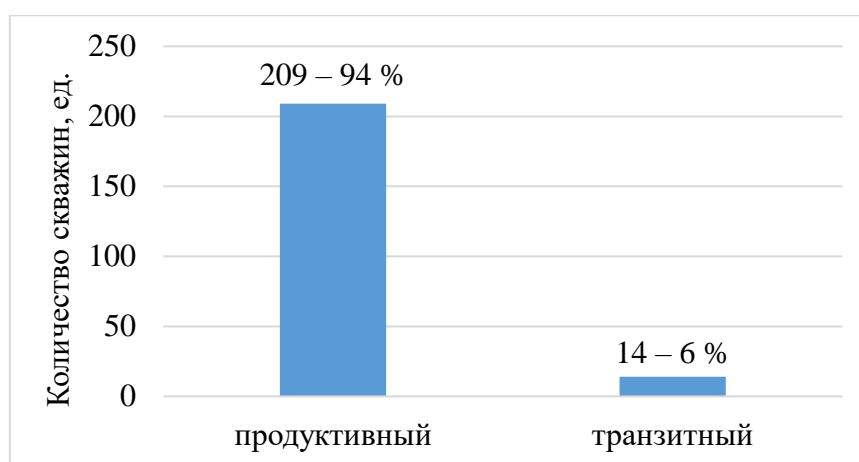


Рисунок 1.2 – Интервал негерметичности крепи скважин

Оценка качества цементирования в практике осуществляется преимущественно по результатам геофизических исследований, характеризующих состояние цементного кольца по показателям сплошности контакта и однородности цементного камня.

При этом указанные показатели рассматриваются отдельно и не позволяют установить их взаимосвязь с фактическим состоянием герметичности заколонного пространства. Кроме того, геофизические методы не обеспечивают выявление локальных дефектов цементного камня, формирующих каналы фильтрации, и не учитывают влияние технологических факторов, определяющих условия формирования цементного кольца.

В результате при сопоставимых значениях показателей качества цементирования фиксируются как герметичные, так и негерметичные

состояния эксплуатационных колонн, что не позволяет использовать результаты геофизических исследований в качестве самостоятельного критерия оценки качества цементирования.

1.3 Обоснование необходимости использования интегрального показателя качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Применяемые в практике подходы к оценке качества цементирования скважин основаны на отдельной интерпретации результатов геофизических исследований (АКЦ, СГДТ и др.) и технологических испытаний (опрессовка эксплуатационных колонн), что не позволяет установить количественную взаимосвязь между показателями качества цементирования и фактическим состоянием герметичности крепи скважин.

Отсутствие единого критерия оценки приводит к тому, что даже при достижении формально «удовлетворительных» значений показателей качества невозможно однозначно судить о герметичности заколонного пространства, что существенно ограничивает возможности объективной оценки эффективности применяемых технико-технологических решений.

Установлено, что основной интервал проявления заколонных перетоков в эксплуатационных колоннах в подавляющем большинстве случаев (до 94 %) расположен в интервале над продуктивными пластами, в среднем на расстоянии до 300 м по стволу скважины. В связи с этим анализ взаимосвязи показателей качества цементирования и герметичности крепи скважин целесообразно проводить именно для данного интервала, определяющего надежность изоляции продуктивных горизонтов.

Для установления количественной зависимости между геофизическими (АКЦ, СГДТ) и технологическими (опрессовка) показателями качества цементирования и герметичностью крепи скважин выполнен вероятностный анализ на основе теоремы Байеса, предусматривающий сопоставление результатов геофизических исследований с вероятностью герметичного и

негерметичного состояния эксплуатационной колонны по данным опрессовки. Результаты проведенного анализа представлены на Рисунке 1.3.

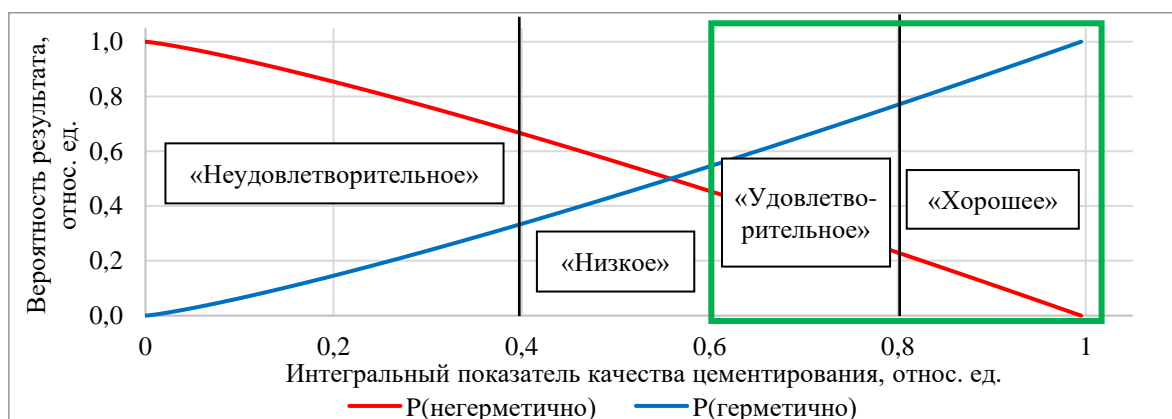


Рисунок 1.3 – Зависимость вероятности результата цементирования от величины сплошного контакта «цементный камень–эксплуатационная колонна»

Значения интегрального показателя качества цементирования характеризуют состояние цементного кольца и соответствующую вероятность герметичности заколонного пространства, что позволяет выполнить их ранжирование по уровням качества.

В диапазоне значений 0,0–0,4, соответствующем неудовлетворительному качеству цементирования, вероятность герметичного состояния минимальна. Данный диапазон характеризуется отсутствием сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой, а также наличием развитой системы каналов фильтрации в заколонном пространстве, обеспечивающих свободную циркуляцию флюидов.

В интервале 0,4–0,6, соответствующему низкому качеству цементирования, наблюдается частичное формирование контактов «цементный камень – колонна» и «цементный камень – порода». При этом сохраняется значительная доля локальных дефектов цементного камня, что

обуславливает сопоставимые вероятности герметичного и негерметичного состояния крепи скважин.

Диапазон значений 0,6–0,8 соответствует удовлетворительному качеству цементирования, при котором вероятность герметичного состояния становится преобладающей. В данном интервале обеспечивается формирование контактов цементного камня с обсадной колонной и горной породой на значительной части интервала, однако наличие отдельных дефектов, обусловленных технологическими факторами, сохраняет возможность формирования каналов фильтрации.

В диапазоне значений 0,8–1,0, соответствующем хорошему качеству цементирования, достигается наибольшая вероятность герметичного состояния крепи скважины. Данный диапазон характеризуется формированием устойчивых контактов цементного камня и высокой однородностью его структуры. При этом наличие единичных локальных дефектов в интервале над продуктивными пластами не исключает возможность формирования ограниченных каналов фильтрации, что согласуется с полученной вероятностной зависимостью.

Таким образом, предложенное ранжирование интегрального показателя качества цементирования отражает как физическое состояние цементного кольца, так и вероятность герметичности заколонного пространства, что обеспечивает его применение в качестве единого критерия оценки качества цементирования скважин.

1.4 Анализ эффективности существующих технико-технологических решений по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Согласно результатам анализа информации, представленной в работах [7-40], большинство исследований, посвященных поиску решений по повышению качества цементирования скважин, нацелены на решение следующих задач: изменение состава и параметров тампонажных растворов,

буферных жидкостей, корректировка режимов закачки тампонажных и буферных растворов.

Изменение состава и свойств тампонажных растворов в основном производится с целью повышения адгезии в системе цемент-обсадная колонна и цемент-горная порода, снижения контракции цементного раствора, обеспечения седиментационной устойчивости и стабильности технологических параметров тампонажного раствора во время цементирования [7-24]. Эффект от применения новых видов цемента, специализированных добавок, оптимизации реологических параметров тампонажных растворов проявляется только на конкретной скважине, для которой проводились исследования. При тиражировании разработанного решения на другие скважины месторождения эффект нивелируется из-за существенных различий в параметрах профилей скважин, в режимах бурения и проработки, в реологических параметрах буровых растворов и т.д.

Другим направлением повышения качества цементирования является корректировка технологии применения буферных жидкостей: увеличение количества буферных жидкостей, объема, изменение компонентного состава и т.д. [25-33]. Применение новых составов буферных жидкостей позволяет повысить качество очистки ствола скважины, удалить фильтрационную корку со обсадных колонн и с горных пород, предотвратить смешение бурового и тампонажного растворов и т.д. Однако, положительный эффект от новых буферных жидкостей на качество цементирования скважин ограничен, поскольку разработка новых буферных жидкостей ведется для ограниченной группы скважин, в основном для скважин одной кустовой площадки.

Роста качества цементирования скважин возможно добиться с помощью применения инновационных технологий и оборудования, например, цементировать скважину с вращением обсадной колонны, производить промывку перед цементированием с расхаживанием обсадных колонн, обеспечить промывку перед цементированием с помощью цементировочных агрегатов и др. [34-40]. Существенным недостатком таких технологических

решений является их чрезмерная стоимость, сопоставимая в отдельных случаях со стоимостью стандартной технологией цементирования скважины.

Проводятся исследования и разрабатываются технологические решения, учитывающие несколько групп параметров, в основном это касается одновременного изменения состава тампонажного раствора и буферных жидкостей. Комплексные технологические решения, изменяющие весь процесс строительства скважин для повышения качества цементирования, не разрабатываются отечественными и зарубежными специалистами. В фундаментальных трудах [1-6] есть теоретическое обоснование необходимости подобных комплексных изменений, касающихся не только самого процесса цементирования, но и процессов бурения, промывки, подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн и цементированию, для повышения адгезии и однородности цементного раствора в затрубном пространстве. Однако, отсутствует подход или методика, позволяющие учитывать большое количество факторов (параметры бурения, проработки, промывки, цементирования и т.д.) и находить явные и неявные связи между ними, без чего невозможно разрабатывать комплексные технологические решения для воздействия на процесс строительства скважин с целью улучшения качества цементирования.

Исходя из приведенной информации, установлено, что стандартные технологические решения (новый состав тампонажного раствора, оптимизированные режимы закачки буферных жидкостей и т.д.) эффективны только на ограниченном количестве скважин, при тиражировании таких решений на другие скважины месторождений положительное воздействие снижается. Ученые и специалисты в области цементирования разных стран скважин сходятся во мнении о необходимости комплексного воздействия на весь процесс строительства скважины с целью повысить качество цементирования. Однако, нет разработанных методик или математических моделей, позволяющих одновременно анализировать широкий диапазон факторов с целью выработки технологических решений по повышению

сплошности контакта или однородного тампонажного раствора в заколонном пространстве. Предпринимаемые попытки изменять несколько параметров также неэффективны, поскольку в их основе лежат данные с ограниченного количества скважин. Приведенная информация свидетельствует о необходимости разработки совершенно иного подхода к повышению качества цементирования скважин.

Несмотря на применение различных технологических решений, описанных в работах [7-40], качество цементирования скважин как в отечественной, так и зарубежной практике остается на неизменном уровне. Так, согласно результатам анализа опыта цементирования 22 тыс. скважины, построенных в Мексиканском заливе, около 15 % скважин требовалось проведение РИР сразу после первичного цементирования, а динамика возникновения заколонных перетоков имеет постоянный возрастающий тренд (Рисунок 1.4) – к 5 году эксплуатации свыше 30 % скважин имеют заколонные перетоки [2].

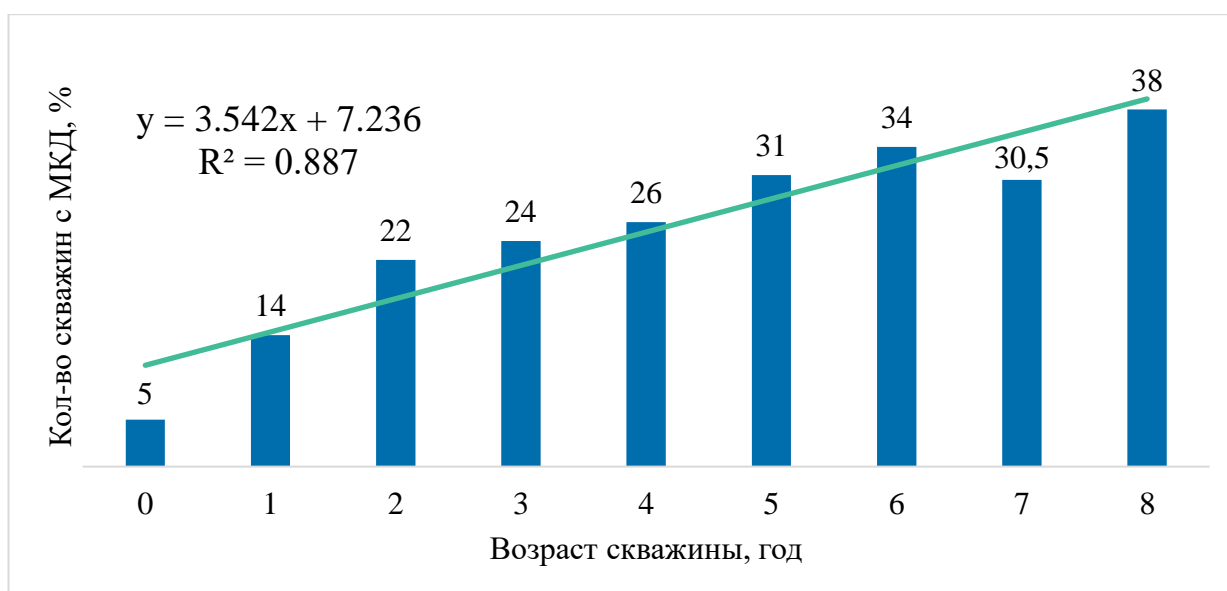


Рисунок 1.4 – Соотношение периода эксплуатации скважин и вероятности возникновения заколонных перетоков на месторождениях Среднего Приобья

Другим примером низкого качества цементирования на иностранных месторождениях является сланцевые месторождения Барнет, Баккен, Макрелос и Игл Форд, на которых пробурено свыше 6900 скважин [41, 42]. Среди эксплуатационного фонда на более 14 % скважин через год работы установлен факт межколонных перетоков, несмотря на большой объем инвестиций в разработку данных месторождений.

В отечественной практике строительства скважин ситуация с качеством цементирования скважин аналогичная, в работах [43, 44] приведены данные по количеству скважин с заколонными перетоками на ряде месторождения России. Так, из 446 скважин Заполярного месторождения на 206 скважинах зафиксированы межколонные перетоки, на другом газовом месторождении из 128 скважин на 86 отмечено межколонное давление, на Астраханском месторождении 84 % скважин действующего фонда требуют проведения РИР [45]. На месторождениях компании ПАО «Газпром» более 30 % скважин имеют низкое качество цементирования [46].

Наиболее актуально проблема наличия негерметичности скважин стоит на месторождениях Западной Сибири, как основного источника добычи углеводородного сырья России. Величина сплошного контакта в системе цемент-обсадная колонна и однородности вещества в затрубном пространстве на ряде месторождений Западной Сибири на протяжении последних лет остается на неизменном уровне, что видно на Рисунке 1.5.

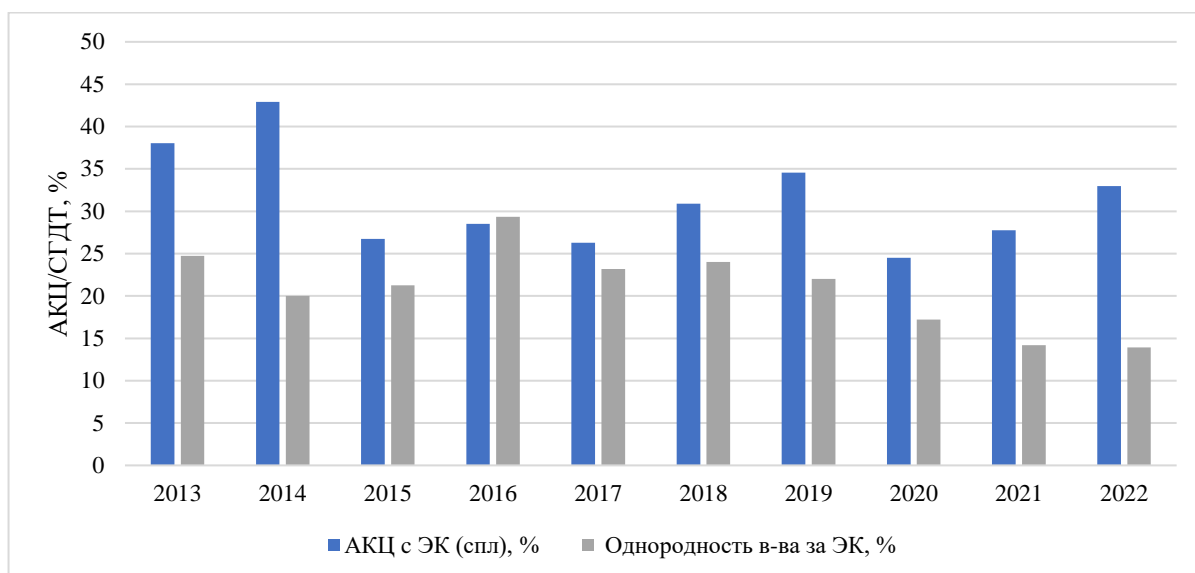


Рисунок 1.5 – Динамика изменения качества цементирования скважин на месторождениях Среднего Приобья

Объяснение причин низкого качества цементирования скважин заключается в том, что такой сложный многофакторный процесс, как цементирование скважины, невозможно улучшить, изменяя только состав тампонажного раствора или используя новые буферные жидкости. Каждый этап строительства скважин последовательно влияет друг на друга: от качества сформированного в процессе бурения и проработки ствола зависит эффективность вымыва выбуренного шлама и удаление фильтрационной корки, от технологии использования буферных жидкостей зависит разбавление тампонажного и бурового растворов и т.д. Соответственно, необходимо разрабатывать новые или оптимизировать стандартные технологические решения, которые комплексно улучшают процесс строительства скважин для повышения качества цементирования.

Сводная информации по технологическим решениям для повышения качества цементирования скважин приведена в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Техничко-технологические решения для повышения качества цементирования скважин

Группа технологических решений	Техничко-технологические решения	Воздействие на качество цементирования
1	2	3
Очистка ствола скважины от шлама и загеленных зон бурового раствора	<ul style="list-style-type: none"> • Снижение реологических свойств буровых растворов перед промывкой. • Применение скребков в составе оснастки. • Применение абразивных буферных жидкостей 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение степени вытеснения бурового раствора. • Повышение адгезии «цемент–обсадная–порода».
Снижение овальности профиля скважины	<ul style="list-style-type: none"> • КНБК со стабилизаторами. • Применение расширителей в составе КНБК. • Бурение на обсадной колонне. • Контроль параметров бурения для ограничения размыва. • Обратная проработка. 	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение эксцентриситета. • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве
Кавернограмма и план централизации	<ul style="list-style-type: none"> • Проведение кавернограммы. • Расчёт коэффициента централизации и эксцентриситета с учётом каверн. • Подбор типа централизаторов и шага установки 	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение эксцентриситета. • Повышение степени вытеснения бурового раствора. • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве.

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
<p>Движение обсадной колонны и режимы цементирования</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Вращение и/или расхаживание обсадной колонны во время цементирования. • Повышенные значения расхода цементировочных агрегатов при цементировании 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение степени вытеснения бурового раствора. • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве.
<p>Специализированные буферные жидкости</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Адгезионные и абразивные буферные жидкости. • Кольматирующие буферные жидкости. 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение адгезии «цемент–обсадная–порода» • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве. • Снижение риска поглощений
<p>Гидравлический расчёт и выбор режима течения жидкостей в заколонном пространстве</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Гидравлический расчёт с учётом эксцентриситета и кавернограммы. • Обеспечение турбулентного режима течения жидкости в затрубном пространстве. • Обеспечение максимально возможного расхода закачки жидкости в затрубном пространстве • Обратное цементирование 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение адгезии «цемент–обсадная–порода» • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве. • Снижение риска поглощений. • Снижение риска недоподъема тампонажного раствора
<p>Специальное оборудование для цементирования</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Башмак с обратным клапаном и поплавковая муфта. • Дифференциальные заливные муфты. • Ступенчатые муфты и пакер для многостадийного цементирования. • Две разделительные продавочные пробки • Газоупорные клапаны • Диверторные и расширяемые башмаки 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение степени вытеснения бурового раствора. • Снижение риска поглощений. • Снижения эффекта свабирования/поршневания • Снижение риска недоподъема тампонажного раствора

Продолжение таблицы 1.1

Состав цементного раствора	<ul style="list-style-type: none"> • Добавление латекса. • Вспененные цементы (азот/воздух). • Расширяющиеся цементы (MgO/CaO) • Набухающие полимеры, микрокапсулы. 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение адгезии «цемент–обсадная–порода». • Повышение однородности тампонажного раствора в заколонном пространстве.
Лабораторные испытания тампонажных растворов	<ul style="list-style-type: none"> • Лабораторные исследования непосредственно перед цементированием. • Проверка совместимости буровой/спейсера/цемента. 	<ul style="list-style-type: none"> • Гарантирование соответствия фактических свойств ТР проектным значениям; • Уменьшение технологических рисков.

1.5 Обоснование применения методов анализа данных для исследования процесса первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Современный уровень развития математического аппарата для моделирования сложных многофакторных процессов или явлений достиг уровня, достаточного для выполнения таких задач, как предупреждение аварий и осложнений при бурении скважин, определения типа породы по изменениям технологических параметров бурения, предсказание положения долота при направленном бурении, прогноз успешности гидроразрыва пласта и т.д. Создание концептуальных моделей многофакторных технологических процессов стало возможно благодаря развитию вычислительной техники. Математические алгоритмы, имитирующие аспекты человеческого мышления (распределение по важности, определение ключевых факторов, установление лучших значений и т.д.), требуют значительных аппаратных ресурсов, позволяющих проводить множество параллельных вычислений для создания достаточного количества математических моделей, соединяя которые в одну систему возможно прогнозирование многофакторных процессов [47-53].

В работе [54] приводятся результаты создания и применения алгоритмов прогнозирования прихватов бурильных труб при строительстве скважин. Авторы на основании изменения нагрузки на крюк, момента на устье и

давления на стояке и с помощью математического алгоритма иерархичной временной памяти смогли создать принципиальную модель, способную прогнозировать прихваты за 20-30 часов до их наступления. Потенциально, благодаря данной разработке возможна экономия денежных средств на проведение аварийных работ по ликвидации прихватов более 10 млрд рублей ежегодно. Схожие успешные исследования проведены в работах [55-62], каждая группа исследователей предлагает свою концептуальную модель использования алгоритмов машинного обучения для решения задач прогнозирования аварий при бурении.

В исследованиях, результаты которых представлены в [63-66], представлены успешные примеры решения задач по улучшению технологических аспектов наклонно-направленного бурения. Алгоритмы машинного обучения позволили оптимизировать режимные параметры бурения с целью максимизации механической скорости проходки, обосновать выбор наиболее эффективной компоновки низа бурильной колонны и т.д.

Перспективным направлением использования современных цифровых технологий является геомеханическое моделирование [67-73]. С помощью различных таких математических алгоритмов, как нейронные сети, k-ближайших соседей, метод Байеса, деревья решений и т.д., создаются модели, которые позволяют: идентифицировать по изменению режимов бурения горных породы под долотом, по каротажным кривым определять механическую прочность горных пород и т.д.

Необходимо отметить, что согласно проведенному анализу научных источников не обнаружено работ, посвященных решению задачи повышения качества цементирования скважин с помощью цифровых технологий, машинного обучения или нейронных сетей. Этот факт актуализирует разработку нового подхода к улучшению качества цементирования с учетом максимально возможного количества влияющих факторов.

Наиболее распространёнными задачами при математическом моделировании многофакторных технологических процессов в

промышленности являются оптимизация, ранжирование по значимости и предиктивный анализ.

В современной практике анализа больших данных используются алгоритмы машинного обучения: деревья решений различных конфигураций, теорема Байеса, метод к-ближайших соседей и др. [74-76].

В качестве примеров подробно расписана последовательность вычислений алгоритмов Деревья решений и теорема Байеса.

Деревья решений

Суть метода заключается в построение ациклического иерархического графа, в узлах которого стоят признаки, разделяющие выборку, а в листьях – неделимая часть исходной информации. Количество уровней иерархии в решающем дереве называется его глубиной.

Математиками разработаны различные вариации алгоритмов формирования деревьев решений (ID3, CART, C4.5, C5.0, NewId, ITrule, CHAID, CN2). Принципиальная методика создания дерева решений, следующая: пусть в исходной выборке X_m факторов. Определение критичного порогового значения t по критерию ошибки Q для признака j производится путем снижения до минимума критерия ошибки (1.1):

$$Q(X_m, j, t) \rightarrow \min \quad (1.1)$$

Причем признаки j и значения порога перебираются так, чтобы выполнить следующее условие. Остаются две части выборки (1.2, 1.3):

$$X_l = \{x \in X_m \mid [x^j \leq t]\}, \quad (1.2)$$

$$X_r = \{x \in X_m \mid [x^j > t]\} \quad (1.3)$$

Таким образом, построение дерева решений может производиться до бесконечности. Существуют три условия остановки построения дерева решений:

1. На вершине дерева находится только один параметр и все объекты принадлежат одному классу.
2. Заранее заданы ограничивающие глубину дерева значения.
3. Заранее задано максимальное количество факторов в листе дерева.

При использовании в качестве функционала ошибки в задачах регрессии значения среднеквадратичной ошибки, прогнозом будет среднее значение в листе a_m (1.4):

$$a_m = \frac{1}{|X_m|} \sum_{i \in X_m} y_i \quad (1.4)$$

В задачах классификации прогнозом будет наиболее популярный класс в листе a_m (1.5):

$$a_m = \operatorname{argmax}_{y \in Y} \sum_{i \in X_m} [y_i = y] \quad (1.5)$$

Модели с бинарными признаками

Выбор оптимального разбиения определяется критерием ошибки $Q(X_m, j, t)$ (1.6):

$$Q(X_m, j, t) = \frac{|X_l|}{|X_m|} H(X_l) + \frac{|X_r|}{|X_m|} H(X_r), \quad (1.6)$$

где $H(X)$ – критерий информативности.

Критерий информативности показывает, насколько хорошо решающее дерево компонуется объектами в своих листьях, то есть насколько они близки друг к другу. В случае задачи регрессии близость объектов в листе характеризуется степенью разброса значений в листе (1.7):

$$H(X) = \frac{1}{|X|} \sum_{i \in X} (y_i - \bar{y}(X))^2 \quad (1.7)$$

В случае задач классификации используется критерий информативности Джини. Он не отрицателен и имеет максимум, если все объекты в листе принадлежат классу 1. Вычисляется критерий Джини по формуле (1.8):

$$H(X) = \sum_{k=1}^k p_k (1 - p_k), \quad (1.8)$$

где p_k – доля объектов класса k в выборке X (1.9):

$$p_k = \frac{1}{X} \sum_{i \in X} [y_i = k] \quad (1.9)$$

Также может быть использован энтропийный критерий информативности, который оптимален при условии, что все объекты X принадлежат классу 1 (1.10):

$$H(X) = - \sum_{k=1}^k p_k \ln p_k \quad (1.10)$$

Теорема Байеса

Теорема Байеса или метод Байеса является инструментом, позволяющим исследовать влияние изменения параметра на необходимый результат. Принципиальная формула апостериорной вероятности (1.15):

$$P_r(X = x|Y = y) = \frac{P_r(Y = y|X = x)P_r(X=x)}{P_r(Y=y)} \quad (1.15)$$

Правило Байеса удобно использовать, когда есть модель распределения X и эта модель является функцией, имеющей некоторые параметры в форме вектора f_θ . Примером такой функции может служить функция Гаусса с двумя параметрами, μ и σ , которая определяется как (1.16):

$$f_{\theta}(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (1.16)$$

где $\theta^{def} = [\mu, \sigma]$.

Эта функция имеет все свойства функции плотности распределения вероятностей. Следовательно, ее можно использовать как модель неизвестного распределения X . Мы можем получить значения параметров в векторе θ из данных, используя правило Байеса (1.17):

$$\Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x) \leftarrow \frac{\Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x) \Pr(\theta = \hat{\theta})}{\Pr(X=x)} = \frac{\Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x) \Pr(\theta = \hat{\theta})}{\sum_{\hat{\theta}} \Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x) \Pr(\theta = \hat{\theta})} \quad (1.17)$$

Если есть выборка S из X и множество возможных значений для θ конечно, мы легко сможем оценить $\Pr(\theta = \hat{\theta})$, итеративно применив правило Байеса к каждому образцу. Начальное значение $\Pr(\theta = \hat{\theta})$ можно выбрать таким, что $\sum_{\hat{\theta}} \Pr(\theta = \hat{\theta}) = 1$. Это предположение о вероятностях для различных $\hat{\theta}$ называется априорной вероятностью.

Сначала вычислим $\Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x_1)$ для всех возможных значений $\hat{\theta}$. Затем, перед обновлением $\Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x)$, на этот раз для $x=x_2 \in S$ с использованием уравнения, заменим априорную вероятность $\Pr(\theta = \hat{\theta})$ в уравнении новой оценкой $\Pr(\theta = \hat{\theta}) \leftarrow \frac{1}{N} \sum_{x \in S} \Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x)$.

Лучшие значения параметров θ^* в данном примере получаются с использованием принципа максимума апостериорной вероятности (1.18):

$$\theta^* = \operatorname{argmax} \prod_{i=1}^N \Pr(\theta = \hat{\theta} | X = x) \quad (1.18)$$

Аппроксимируя результаты анализа математических алгоритмов цифровизации технологических процессов, составлена матрица выбора математического аппарата (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Сводные результаты анализа математических алгоритмов для цифровизации технологических процессов

Математический алгоритм	Преимущества алгоритма	Недостатки алгоритма	Область применения	Пример успешного внедрения в нефтегазовой отрасли
1	2	3	4	5
Деревья решений	<ul style="list-style-type: none"> • Пользователь сам формирует правила разделения информации • Позволяет устанавливать многоуровневые взаимосвязи • Визуализация последовательности разбиения информации • Малое количество настраиваемых параметров • Не требуют больших вычислительных мощностей 	<ul style="list-style-type: none"> • Недопустимы пропуски значений и ошибки • Возможно переобучение дерева решений – сниженная прогнозная точность • Осложнен поиск оптимального дерева решений • Прогноз точен только в диапазонах исходных данных 	<ul style="list-style-type: none"> • Определение многоуровневых зависимостей • Установление значимости факторов 	Поиск скважин-кандидатов для проведения интенсификации притока [77]
Лес решений	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая точность прогнозирования по сравнению с деревьями решений как внутри массива исходных данных, так и за их пределами • Позволяет устанавливать многоуровневые взаимосвязи • Невозможно переобучить модель 	<ul style="list-style-type: none"> • Сложность интерпретации результатов при большом количестве деревьев • Требуются значительные вычислительные мощности 	<ul style="list-style-type: none"> • Определение многоуровневых зависимостей • Установление значимости факторов 	Предиктивный анализ пластового давления [78-79]

Продолжение таблицы 1.2.

1	2	3	4	5
Теорема Байеса	<ul style="list-style-type: none"> • Рассчитанные зависимости просты для интерпретирования • Высокая точность прогнозирования категориальных переменных • Возможность искусственно установить вероятность наступления нужного результата 	<ul style="list-style-type: none"> • Снижена точность прогнозирования непрерывных значений из-за допущения, что распределение нормально • Определение условных вероятностей требует привлечения экспертов • Для повышения точности необходимо, чтобы факторы были независимы • Возможно оценить только единичное влияние факторов 	Определение зависимости влияния изменения каждого фактора на целевую переменную при неизменности остальных	Прогноз уровня добычи и потенциально извлекаемых запасов нефти [80]
Метод опорных векторов	<ul style="list-style-type: none"> • Быстрая настройка алгоритма • Возможность определения наиболее важных групп параметров • Позволяет определять нелинейные зависимости 	<ul style="list-style-type: none"> • Сложность интерпретации результатов вычислений • При большом количестве данных невозможно решать задачу классификации • Эффективен в рамках исходных данных 	<ul style="list-style-type: none"> • Кластеризация данных • Определены наиболее значимых факторов 	Прогнозирование моментно-силовых характеристик бурения [81]

Продолжение таблицы 1.2.

1	2	3	4	5
Метод к-ближайших соседей	<ul style="list-style-type: none"> • Быстрая настройка алгоритма • Рассчитанные зависимости просты для интерпретирования • Возможность анализа данных, выходящих за пределы исходной выборки 	<ul style="list-style-type: none"> • Требуются значительные вычислительные мощности • Логика объединения данных непредсказуема, необъяснима 	Кластеризация данных	Прогнозирование пластовых свойств нефти [82]
Линейная регрессия	<ul style="list-style-type: none"> • Быстрая настройка алгоритма • Рассчитанные зависимости просты для интерпретирования, если в исходных данных не более 10 факторов • Возможность точного анализа данных, выходящих за пределы исходной выборки 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая точность только для малого объема данных • Определяет только линейные зависимости. • Учитывает только нормальное распределение 	<ul style="list-style-type: none"> • Прогнозирование непрерывных значений • Определены наиболее значимых факторов 	Оценка эффективности работы нефтяных скважин [83]
Логическая регрессия	<ul style="list-style-type: none"> • Быстрая настройка алгоритма • Зависимости просты для интерпретирования, если в исходных данных не более 10 факторов 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая точность только для малого объема данных • Определяет только линейные зависимости. • Учитывает только монокаскадность распределения 	<ul style="list-style-type: none"> • Прогнозирование категориальных значений • Определены наиболее значимых факторов 	Анализ степени влияния нефтяного загрязнения на биосферу [84]

Продолжение таблицы 1.2.

Нейронные сети	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность самообучения при поступлении новых данных • Возможность формулировать новые решения для решения поставленных задач 	<ul style="list-style-type: none"> • Крайне сложная настройка алгоритма • Вычисления проводятся по принципу «черный ящик» • Интерпретация результатов невозможна – «получилось так, как получилось» • Требуются значительные вычислительные мощности 	<ul style="list-style-type: none"> • Прогнозирование непрерывных и категориальных значений • Формирование новых решений задачи 	Создание системы авторского надзора с помощью камер-видеонаблюдения [85]
----------------	---	--	--	--

1.6 Обоснование исходных данных для математического моделирования процесса цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Для качественного математического моделирования с помощью цифровых технологий с одной стороны требуется большой объем информации, общепринятое соотношение исследуемых факторов к количеству случаев 1 к 10, с другой стороны входные данные должны быть верифицируемы – исключены пропуски, аномальные значения и т.д. [86-89].

Выполнение приведенных условий возможно с помощью баз данных, формируемых информацией из супервайзерских отчетов – это позволяет максимально исключить ошибки в значениях параметров и не требует дополнительного времени на формирования матрицы данных. Такой способ сбора промысловой информации реализован в инжиниринговом центре (ИЦ) одной из вертикально-интегрированной нефтегазовой компании (ВИНК) – в специализированную информационную систему загружаются дела скважин, включающих следующие группы параметров: параметры профиля скважин,

режимы бурения, реология промывочных жидкостей, параметры тампонажных растворов и буферных жидкостей, режимы цементирования, состав оснастки обсадных колонн, геофизические данные и т.д.

В научных источниках выделяется более 40 факторов, которые теоретически могут оказывать влияние на качество цементирования скважин [1-6]. Согласно анализу трудов отечественных ученых можно заключить, что ключевыми группами параметров являются: параметры тампонажного раствора, режимам цементирования, геометрия ствола скважины, наличие или отсутствие калибрующих элементов, режимы проработки и центрирование колонны. Зарубежные специалисты при составлении рекомендаций по улучшению результатов цементирования делали упор на реологии бурового раствора при окончательной промывке, параметрах буферных жидкостей, режимах продавки и составе оснастки обсадной колонны.

Параметры тампонажного раствора

Такие параметры тампонажного раствора, как водоотдача, растекаемость, плотность и время загустевания, вносят значительный вклад в качество цементирования скважин. Так, увеличение значений водоотдачи отрицательно влияет на седиментационную устойчивость, ускоряет сроки схватывания и повышает вероятность фильтрации свободной воды в пласты-коллекторы [90, 91]. Данный тезис подтверждается корреляционным анализом, проведенным по 1000 скважинам Среднего Приобья, согласно которому уменьшение показателя водоотделения положительно влияет на сплошность контакта с обсадной колонной (Рисунок 1.6).

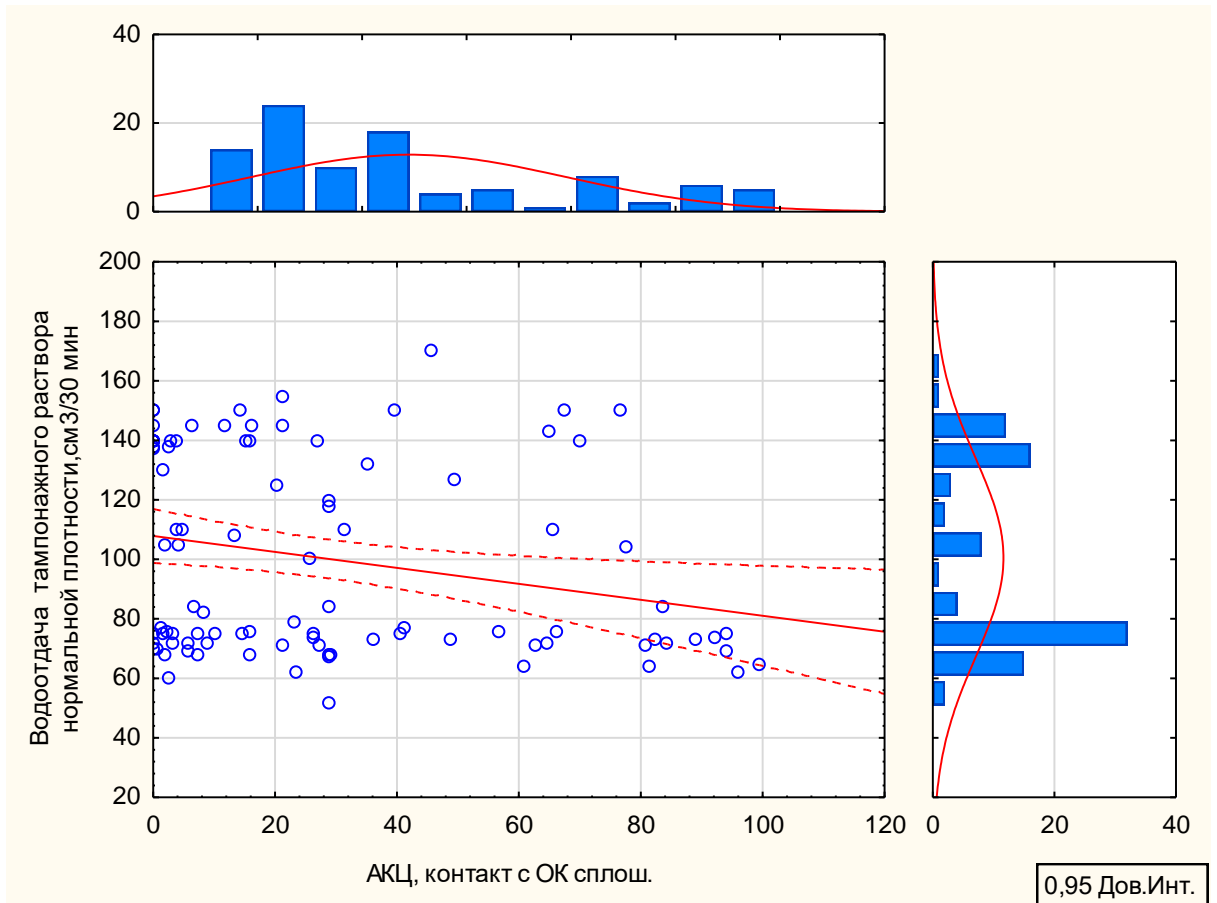


Рисунок 1.6 – Оценка характера влияния водоотделения на качество цементирования

Согласно литературным источникам [92, 93] время загустевания тампонажного раствора является важным параметром, от которого значительно зависит качество крепи скважины. Время загустевания должно находиться в минимально допустимых пределах, чтобы обеспечить схватывание в момент окончания продавки. Этот факт подтверждается проведённым корреляционным анализом по 1000 скважинам в Западной Сибири, согласно которому уменьшение времени загустевания положительно влияет на сплошность контакта цемент-обсадная колонна (Рисунок 1.7).

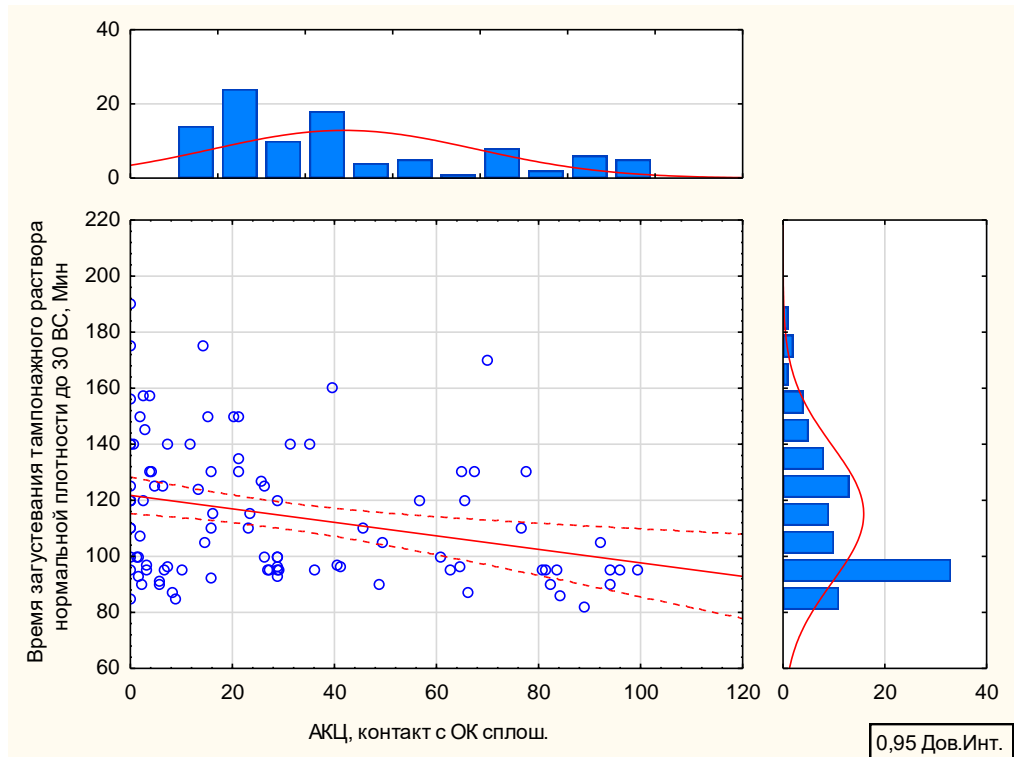


Рисунок 1.7 – Оценка характера влияния времени загустевания на качество цементирования

Согласно результатам анализа влияния плотности тампонажного раствора установлено, что данный показатель также является определяющим при контроле процесса цементирования, поскольку по нему косвенно идентифицируются изменения прокачиваемости, загустевания, прочности и т.д. [94]. На основе фактической информации по цементированию скважин построена поверхность отклика, описывающая зависимость результатов АКЦ от плотности тампонажного раствора – определен тренд влияния, согласно которому целесообразно увеличивать плотность цементного раствора (Рисунок 1.8).

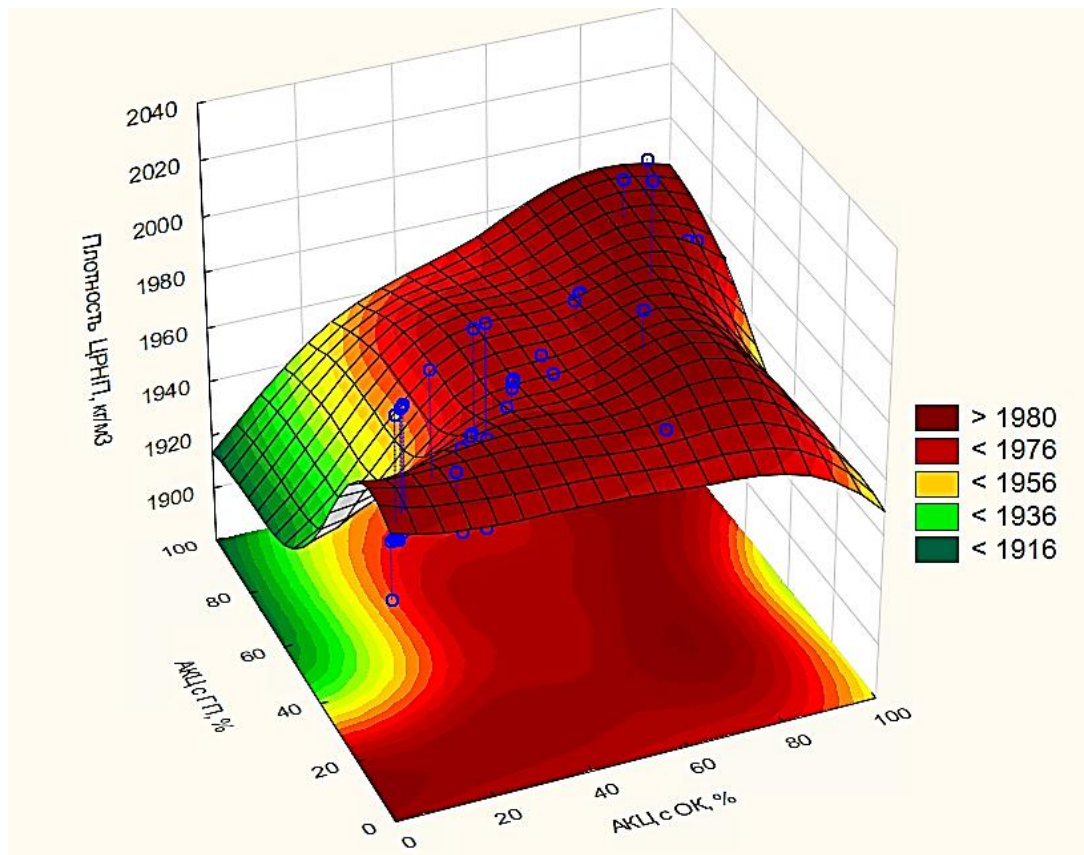


Рисунок 1.8 – Оценка характера влияния плотности на качество цементирования

Другим важным параметром тампонажного раствора является механическая прочность цементного камня. Согласно научным источникам [95, 96] прочность цементного камня должна быть оптимальна, поскольку при низких значениях не будет выдерживать пластовые условия и нагрузку от обсадных колонн, снижая герметичности крепи, при высоких значениях увеличивается хрупкость цемента (Рисунок 1.9).

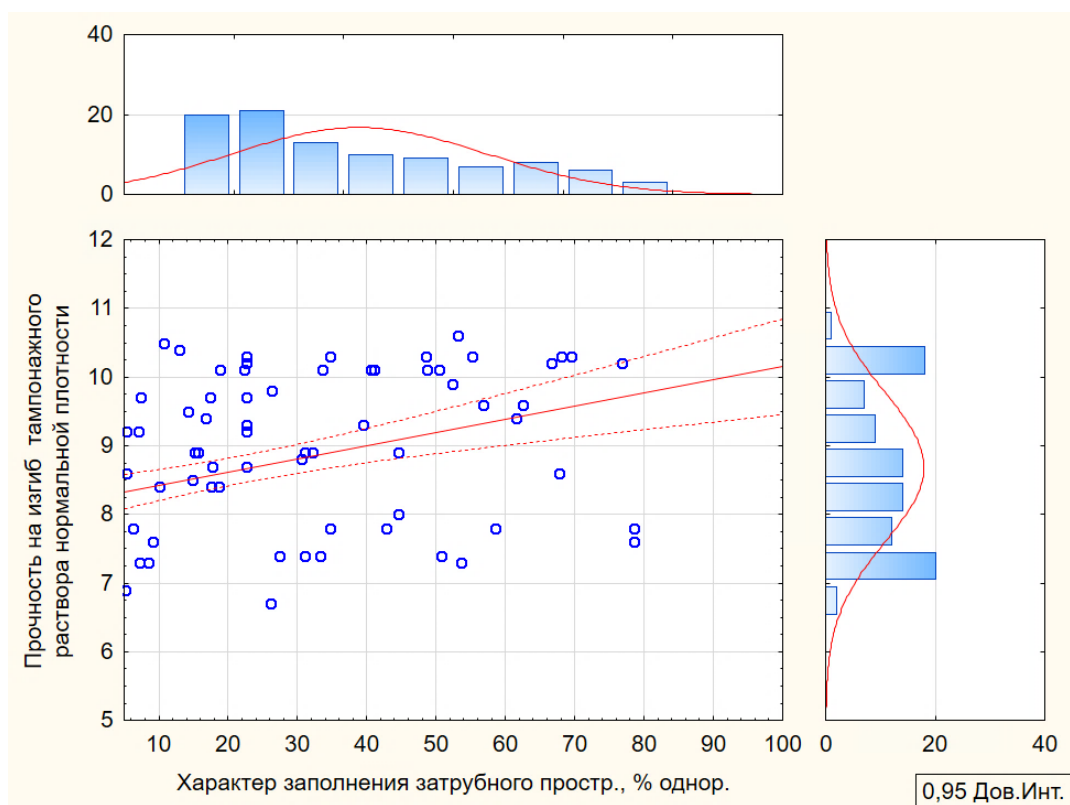


Рисунок 1.9 – Оценка характера влияния прочности на качество цементирования

К перечисленным важным параметрам тампонажного раствора ученые и специалисты [97-99] добавляют: эффект от степени смешивания буровых и тампонажных растворов, контракция при гидратации и твердении тампонажного раствора, проницаемость цементного камня, сцепление камня с металлом обсадных труб, объемные изменения тампонажных цементов при твердении. Однако, на сегодняшний день нет единого подхода и методики к определению оптимальных значений параметров тампонажных растворов, поскольку основополагающим фактором при цементировании скважин является опыт конкретных сотрудников, ответственных за проектирование и осуществление на кустовой площадке процесса закачки тампонажного раствора.

Реологические параметры бурового раствора

Регулирование таких параметров промывочных жидкостей, как условная вязкость, пластическая вязкость, $\text{СНС}_{10\text{мин}}$, ДНС, показатель фильтрации, МВТ тест и содержание твердой фазы, при проведении промывок при спуске обсадных колонн и при окончательной промывке позволяет повышать эффективность вымыва накопленного при бурении шлама и обеспечить несмешиваемость промывочной жидкости и тампонажного раствора.

Так, снижение динамического напряжения сдвига и структурных параметров ($\text{СНС}_{10\text{сек}/10\text{мин}}$, условная вязкость и пластическая вязкость) в наклонно-направленных и наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием позволяет увеличить проникающую способность бурового раствора в отложения шлама и обеспечить турбулизацию потока при более низком расходе бурового раствора, тем самым, улучшая качество очистки ствола скважины. Это подтверждается опытами, результаты которых представлены в [100-102] – на графиках видно, что целесообразно обеспечить снижение вязкости буровых растворов вне зависимости от зенитного угла, расхода буровых насосов и эксцентриситета бурильной колонны. В работе [103] подтверждается тезис о необходимости создания турбулентного потока в промывочной жидкости для обеспечения более полного вымыва разрушенной породы.

Конкретизируя требования к реологическим параметрам буровых растворов, можно заключить, что значения условной вязкости целесообразно уменьшать до минимально возможной величины с учетом недопущения потери структуры промывочной жидкости, как показано на Рисунке 1.10 и в работе [104].

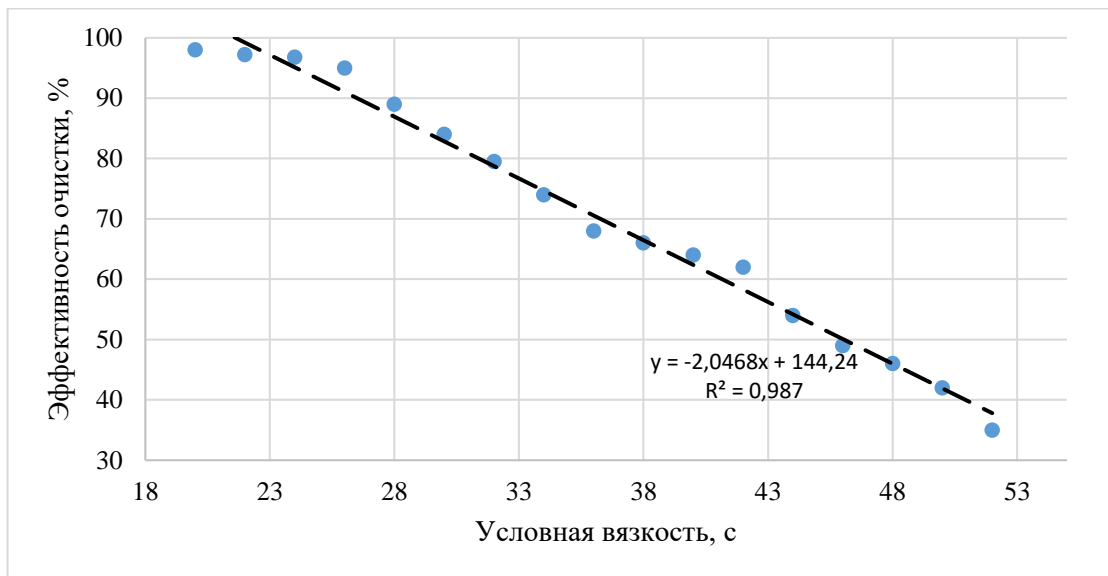


Рисунок 1.10 – Принципиальная взаимосвязь условной вязкости и эффективности очистки

Влияние пластической вязкости на процесс выноса шлама показано в работе [105], в которой произведен математический эксперимент по имитации циркуляции бурового раствора. В результате установлено, что зависимость критической скорости восходящего потока носит обратно пропорциональный характер по отношению к пластической вязкости (Рисунок 1.11).

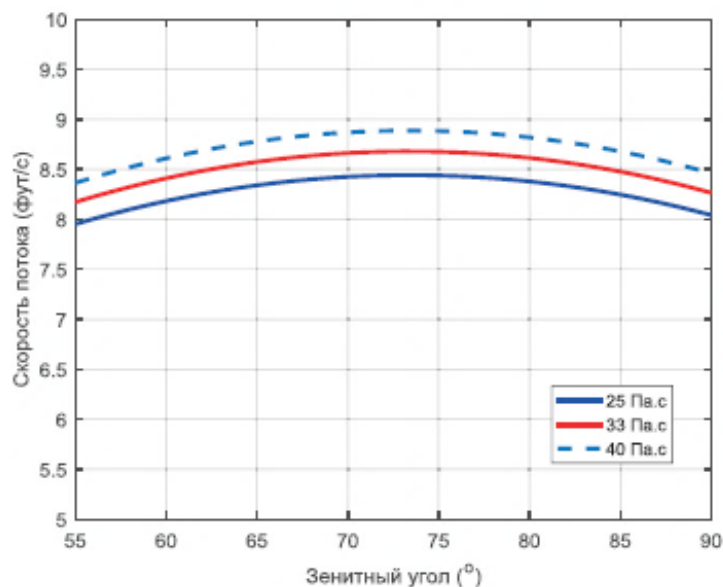


Рисунок 1.11 – Влияние пластической вязкости на скорость восходящего потока в зависимости от зенитного угла

Сравнивая показатели статического напряжения сдвига за 10 секунд и 10 минут относительно эффективности вымыва застойных зон бурового раствора, в книге [104] и статье [105] отмечается необходимость контроля изменения данного параметра за 10 минут. Это объясняется тем, что $\text{СНС}_{10\text{мин}}$ характеризует способность раствора с течением времени повышать прочность структуры промывочной жидкости, что необходимо предотвращать, поддерживая данный реологический показатель на минимально возможном уровне с условием обеспечения поддержания шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции.

В статье [104] приведены результаты моделирования течения смеси вязкой несжимаемой жидкости с твердыми частицами сферической формы в скважине в рамках эйлерово-эйлеровского гидродинамического подхода. Определено, что увеличение динамического напряжения сдвига (предел текучести) способствует более эффективному удалению шлама из межтрубного пространства, как показано на Рисунке 1.12

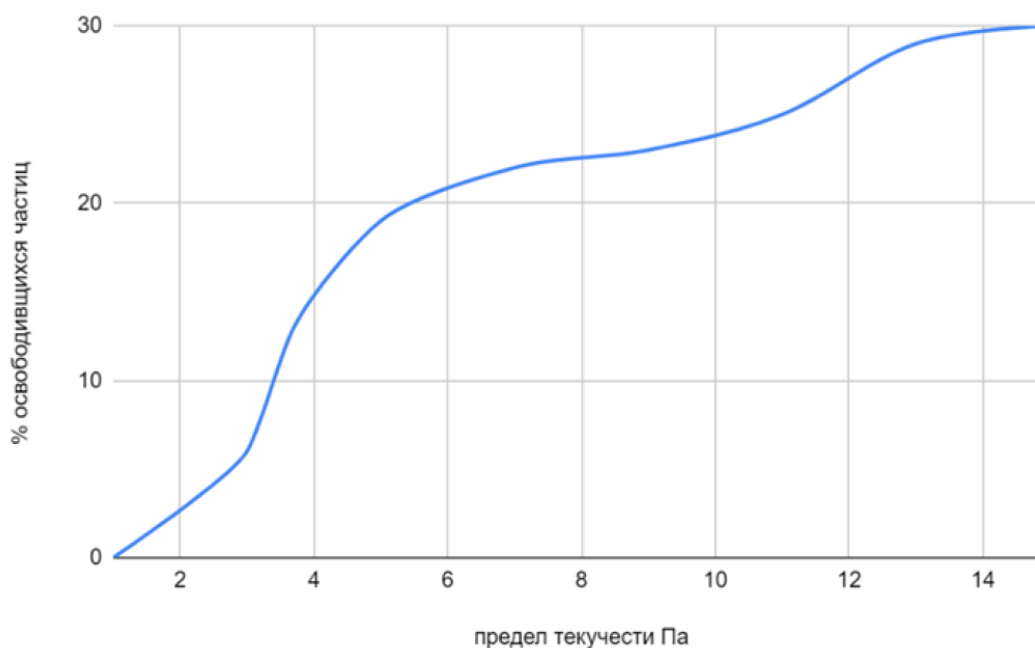


Рисунок 1.12 – Влияние ДНС на вымыв выбуренной породы

Эксцентриситет обсадной колонны

Отечественные и зарубежные специалисты в области заканчивания скважин сходятся на мнении о необходимости обеспечения минимально возможного эксцентриситета бурильной и обсадной колонн для уменьшения толщины шламовой подушки. Так, согласно результатам применения RSS модели [2] для математической имитации выноса выбуренной породы под действием турбулентного потока жидкости установлено, что рост эксцентриситета свыше критического значения приводит к интенсификации процесса накопления шлама (Рисунок 1.13).

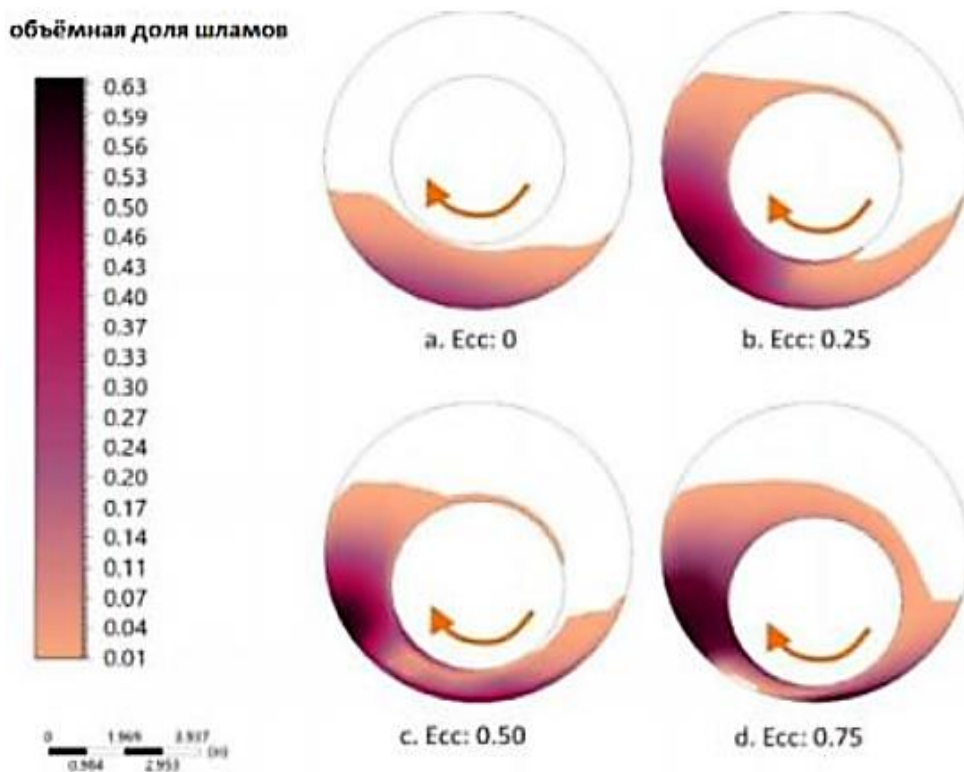


Рисунок 1.13 – Влияние эксцентриситета обсадной колонны на объемную долю шлама

Режим бурения и проработки, состав компоновки низа буровой колонны

Максимально полное замещение бурового раствора тампонажным является одним из основных факторов, влияющих на долговечность крепи скважины. Для этого необходимо на этапе бурения и подготовки ствола к спуску обсадных колонн применять режимы бурения и проработки, обеспечивающие формирование геометрии поперечного и продольного сечений скважины максимально приближенных к форме цилиндра.

В работе [106] приводятся данные, согласно которым геометрия наклонно-направленных скважин представляет из себя спиралеобразную горную выработку с локальными резкими изменения пространственных показателей профиля (зенитный и азимутальный углы, пространственная интенсивность). Данная ситуация усложняет процесс подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн и цементированию, поскольку создает множественные застойные зоны бурового раствора и повышает нагрузки на трубы при спуске в местах соприкосновения с горными породами.

Основными факторами, оказывающими влияние на отклонение фактического профиля от проектного, являются [107]: режимы бурения, состав КНБК и недостаточная очистка ствола от шлама. На практике режимы бурения проектируются, исходя из условия увеличения экономических показателей процесса строительства скважины (механическая, рейсовая и коммерческая скорости). Однако, повышения темпов углубления ствола ведет к формированию поперечного сечения значительно отличающегося от номинального, что способствует увеличению шламовой подушки и увеличению вероятности прихватов. Для нивелирования вышеописанной ситуации необходимо ограничивать скорость проходки, оптимизировать частоту вращения буровой колонны и расход промывочной жидкости. В работе [108] приведены результаты стендового эксперимента по оценке влияния скорости вращения буровой колонны и величины расхода бурового

раствора на высоту шламовой подушки (Рисунок 1.14), свидетельствующие об синергетическом эффекте вращения и расхода промывочной жидкости.

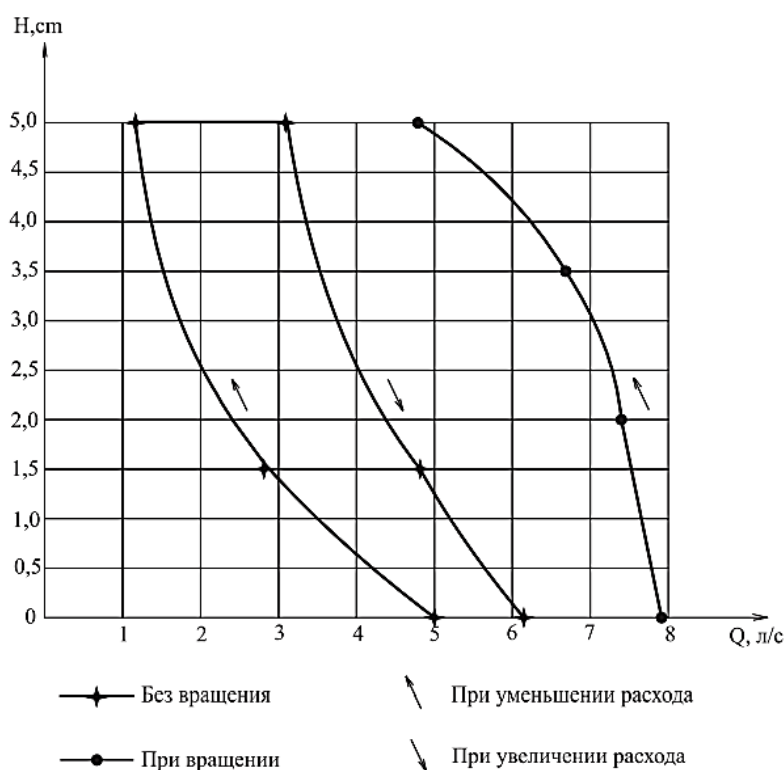


Рисунок 1.14— Влияние вращения и расхода бурового раствора на удаление шлама

Однако необходимо учитывать лимитирующие условия для режимов бурения, а именно: чрезмерное увеличение частоты вращения бурильных труб приводит к возникновению вибраций, влекущих нарушения работы оборудования КНБК; увеличение расхода промывочной жидкости способствует повышению эквивалентной циркуляционной плотности, что может стать причиной ГРП. В работах [6, 104] ученые вывели палетку, показывающую принципиальную схему подбора скорости вращения бурильной колонны от осевой нагрузки (Рисунок 1.15).

Диапазон скорости вращения и нагрузки на долото с отсутствием вибрации

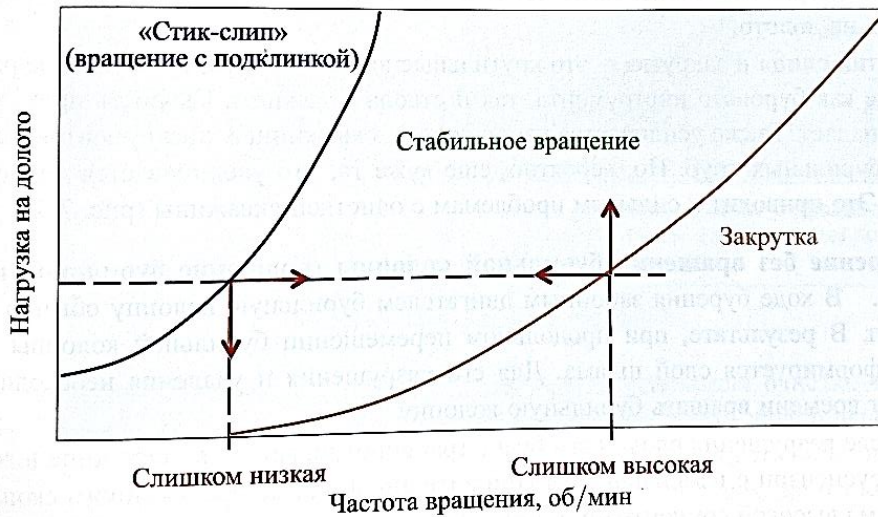


Рисунок 1.15 – Влияние вращения и расхода бурового раствора на удаление шлама

Дополнительным условием повышения качества ствола скважины является наличие в составе КНБК опорно-центрирующего оборудования. По данным работы [109] использование калибрующих элементов при бурении позволяет значительно повысить качество ствола скважины путем уменьшения спиральности и интенсивности изменения пространственного угла горной выработки.

Режимы промывки

Ключевым моментом подготовки ствола скважины к цементированию является проведение окончательной промывки перед подъемом КНБК и при достижении обсадными колоннами проектной глубины. Как отмечено в работе [110], эффективность очистки скважины от выбуренной породы повышается с увеличением расхода буровых насосов. Однако, в исследовании [111] показано, что зависимость концентрации шлама от скорости течения жидкости имеет степенной характер, полученная функция не пересекает ось ОХ, что означает невозможность полного вымыва шлама только за счет увеличения подачи насосов (Рисунок 1.16).

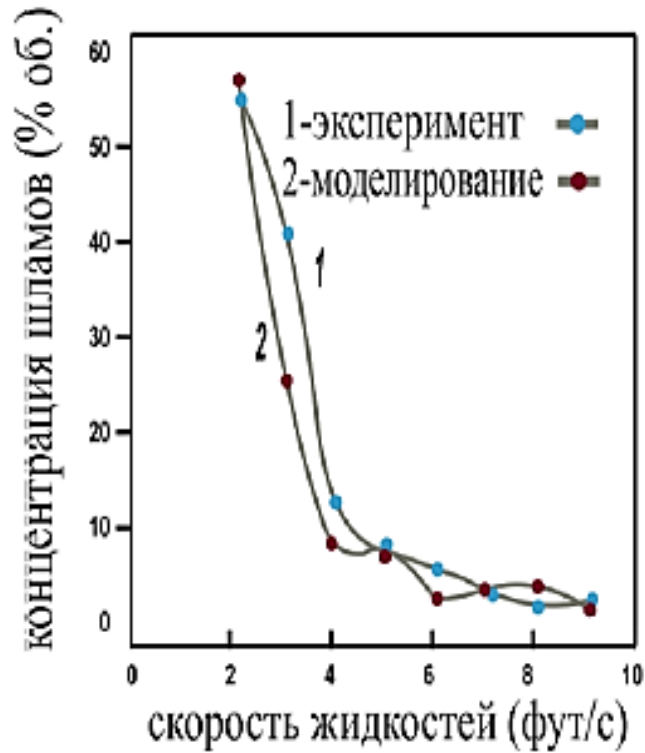


Рисунок 1.16 – Зависимость концентрации шлама от скорости восходящего потока

В фундаментальной работе [2] в качестве рекомендаций по подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн и цементированию помимо промывки с вращением и повышенным расходом, предлагается промывать более 1 объема затрубного пространства. Данная рекомендация основывается на практическом опыте компании «Schlumberger» и схематично представлена на Рисунке 1.17.

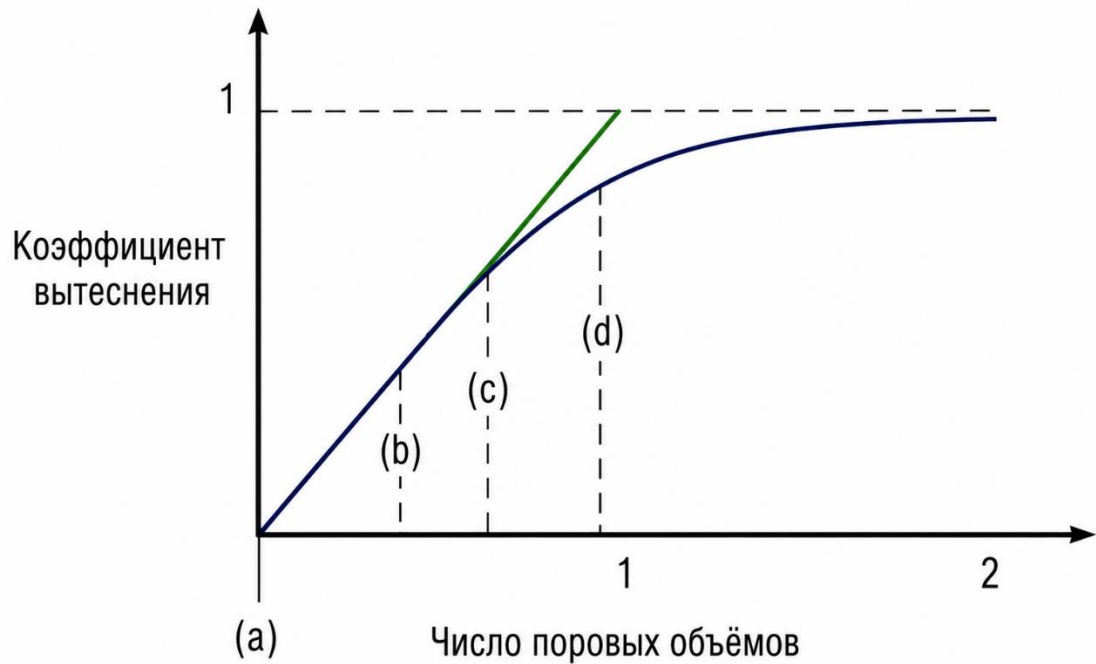


Рисунок 1.17 – Зависимость количества объема затрубного пространства от эффективности вымыва шлама

Необходимо отметить, что повышение расхода промывочной жидкости при промывке влечет турбулизацию восходящего потока жидкости, что дополнительно повышает эффективность выноса шлама. Согласно данным, представленным в [2], создание турбулентного потока бурового, тампонажного растворов и буферных жидкостей значительно повышает степень вытеснения промывочной жидкости цементом, что показано на Рисунке 1.18, на котором видна градация эффективности промывки в зависимости от плотности и расхода насосов.

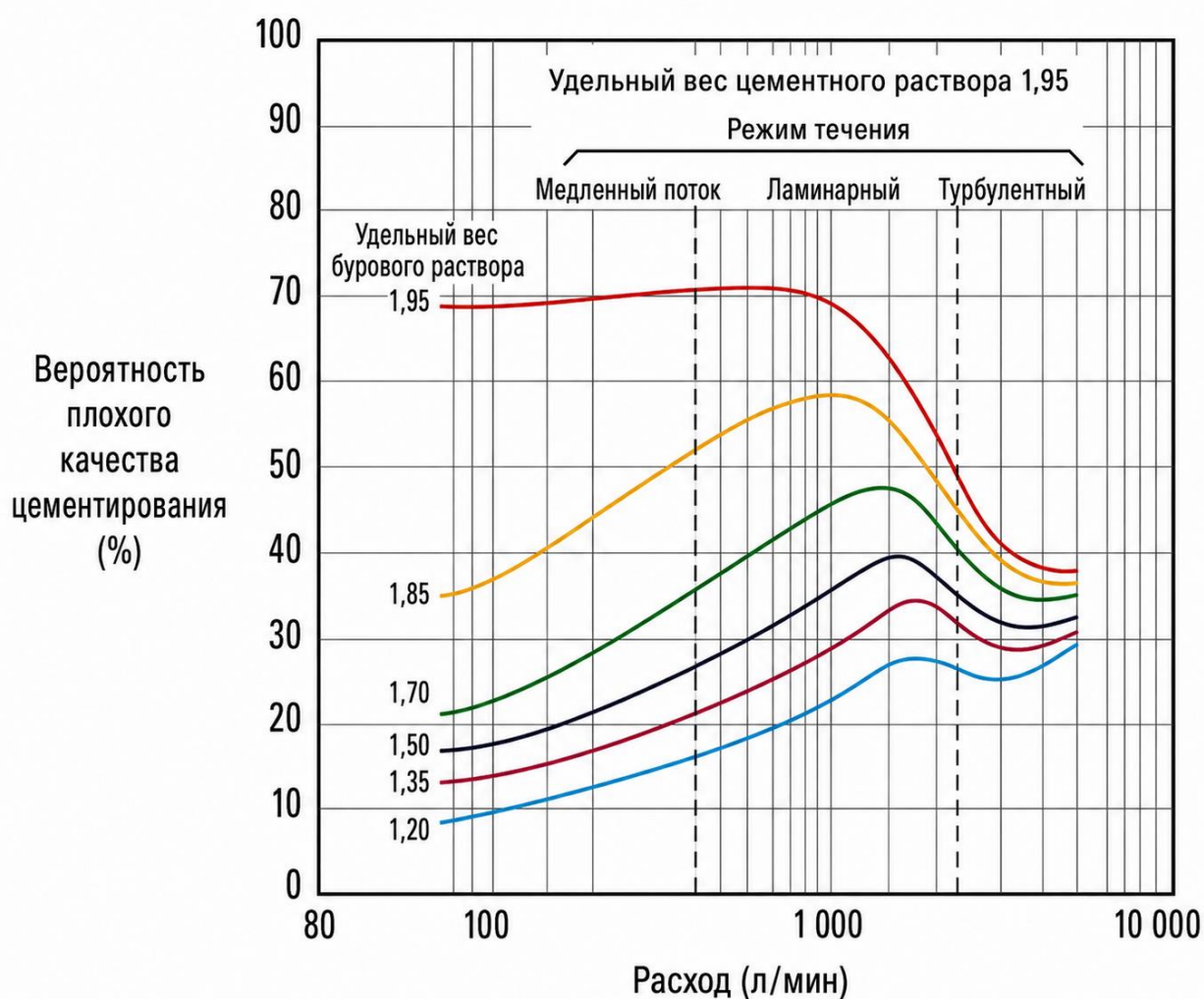


Рисунок 1.18 – Зависимость скоростей течения бурового, тампонажного и буферного растворов на степень вытеснения промывочной жидкости цементом

Влияние буферных жидкостей на качество цементирования скважин

Одним из ключевых условий полного замещения бурового раствора тампонажным является использование буферных жидкостей. На практике в качестве разделяющих буровой и тампонажный растворы агентов применяются жидкости с добавлением ПАВ, полимерных соединений или нерастворимых утяжелителей. Согласно анализу опыта применения различных буферных жидкостей установлено, что наилучшие значения сплошности контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами и однородности вещества в затрубном пространстве получены при

закачке нескольких разнокомпонентных буферных жидкостей с максимально возможной подачей цементируемых агрегатов [25-33, 112, 113].

Обобщение результатов анализа, влияющих на качество цементирования скважин

Основываясь на информации по методам и технологиям повышения герметичности крепи скважин, выделены группы параметров, оказывающих влияние на величину сплошного контакта цемент-обсадная колонна и однородность вещества в заколонном пространстве: состав КНБК при бурении и при проработке скважины, режимы бурения и проработки, реологические параметры промывочной жидкости, технологические параметры тампонажных растворов, количество и состав буферных жидкостей, режимы промывки и цементирования, состав оснастки обсадных колонн и величина эксцентриситета ствола скважины. Данные параметры необходимо использовать при создании принципиальной математической модели цементирования скважин. Сводная информация представлена в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сводная информация по параметрам строительства скважин, влияющих на качество цементирования

Группа параметров	Параметры, влияющие на качество цементирования скважин	Принцип влияния параметров на качество цементирования скважин
1	2	3
Состав КНБК при бурении и при проработке скважины	Наличие калибраторов, стабилизаторов	Снижение овальности ствола скважины
Режимы бурения скважины	<ul style="list-style-type: none"> • Частота вращения долота • Расход буровых насосов • Нагрузка на долото 	<ul style="list-style-type: none"> • Снижение овальности ствола скважины • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Режимы проработки скважины	<ul style="list-style-type: none"> • Частота вращения долота • Расход буровых насосов • Обратная проработка ствола скважины 	<ul style="list-style-type: none"> • Снижение овальности ствола скважины • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3
Реологические параметры бурового раствора	<ul style="list-style-type: none"> • Плотность • Пластическая вязкость • СНС_{10сек} • СНС_{10мин} • ДНС • Показатель фильтрации 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Технологические параметры тампонажного раствора	<ul style="list-style-type: none"> • Водоотдача • Растекаемость • Плотность • Время загустевания тампонажного раствора • Высота подъема тампонажного раствора 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве
Режимы промывки скважины	<ul style="list-style-type: none"> • Промежуточные промывки при спуске эксплуатационной колонны • Объем вымыва затрубного пространства • Расход бурового раствора при промежуточной промывке • Давление в конце промежуточной промывки • Количество циклов окончательной промывки • Расход бурового раствора при окончательной промывке 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3
Режимы цементирования	Подача насосов цементировочных агрегатов	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве
Режимы продавки		<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Состав и объем буферной жидкости	<ul style="list-style-type: none"> • Количество буферных жидкостей • Типы буферных жидкостей 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Центрирование эксплуатационной колонны	<ul style="list-style-type: none"> • Эксцентриситет • Технология расположения центраторов 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама

Выводы по главе 1

1. Аппроксимируя результаты анализа научных источников, определен смысл понятия «качество цементирования скважин» – способность зацементированной части заколонного пространства обеспечивать полное отсутствие циркуляции пластовых флюидов. Основным способом оценки, принятый в отечественной и мировой практике – акустический и радиоактивный каротажи, определяющие долю сплошного контакта цемент-обсадная колонна и однородность тампонажного раствора в заколонном пространстве.

2. Основной причиной (в 86 % случаев) негерметичности крепи скважин на месторождениях Западной Сибири является неудовлетворительное качество цементирования, ГРП приводит к заколонным циркуляциям в 14 % случаев. ЗКЦ в 94 % случаев фиксируется в продуктивных пластах, в транзитных – 6 % скважин с негерметичностью. Необходимо обеспечить величину сплошного контакта «цементный камень-эксплуатационная колонна» в диапазоне 63-80 % для обеспечения максимального роста вероятности герметичного состояния крепи скважины.

3. Разработанные технико-технологические решения не в полной мере позволяют повысить качество цементирования скважин. Основной упор при решении научной задачи повышения качества цементирования скважин делается на разработку тампонажных растворов и оптимизации их составов. Комплексные решения по повышению качества цементирования разрабатываются, но заключаются только в одновременном применении новых или модернизированных тампонажных растворов и буферных жидкостей, что имеет положительный эффект на ограниченном количестве скважин, построенных в схожих условиях.

4. Отсутствует положительная динамика сплошности контактов цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода и однородности цемента в заколонном пространстве. В среднем к 5 году эксплуатации более 30 %

скважин требуют проведения ремонтно-изоляционных работ по восстановлению герметичности крепи скважины. Данная ситуация актуализирует поиск новых подходов к повышению качества цементирования скважин.

5. Одним из возможных путей повышения качества цементирования скважин является использование цифровых метаматематических алгоритмов, позволяющих создавать принципиальные модели таких многофакторных процессов, как цементирование скважин. На данный момент накоплен существенный опыт решения различных научных задач нефтегазовой отрасли с помощью цифровых технологий: предсказание осложнений и аварий по изменению режимов бурения, автоматическая идентификация горных пород по каротажным кривым и т.д.

6. Для повышения качества цементирования скважин необходимо решить следующие задачи: определить наиболее важные факторы, установить явные и скрытые взаимосвязи, оценить влияние каждого фактора в отдельности. Для этого разработаны алгоритмы машинного обучения (лес решений, метод опорных векторов, нейронные сети и др.), каждый из которых может решать часть поставленных задач. Наиболее применимым алгоритмом разработки комплексных технологических решений по повышению качества цементирования скважин является лес решений, поскольку он позволяет определять явные и скрытые взаимосвязи, устанавливать значимость факторов, а теорема Байеса – оценивать влияние каждого фактора в отдельности с учетом необходимого результата.

7. Учеными в области цементирования скважин выделяется более 100 наиболее важных параметров, влияющих на герметичность крепи скважины. Нет общепринятой градации по значимости воздействующих на качество цементирования скважин параметров. Поэтому при создании принципиальной математической модели процесса цементирования скважин необходимо включить максимальное число факторов, потенциально влияющих на герметичности крепи.

ГЛАВА 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Применение существующих технико-технологических решений повышения качества первичного цементирования скважин не приносит значительного эффекта, что актуализует поиск альтернативных методов повышения герметичности крепи скважин. Перспективным направлением является применение цифровых технологий (автоматический сбор данных, машинное обучение и т.д.) для создания математических моделей процесса цементирования скважин. Реализация данного технико-технологического решения позволяет устанавливать скрытые взаимосвязи, ранжировать по значимости факторы и определять их лучшие значения, что позволяет экспертам сокращать время сбора информации и проведения расчетов, сосредотачиваться на формировании технико-технологических решений на основе полученных результатов применения алгоритмов машинного обучения, что в итоге приводит к повышению качества цементирования нефтегазовых скважин.

2.1 Обоснование выбора методов анализа промысловых данных процесса цементирования эксплуатационных колонн наклонно- направленных скважин

Согласно информации, изложенной в главе 1, на данный момент разработано большое количество алгоритмов машинного обучения, каждый из которых имеет преимущества, недостатки и характерную область применения. Принципиальное отличие машинного обучения от классического математического аппарата состоит в возможности использования

множественных логических условий при создании принципиальных моделей. Это позволяет моделировать многофакторные процессы, взаимодействие параметров которых не подчиняется линейным законам распределения [113-133].

На результат цементирования скважин прямо или косвенно оказывают влияние большое количество факторов: от режимов бурения до промежутка времени от цементирования до вторичного вскрытия. Создание математических и принципиальных моделей на основе больших данных возможно с помощью алгоритмов машинного обучения, что нереализуемо стандартными математическими алгоритмами и экспертным подходом к улучшению технологических процессов.

Согласно результатам анализа научных источников [134-137], посвященных повышению эффективности технологических процессов в нефтегазовой отрасли, зафиксировано, что в большинстве случаев увеличение результативности достигается за счет точечного изменения одного из этапов производства. В малом количестве работ применяются какие-либо математические алгоритмы для оптимизации технологических процессов (регрессионный анализ, градиентный спуск и т.д.), основной используемый способ улучшения показателей производства – экспертный метод. Данный способ повышения технологической эффективности ограничен субъективным фактором, человеческий разум не в состоянии анализировать такое же количество влияющих факторов, как компьютер. Алгоритмы машинного обучения кратно повышают объем входных данных, это позволяет не выбирать узкую область исследований, а провести анализ всего процесса цементирования в целом: от бурения до цементирования. В данной диссертационной работе предлагается использовать дедуктивный метод построения принципиальной модели цементирования скважин – сначала с помощью алгоритмов машинного обучения анализируется вся выборка в целом, затем отбраковываются маловажные параметры, преобразованные

данные вновь подаются в модель для изучения скрытых взаимосвязей и определения лучших диапазонов значений каждого фактора.

Для формирования принципиальной модели дедукционного типа в рамках данной диссертационной работы предлагается использовать два алгоритма машинного обучения: лес решений и теорему Байеса. Выбор обосновывается рядом причин:

1. Интерпретация результатов не требует специализированных знаний и дополнительной обработки.
2. Возможность визуализировать результаты расчетов. Графики – дополнительный инструмент в определении взаимосвязей.
3. Возможность ранжировать по значимости факторы, определять многоуровневые комплексные зависимости и исследовать влияние каждого фактора в отдельности.
4. Вычисления производятся не по принципу «черный ящик», как в нейронных сетях, а по определенной последовательности, что позволяет проследить все вычислительные итерации, дополнительно повышая обоснованность результатов моделирования.
5. Настройка алгоритмов под конкретную задачу не требует продолжительного времени – количество регулируемых параметров меньше, чем у остальных алгоритмов машинного обучения.
6. Для анализа данных по цементированию скважин не требуется значительных вычислительных мощностей.

Основополагающая причина выбора данных алгоритмов заключается в том, что результаты расчетов визуализируются, и как следствие, их интерпретация и объяснение закономерностей воздействия исследуемых факторов на качество цементирования не вызывает логических противотечений у экспертов.

2.2 Методика формирования технико-технологических решений по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

В профессиональной среде программистов и математиков, занимающихся анализом больших массивов данных, построение моделей с использованием машинного обучения производится с помощью различных инструментов: языки программирования Python, R, C++ и т.д., или специализированных программных комплексов для анализа данных. Главным преимуществом языков программирования, как инструмента для создания математических моделей, является возможность ручной настройки всех этапов вычислений. Но несмотря на это, корректировка и настройка алгоритмов требует профессиональных навыков и умений, которые отсутствуют у большей части инженерного персонала нефтегазовых предприятий.

Поэтому для внедрения предложенной методики в промышленное использование целесообразно применять программные продукты, в которых уже реализована возможность применения методов машинного обучения и готов пользовательский интерфейс. Одной из таких программ является Statistica [138], в ней есть все необходимые инструменты для интегрирования базы данных в модель, для проведения математических расчетов и визуализации результатов. Использование ПО Statistica не требует обладания навыками программирования, что позволяет инженерному персоналу применять машинное обучение для оптимизации и улучшения технологических процессов.

Эффективное использование современных математических алгоритмов для анализа большого объема информации требует выполнения нескольких условий: верифицируемость входных данных, возможность ручной настройки алгоритмов для конкретной задачи и интерпретируемость результатов

расчетов [138, 139]. Приведенные условия соблюдены в разработанной методике, нацеленной на повышение качества цементирования.

Методика состоит из 6 принципиальных этапов, от последовательности и качества выполнения которых зависит точность принципиальной модели:

1. Сбор исторической информации по бурению скважин с помощью одного из языков программирования по управлению базами данных. Это позволяет свести к минимуму человеческий фактор при аккумулировании информации и позволяет проводить предварительную обработку данных (удаление скважин с пропущенными значениями параметров, удаление скважин с аномальными значениями и т.д.). В работе предлагается использование языка программирования SQL для создания базы данных, как наиболее распространенного информационного инструмента, разработанного специально для администрирования массивов информации [141]. Также необходимо отметить, что информационная ИЦ, содержащая данные по всем построенным скважинам одной из компаний-недропользователя, функционирует на языке программирования SQL. На основании одинаковых систем администрирования массивов информации возможно создание автоматически формируемой и постоянно обновляемой базы данных, включающей необходимые параметры, влияющие на процесс цементирования скважин.

2. Перед проведением непосредственно математического моделирования необходимо подготовить информацию с целью исключения из массива данных пропущенных и аномальных значений [142]. В рамках данной диссертационной работы предлагается использование дисперсионного анализа и контрольных карт для удаления скважин, у которых значение какого-либо из параметров выходит за \pm Стандартное отклонение от центрального значения – среднее арифметическое [143]. Дополнительно из массива данных с помощью языка программирования SQL исключаются скважины с пропущенными значениями исследуемых факторов. Произведение данных преобразований с исходной информацией позволяет

увеличить точность (прогнозную точность) математического моделирования с помощью машинного обучения более, чем на 10 % [144].

3. После сбора и обработки базы данных в рамках диссертационной работы предлагается создание двух принципиальных моделей на базе алгоритма лес решений и теоремы Байеса. Данный подход позволит реализовать дедуктивную модель анализа данных: от ранжирования по значимости влияющих факторов и определения многоуровневых зависимостей до установления закономерностей влияния каждого параметра в отдельности. Вначале применяется лес решений для оценки общих принципиальных взаимосвязей, удаление из массива данных малозначимых факторов. Затем обработанная информация анализируется с помощью теоремы Байеса – устанавливается характер влияния каждого значимого фактора на результаты цементирования.

4. После формирования принципиальной модели цементирования скважин на основе алгоритмов машинного обучения результаты расчетов сводятся в матрицу, предназначение которой заключается в сравнительном анализе итогов применения алгоритмов лес решений и теоремы Байеса. Аппроксимируя результаты сопоставления расчетов, выделяются общие интервалы лучших значений влияющих факторов, таким образом, расчеты алгоритмов подвергаются взаимной проверке, увеличивая точность модели.

5. На основе результатов сравнительного анализа группой экспертов в области цементирования скважин разрабатываются новые или модифицируются стандартные технологические решения, нацеленные на достижение определённых в ходе математического моделирования значений наиболее значимых параметров. Сформированный таким образом пул технологических решений позволит комплексно изменить процесс строительства скважин с целью достижения увеличения качества цементирования скважин.

6. На заключительном этапе сформированные технологические решения подвергаются проверке группой экспертов, состав которых

определяется кругом ответственных за цементирование скважин специалистов, подрядных организаций, супервайзерского контроля и непосредственно организации-разработчика технологических решений. Экспертиза позволяет оценить возможность реализации на практике разработанных технологических решений и получить предложения по их корректировке для повышения вероятности успеха.

Разработанная методика содержит оптимальное количество этапов и оптимальное количество математических алгоритмов для достижения поставленного результата – повышение качества цементирования скважин. Дальнейшее усложнение методики необоснованно, поскольку увеличение количества этапов и использование дополнительных математических алгоритмов не позволит значительно повысить точность моделирования, упростить разработку технологических решений и т.д., таким образом, выполняется методологический принцип «бритвы Оккама» [146].

Разработанная методика применения машинного обучения для увеличения качества цементирования скважин схематично представлена на Рисунке 2.1.

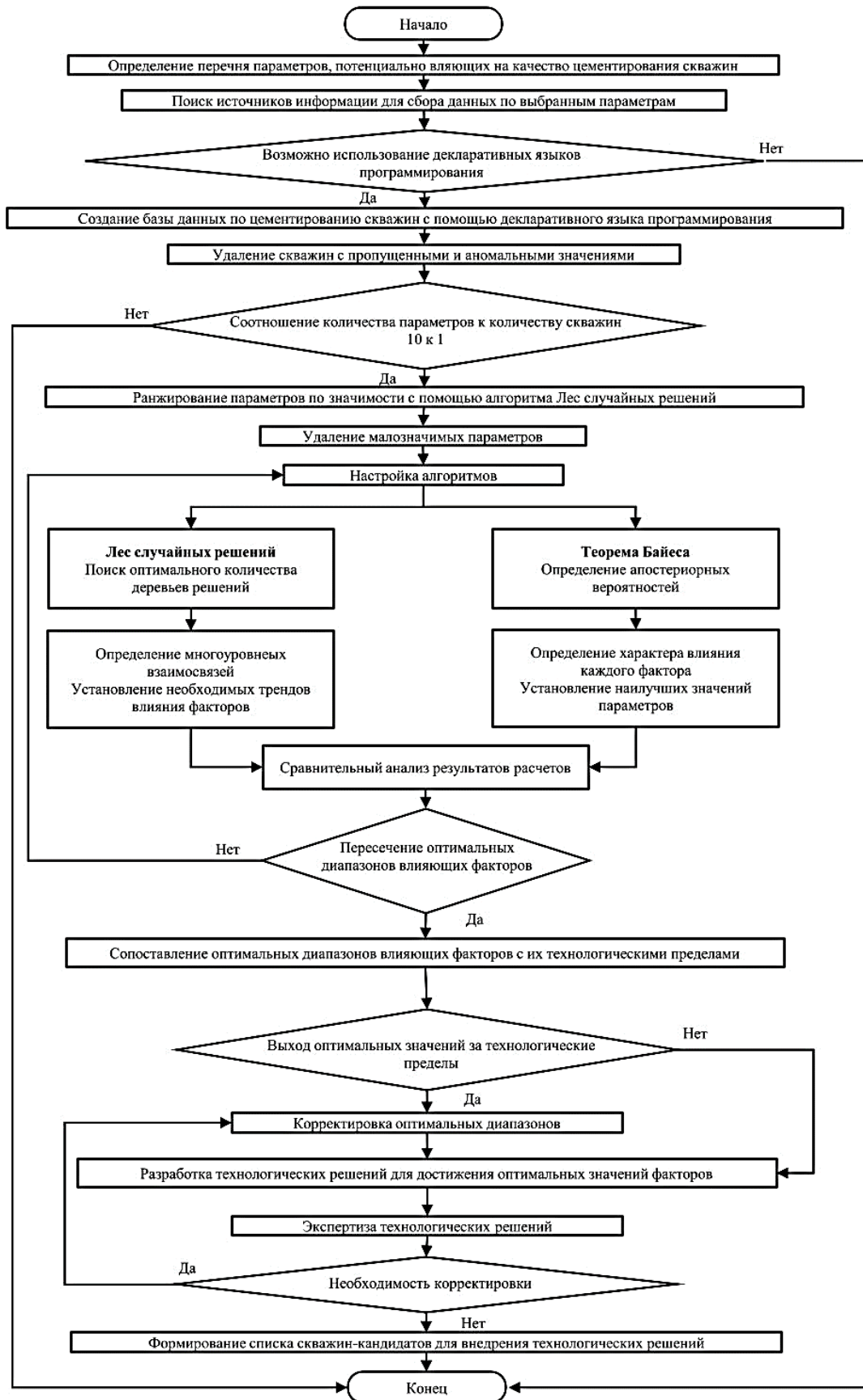


Рисунок 2.1 – Блок-схема разработанной методики применения машинного обучения для увеличения качества цементирования скважин

2.3 Лабораторное обоснование составов буферных жидкостей в комплексе технико-технологических решений по повышению качества цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Для повышения эффективности формируемых технико-технологических решений разработана методика тестирования отмывающей способности химических реагентов буферных жидкостей.

Исследование проводится с использованием ротационного вискозиметра OFITE 900. Вокруг измерительного цилиндра вискозиметра оборачивается и закрепляется фильтровальная бумага диаметром 8,89 см. При помощи весов определяется масса чистого и сухого цилиндра с фильтровальной бумагой. После с помощью фильтр-пресса формируется фильтрационная корка в течении 30 минут при давлении 0,69 МПа.

Таким образом, формируется на поверхности фильтровальной бумаги корку, имитирующую остатки бурового раствора на обсадной колонне и стенках скважины (Рисунок 2.2).

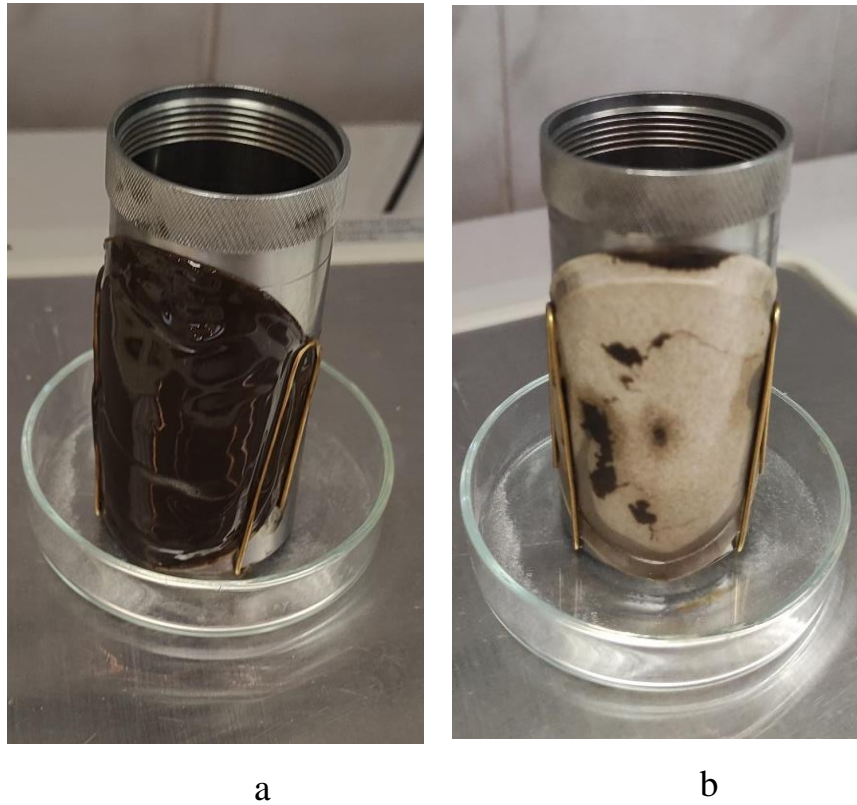


Рисунок 2.2 – Цилиндр с фильтрационной коркой (а – до воздействия буферной жидкостью; б – после воздействия буферной жидкостью)

Далее устанавливается вращающийся цилиндр в вискозиметр OFITE 900. Наливается МБЖ в стакан вискозиметра в объеме 200 мл. (при необходимости доведения до требуемой температуры, помещаем стакан в нагревательный элемент). Устанавливается частота вращения 200 об/мин. Время вращения выбирается равным интервалами времени прохождения буферной жидкостью выбранного ответственного участка затрубного пространства. Затем цилиндр поднимается, выдерживается в течение двух минут, давая тем самым стечь избытку жидкости, и определяется масса цилиндра.

Моющая способность (степень очистки) определяется по формуле 2.1:

$$(1-(W3-W1)/(W2-W1))*100, \% \quad (2.1)$$

где W1 – масса сухого цилиндра с прикрепленной фильтровальной бумагой;

W2 – масса цилиндра после образования корки из бурового раствора;

W3 – масса цилиндра после смыва корки.

Буферные жидкости готовятся путем растворения реагентов в технической воде, рецептуру которых предоставили производители или поставщики.

Моющую способность представленных материалов и реагентов определяли при температуре буферных жидкостей 22°C.

Преимущество предлагаемой методики заключается в воспроизводимости результатов исследований для различных буферных жидкостей при исследовании на одном буровом растворе. Все исследования проводятся на типовом оборудовании.

Выводы по главе 2

1. Обоснован выбор алгоритмов машинного обучения для создания принципиальной модели процесса цементирования скважин. Алгоритм лес решений позволяет определять принципиальные взаимосвязи всех параметров между собой и относительно результатов цементирования. С помощью теоремы Байеса устанавливаются воздействие каждого фактора на результат цементирования. Использование данных алгоритмов позволяет реализовать дедуктивную модель анализа данных.

2. Сбор информации, необходимой для моделирования с использованием цифровых технологий, целесообразно производить с помощью баз данных на языке программирования SQL. Это упрощает процесс интеграции исторических данных в математическую модель.

3. Создана методика разработки технологических решений для повышения качества цементирования скважин с использованием алгоритмов машинного обучения. Методика включает 6 принципиальных этапов: сбор информации, первичная обработка данных, математическое моделирование с помощью машинного обучения, сравнительный анализ результатов моделирования – поиск общих значений, формирование технологических решений, экспертиза технологических решений со стороны независимых специалистов.

4. Обоснован выбор ПО Statistica в сравнении с языками программирования Python, R, C++ в качестве инструмента по построению математической модели процесса цементирования, поскольку позволяет использовать методы машинного обучения без профессиональных знаний в области программирования, а также поскольку в ПО Statistica возможна ручная настройка алгоритмов.

5. Разработана методика проведения лабораторных экспериментов по оценке отмывающей способности химических реагентов буферных жидкостей.

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Созданная методика применения машинного обучения для повышения эффективности производственных показателей интегрирована в процесс разработки технологических решений для увеличения качества цементирования скважин на месторождениях Среднего Приобья.

Перед представлением результатов применения разработанной методики необходимо обозначить, что в качестве опытных скважин выбраны наклонно-направленные скважины на пласты группы Ю и наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием с трехколонной конструкцией на пласты группы А Среднего Приобья. Это обусловлено тем, что у данных типов скважин наблюдаются наихудшие результаты цементирования скважин (Рисунок 3.1).

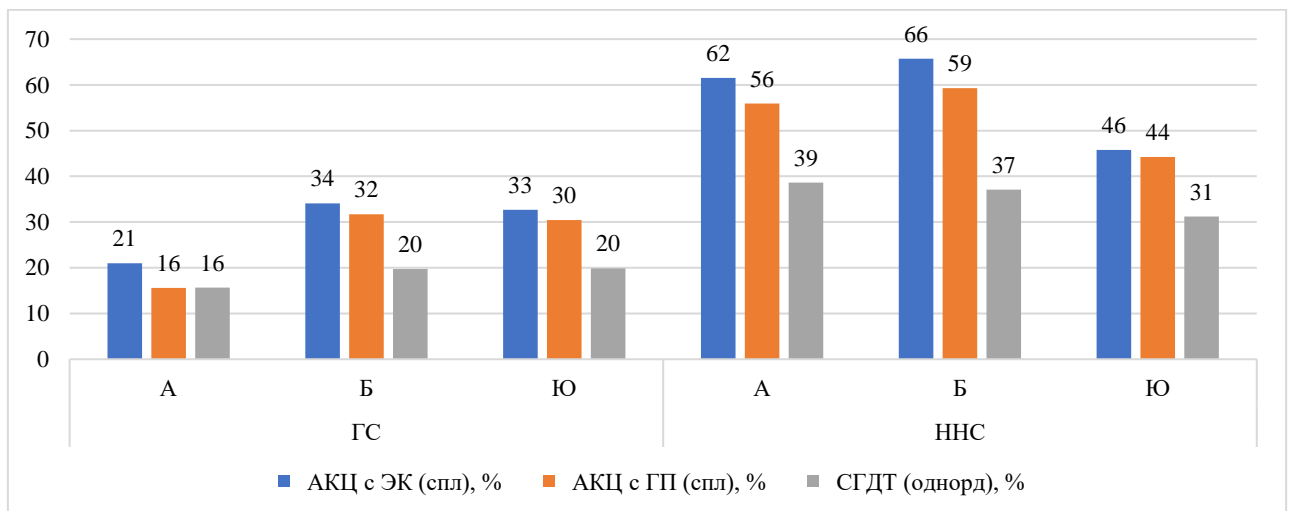


Рисунок 3.1 – Результаты цементирования скважин на месторождениях Среднего Приобья

3.1 Установленные зависимости качества цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин от технологических параметров

Согласно разработанной методике, сбор информации для математического моделирования производится путем формирования базы данных на языке программирования SQL в информационной системе ИЦ. Обозначенные в главе 1 группы факторов собираются в таблице матричного типа, в результате формируется база данных, состоящая из более 10 тыс. скважин и 128 параметров. Весь процесс аккумулирования информации производится автоматически и занимает не более 5 минут, что кратно снижает временные затраты на ручной свод данных для математического моделирования. Дополнительный эффект от автоматического сбора информации заключается в сведении к минимуму вероятность ошибки (пропуски значений, неверные значения и т.д.) в исходной информации из-за человеческого фактора. В качестве примера на Рисунке 3.2 представлен фрагмент собранной базы данных.

Месторождение	Куст	Скважина	Дата окончания бурения	Глубина кондуктора по вертикали	Длина стабилизации, м	Кровля интервала стабилизации угла по вертикали	Подошва интервала стабилизации угла по вертикали	Средний угол	Максимальный угол	Водоцементное отношение	Плотность раствора
Восточно-Икилорское	1	151Г	16-12-18	1103	1227	690	1742.32	30.97	89.83	0.4	2
Восточно-Икилорское	1	170Г	11-11-18	1099	1255	542.53	1464.94	42.69	89.56	0.4	2
Восточно-Икилорское	2	255Г	12-09-18	1073	689	1779.01	2421.21	21.16	87	0.4	2
Восточно-Икилорское	2	259Г	02-08-18	1073	1012	1779.01	2421.21	50.6	90		
Восточно-Икилорское	2	260Г	01-11-18	1083	3284	471.91	2381.7	54.44	90	0.4	2
Восточно-Икилорское	2	261Г	03-02-19	1114	1760	1032.69	2474.02	35.04	89.68	0.4	2
Восточно-Перевальное	33	403Г	10-05-17	1050	2108	499	2000	44.6	89.2	0.4	1.98
Восточно-Перевальное	42	411Г	19-11-19	1020	2038	618	2084	44	88	0.4	2
Восточно-Перевальное	31	528Г	08-10-14	750	1561	738	1842	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	33	535Г	20-03-17	1050	594	650	1070	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	15B	540Г	18-10-17	1050	2042	372	1853	43.5	87	0.4	2.02
Восточно-Перевальное	15B	542Г	06-06-17	1050	1462	454	1488	45	90	0.4	2.02
Восточно-Перевальное	15B	550Г	03-04-17	1050	1222	486	1350	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	14B	554Г	08-06-16	1050	481	1129	1469	45	90	0.4	2.02
Восточно-Перевальное	17B	556Г	07-08-17	1050	1814	386	1669	45	90	0.4	2.02
Восточно-Перевальное	21B	557Г	28-01-20	1020	829	1427	2013	45	90	0.4	1.98
Восточно-Перевальное	14B	562Г	10-04-16	1050	1022	804	1527	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	42	564Г	11-12-19	1020	2158	737	2263	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	17B	565Г	21-06-17	1050	1397	914	1936	43	86	0.4	2
Восточно-Перевальное	31	567Г	07-08-14	750	1334	594	1537	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	21B	569Г	15-09-19	1020	494	679	1028	45	90	0.4	1.98
Восточно-Перевальное	42	571Г	18-07-19	1103	1440	1279	2298	44.95	89.9	0.4	1.98
Восточно-Перевальное	20B	576Г	14-09-20	1105	1254	703	1590	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	31	578Г	02-06-14	1052	2357	310	1977	45	90	0.4	1.98
Восточно-Перевальное	42	583Г	04-01-20	1020	2230	618	2199	44.85	89.7	0.4	1.96
Восточно-Перевальное	21B	588Г	25-10-19	1020	932	636	1295	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	33	593Г	16-12-16	1143	908	602	1244	45	90	0.4	2.02
Восточно-Перевальное	33	599Г	23-09-16	1050	1178	552	1385	45	90	0.4	2
Восточно-Перевальное	33	602Г	07-07-16	1050	1604	268	1402	45	90	0.4	2.02

Рисунок 3.2 – Фрагмент собранной базы данных

Источниками информации для базы данных являются дела скважин, которые формируются из отчетов супервайзерской службы ВИНК, отчетов подрядных организаций по растворному сервису, наклонно-направленному бурению, по цементированию скважин – в общей сложности используются 14 источников данных (Рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Источники информации для базы данных

В отечественной практике качество цементирования традиционно оценивается по результатам акустической цементометрии. Для интерпретации результатов АКЦ широко применяется градация, разработанная ОАО «НПО «Бурение»: $1,00 \geq K > 0,80$ – хорошее качество; $0,80 \geq K > 0,63$ – удовлетворительное; $0,63 \geq K > 0,20$ – плохое; $0,20 \geq K > 0$ – очень плохое. Однако указанная классификация основана только на результатах акустических исследований и не учитывает данные радиоактивной цементометрии и фактическую герметичность эксплуатационной колонны. В связи с этим для комплексной оценки качества цементирования целесообразно

разработка интегрального показателя, объединяющего результаты различных методов контроля.

Для повышения качества математического моделирования процесса цементирования скважин в специализированном программном обеспечении Statistica произведен дисперсионный анализ двух баз данных – для наклонно-направленных и наклонно-направленных с горизонтальным окончанием, пробуренных на пласты группы Ю и на пласты группы А, соответственно. Для них рассчитаны среднее арифметическое, минимум, максимум, медиана, дисперсия, стандартное отклонение (Таблицы 3.1, 3.2).

Таблица 3.1 – Результат дисперсионного анализа базы данных по горизонтальным скважинам

Параметры	Среднее арифметическое	Медиана	Минимум	Максимум	Дисперсия	Стандартное отклонение
1	2	3	4	5	6	7
рН (в момент бурения)	10.14	10.00	9.00	11.00	0.13	0.36
рН (перед цементированием)	10.08	10.00	9.00	11.00	0.23	0.47
Объем легкого тампонажного раствора, м ³	54.37	53.60	39.30	70.94	38.77	6.23
Объем буферной жидкости №1, м ³	5.09	5.10	5.00	5.28	0.00	0.06
Объем буферной жидкости №2, м ³	6.05	6.12	5.11	6.42	0.06	0.25
Объем буферной жидкости №3, м ³	0.38	0.00	0.00	6.20	1.51	1.23
Объем тампонажного раствора нормальной плотности, м ³	9.75	9.60	4.98	19.16	6.31	2.51

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Пластическая вязкость, мПа·с (в момент бурения)	16.20	16.00	13.00	21.00	3.81	1.95
Пластическая вязкость, мПа·с (перед цементированием)	16.78	17.00	13.00	21.00	4.90	2.21
Плотность буферной жидкости №1, кг/м ³	1004.50	1000	1000.00	1010.00	25.38	5.04
Плотность буферной жидкости №2, кг/м ³	1027.84	1000	1000.00	1430.00	10509.25	102.51
Плотность буферной жидкости №3, кг/м ³	1020.75	1020	1000	1450.00	1366.99	369.60
Плотность легкого тампонажного раствора, кг/м ³	1270.50	1270.0	1270.00	1290.00	10.00	3.16
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1920	1912	1630	2020	246	15,79
СГДТ неоднор., %	16.78	13.50	0.00	67.42	244.41	15.63
СГДТ однор., %	5.14	1.00	0.00	33.20	66.05	8.13
СГДТ одност., %	78.87	83.22	22.54	100.00	438.88	20.95
СНС _{10мин} , дПа (в момент бурения)	67.50	70.00	28.00	89.00	157.23	12.54
СНС _{10мин} , дПа (перед цементированием)	70.15	73.50	28.00	90.00	225.46	15.02
рН перед цементированием	10.39	10.00	9.00	11.00	0.41	0.64
рН после подготовки ствола скважины	10.39	10.00	9.00	11.00	0.41	0.64

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
рН раствора, закачиваемого на продавку	2.95	0.00	0.00	10.00	10.19	3.19
АКЦ, с горной породой неопред., %	83.11	94.17	1.50	100.00	591.13	24.31
АКЦ, с горной породой сплош., %	11.41	4.85	0.00	64.53	284.57	16.87
АКЦ, с горной породой частич., %	5.48	0.00	0.00	98.50	297.19	17.24
АКЦ, с ОК отсутствует, %	1.20	0.00	0.00	18.73	15.03	3.88
АКЦ, с ОК сплош., %	14.46	4.85	0.00	69.87	420.40	20.50
АКЦ, с ОК частичн., %	84.43	94.17	30.13	100.00	408.92	20.22
Водоотдача тампонажного раствора нормальной плотности, см ³ /30мин	104.73	83.00	60.00	150.00	1132.56	33.65
Водоотдача в начале интервала бурения, см ³ /30мин	4.04	4.00	3.00	5.00	0.18	0.43
Водоотдача перед цементированием, см ³ /30мин	4.00	4.00	3.00	5.00	0.15	0.39
Водоотдача после подготовки ствола скважины, см ³ /30 мин	4.00	4.00	3.00	5.00	0.15	0.39
Водоотделение тампонажного раствора нормальной плотности, %	53	30	15	63	23	83

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Время загустевания тампонажного раствора нормальной плотности до 30 ВС, мин	120.35	120.00	87.00	190.00	707.36	26.60
Время механического бурения, мин	4610.50	4301.0	1335.00	12810.0	77089.15	2775.46
Время промывки при подготовке ствола скважины, мин	137.96	120.00	90.00	240.00	1320.42	36.34
Вязкость БР перед цементированием, сек	34.19	33.00	27.00	41.00	13.93	3.73
Вязкость БР после подготовки ствола скважины, сек	34.19	33.00	27.00	41.00	13.93	3.73
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	2852.06	2840.6	2331.40	3817.60	1308.47	361.74
Давление «СТОП», МПа	12.61	13.00	10.00	17.00	1.80	1.34
Давление «СТОП» при одноступенчатом цементировании, МПа	12.59	13.00	10.00	17.00	1.87	1.37
Давление в конце продавки при цементировании, МПа	8.43	8.50	6.00	13.00	2.03	1.42
Давление в начале продавки при цементировании, МПа	0.98	1.00	0.00	3.00	0.32	0.56
Давление при подготовке ствола, МПа	10.41	11.00	4.00	11.00	2.64	1.62

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
ДНС, дПа (в момент бурения)	103.03	101.00	67.00	121.00	171.87	13.11
ДНС, дПа (перед цементированием)	109.25	110.00	72.00	134.00	241.22	15.53
Глубина по стволу, м	2842.16	2831.3	2331.40	3817.60	131693.54	362.90
Запас загустевания облепченного тампонажного раствора, мин	196.87	156.00	109.00	1540.00	49908.69	223.40
Запас загустевания облепченного тампонажного раствора, %	68.27	54.58	38.25	592.31	7473.90	86.45
Запас загустевания тампонажного раствора нормальной плотности, %	41.70	40.80	16.67	62.86	82.49	9.08
Запас загустевания тампонажного раствора нормальной плотности, мин	50.97	47.00	15.00	97.00	393.50	19.84
Кол-во центраторов в зоне оценки, ед.	14.70	14.00	14.00	26.00	4.78	2.19
Концентрация ДРС, %	0.12	0.14	0.08	0.16	0.00	0.04
Концентрация Floss 500, %	0.21	0.20	0.17	0.81	0.01	0.10
Макс. зенитный угол в интервале оценки, град.	80.80	81.06	72.43	92.78	20.85	4.57
Нагрузка на долото, т	18.93	18.00	18.00	20.00	1.03	1.02
Отклонение от ср. мех. скорости, %	22.91	19.46	-33.77	169.02	1786.87	42.27

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Плотность цементного раствора, кг/м ³	1.79	1.80	1.66	1.89	0.00	0.06
Плотность бурового раствора (в момент бурения), кг/м ³	1150	1.140	1.120	1.50	0.00	0.06
Плотность бурового раствора (перед цементированием), кг/м ³	1.15	1.14	1.12	1.50	0.00	0.06
Плотность легкого тампонажного раствора, кг/м ³	1270.87	1270	1270	1290	17.0048309 2	4.123691
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м ³	1510.00	1520.0 0	1500.00	1520.00	1390.25	37.29
Плотность перед цементированием, г/см ³	1.13	1.13	1.12	1.15	0.00	0.01
Плотность после подготовки ствола скважины, г/см ³	1.13	1.13	1.12	1.15	0.00	0.01
Плотность раствора закачиваемого на продавку, г/см ³	1.01	1.02	1.00	1.15	0.00	0.02
Подача при продавке, л/с	22.60	25.00	12.00	26.00	13.37	3.66
Подача при закачке легкого тампонажного раствора, л/с	16.75	16.00	12.00	38.00	26.71	5.17
Подача при закачке тампонажного раствора нормальной плотности, л/с	14.60	14.00	9.00	26.00	10.30	3.21

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин (в момент бурения)	3.53	3.55	2.50	4.60	0.13	0.35
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин (перед цементированием)	3.50	3.60	2.50	4.40	0.09	0.31
Проходка, м	1757.34	1678.5	1240.00	2550.00	9952.53	314.73
Прочность на изгиб тампонажного раствора нормальной плотности, МПа	8.00	8.05	6.90	9.30	0.39	0.62
Прочность на сжатие тампонажного раствора нормальной плотности, МПа	29.49	28.55	26.40	33.40	5.09	2.26
Прочность на сжатие облегченного тампонажного раствора, МПа	10.12	9.90	7.90	11.90	0.76	0.87
Прочность на изгиб облегченного тампонажного раствора, МПа	3.89	3.80	2.60	4.80	0.19	0.44
Разница между фактической и регламентированной температурой жидкости затворения, °С	1.33	5.00	-20.40	19.80	122.59	11.07
Растекаемость облегченного тампонажного раствора, мм	8.09	9.00	-19.20	28.20	119.98	10.95

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Растекаемость тампонажного раствора нормальной плотности, мм	239.00	240.00	190.00	250.00	179.74	13.41
Расход бурового раствора, л/с	30	30	30	30	0	0
Расход при подготовке ствола скважины, л/с	37.15	38.00	18.00	69.00	39.13	6.26
Расчетная температура, °С	27.86	28.80	18.00	32.00	11.62	3.41
рН в начале интервала бурения	10.38	10.00	9.00	11.00	0.40	0.63
Селективная плотность в интервале продуктивного пласта, г/см ³	1.79	1.79	1.66	1.89	0.00	0.06
Скорость вращения, об/мин	74.82	60.00	60.00	180.00	1232.37	35.11
СНС перед цементированием, дПа	27.44	25.00	19.00	38.00	33.10	5.75
СНС после подготовки ствола скважины, дПа	27.44	25.00	19.00	38.00	33.10	5.75
СНС _{1мин} в начале интервала бурения, дПа	27.50	26.50	19.00	38.00	35.67	5.97
СНС _{10 мин} в начале интервала бурения	52.36	53.00	33.00	68.00	105.72	10.28
СНС _{10с} , дПа (в момент бурения)	33.60	34.00	19.00	48.00	60.91	7.80
СНС _{10с} , дПа (перед цементированием)	35.55	38.00	19.00	51.00	70.61	8.40
Ср. механическая скорость, м/ч, факт	43.07	43.57	12.61	71.46	239.16	15.46

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Средняя подача легкого тампонажного раствора	13.75	14.34	0.00	17.37	7.46	2.73
Средняя подача буферной жидкости №1, л/с	12.42	13.89	-0.06	17.00	12.12	3.48
Средняя подача буферной жидкости №2, л/с	5.40	0.78	0.00	17.22	44.19	6.65
Средняя подача буферной жидкости №3, л/с	0.04	0.00	0.00	0.74	0.02	0.16
Средняя подача тампонажного раствора нормальной плотности, л/с	12.19	11.67	7.79	24.56	10.69	3.27
Температура воды, °С	26.74	24.00	9.00	46.00	114.32	10.69
Температура воздуха, °С	-4.87	-5.00	-35.00	20.00	159.75	12.64
Температура затвердевания, °С	68.58	66.00	56.00	75.00	32.10	5.67
Температура твердения, °С	68.58	66.00	56.00	75.00	32.10	5.67
Толщина глинистой корки в начале интервала бурения, мм	0.49	0.50	0.10	0.70	0.01	0.10
Толщина корки, мм (в момент бурения)	0.50	0.50	0.10	0.70	0.01	0.11
Толщина корки, мм (перед цементированием)	0.56	0.50	0.50	0.80	0.01	0.11
Удельный вес раствора в начале интервала бурения, г/см ³	1.13	1.13	1.12	1.15	0.00	0.01

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Условная вязкость в начале интервала бурения, сек	34.07	33.00	27.00	41.00	13.77	3.71
Условная вязкость в момент бурения, сек	38.18	38.00	30.00	44.00	11.94	3.46
Условная вязкость перед цементированием, сек	38.50	38.00	30.00	48.00	13.86	3.72
Количество центраторов, ед.	44.33	45.00	10.00	80.00	532.61	23.08
Эксцентриситет колонны, относ. ед.	0.50	0.48	0.22	1.00	0.04	0.19

Таблица 3.2 – Результат дисперсионного анализа базы данных по наклонно-направленным скважинам

Параметры	Среднее арифметическое	Медиана	Минимум	Максимум	Дисперсия	Стандартное отклонение
1	2	3	4	5	6	7
рН БР (в момент бурения)	9.70	10.00	9.00	11.00	0.28	0.53
рН БР (перед цементированием)	9.42	9.00	8.50	11.00	0.35	0.59
Объем легкого тампонажного раствора, м ³	71.35	73.14	48.41	95.30	106.65	10.33
Объем буферной жидкости №1, м ³	5.27	5.04	4.05	10.10	1.47	1.21
Объем буферной жидкости №2, м ³	6.49	6.13	3.81	10.42	2.07	1.44
Объем буферной жидкости №3, м ³	2.09	0.00	0.00	6.31	8.27	2.88

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Объем тампонажного раствора нормальной плотность, м ³	9.07	9.78	5.82	16.21	4.70	2.17
Пластическая вязкость, мПа·с (в момент бурения)	16.37	14.00	10.00	28.00	27.56	5.25
Пластическая вязкость, мПа·с (перед цементированием)	15.39	15.00	11.00	22.00	5.72	2.39
Плотность буферной жидкости №1, кг/м ³	1000.39	1000.00	1000.00	1020.00	7.84	2.80
Плотность буферной жидкости №2, кг/м ³	1027.84	1000.00	1000.00	1430.00	10509.25	102.51
Плотность буферной жидкости №3, кг/м ³	1027.84	1000.00	1000.00	1430.00	10509.25	-102.51
Плотность легкого тампонажного раствора, кг/м ³	1264.90	1270.00	1250.00	1270.00	73.49	8.57
Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1986.27	1980.00	1940.00	2020.00	347.84	18.65
СГДТ неоднор., %	35.87	36.33	9.20	68.80	162.70	12.76
СГДТ однор., %	39.83	40.80	0.00	78.50	464.58	21.55
СГДТ одност., %	24.30	21.87	0.00	88.87	345.39	18.58
СНС _{10мин} , дПа (в момент бурения)	9.38	9.50	8.50	10.00	0.22	0.47
СНС _{10мин} , дПа (перед цементированием)	9.37	9.50	8.00	10.00	0.26	0.51
рН БР перед цементированием	2.95	0.00	0.00	10.00	10.19	3.19
рН БР после подготовки ствола скважины	60.25	72.07	0.47	100.00	1120.37	33.47

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
рН БР раствора, закачиваемого на продавку	34.50	26.50	0.00	92.60	846.21	29.09
АКЦ, с горной породой неопред., %	5.25	1.13	0.00	29.73	64.95	8.06
АКЦ, с горной породой сплош., %	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
АКЦ, с горной породой частич., %	39.75	27.93	0.00	99.53	1120.37	33.47
АКЦ, с ОК отсутствует, %	60.25	72.07	0.47	100.00	1120.37	33.47
АКЦ, с ОК сплош., %	100.25	84.00	52.00	170.00	1105.39	33.25
АКЦ, с ОК частичн., %	5.43	5.00	5.00	7.00	0.35	0.59
Водоотдача тампонажного раствора нормальной плотности, см ³ /30мин	163.14	148.00	124.00	195.00	507.30	22.52
Водоотдача в начале интервала бурения, см ³ /30мин	4.57	5.00	4.00	5.00	0.25	0.50
Водоотдача перед цементированием, см ³ /30мин	0.02	0.00	0.00	0.30	0.00	0.05
Водоотдача после подготовки ствола скважины, см ³ /30 мин	0.03	0.00	0.00	0.20	0.00	0.06
Водоотделение тампонажного раствора нормальной плотности, %	187.09	185.00	140.00	230.00	608.43	24.67
Время загустевания тампонажного раствора нормальной плотности до 30 ВС, мин	129.75	120.00	60.00	180.00	479.42	21.90

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Время механического бурения, мин	31.43	31.00	26.00	48.00	15.08	3.88
Время промывки при подготовке ствола скважины, мин	31.20	31.00	25.00	48.00	14.56	3.82
Условная вязкость БР перед цементированием	7.62	0.00	0.00	35.00	74.68	8.64
Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	18.98	19.00	13.00	26.00	4.95	2.23
Давление «СТОП», МПа	18.98	19.00	13.00	26.00	4.95	2.23
Давление «СТОП» при одноступенчатом цементировании, МПа	15.62	16.00	9.00	23.00	6.22	2.49
Давление в конце продавки при цементировании	0.98	1.00	0.00	3.00	0.32	0.56
Давление в начале продавки при цементировании	10.24	10.00	2.00	15.00	8.69	2.95
Давление при подготовке ствола	173.16	171.00	140.00	213.00	319.65	17.88
ДНС, дПа (в момент бурения)	67.63	68.00	47.00	94.00	123.28	11.10
ДНС, дПа (перед цементированием)	3241.74	3226.97	2652.00	3821.16	48031.31	219.16
Забой, м	74.02	69.50	30.00	161.00	724.22	26.91
Запас загустевания облепченного тампонажного раствора, %	26.06	26.08	-9.38	54.29	288.36	16.98
Запас загустевания тампонажного раствора нормальной плотности, %	32.42	28.00	-9.00	95.00	652.58	25.55

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Запас загустевания тампонажного раствора нормальной плотности, мин	8.90	9.00	0.00	18.00	20.30	4.51
Кол-во центраторов в зоне оценки, ед.	0.01	0.00	0.00	0.30	0.00	0.04
Концентрация DPC, %	0.15	0.14	0.00	0.23	0.00	0.03
Концентрация Floss 500, %	0.20	0.20	0.17	0.25	0.00	0.02
Макс. зенитный угол в интервале оценки, град.	17.53	16.38	0.96	36.66	66.00	8.12
Нагрузка на долото, т	8.49	8.00	5.00	14.00	3.13	1.77
Отклонение от ср. мех. скорости, %	18.40	19.11	-25.39	51.43	241.24	15.53
Плотность цементного раствора, кг/м ³	1986.27	1980.00	1940.00	2020.00	347.84	18.65
Плотность БР (в момент бурения), кг/м ³	1.14	1.14	1.12	1.19	0.00	0.01
Плотность бурового раствора (перед цементированием), г/см ³	1.15	1.14	1.10	1.40	0.00	0.05
Плотность легкого тампонажного раствора, кг/м ³	1264.90	1270.00	1250.00	1270.00	73.49	8.57
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м ³	1510.00	1520.00	1500.00	1520.00	1390.25	37.29
Плотность перед цементированием, г/см ³	1.14	1.14	1.11	1.19	0.00	0.01
Плотность после подготовки ствола скважины, г/см ³	1.14	1.14	1.11	1.19	0.00	0.01

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Плотность раствора, закачиваемого на продавку, г/см ³	1.01	1.02	1.00	1.15	0.00	0.02
Подача при продавке, л/с	21.92	23.00	17.00	25.00	9.07	3.01
Подача при закачке легкого тампонажного раствора, л/с	16.75	16.00	14.00	20.00	3.55	1.89
Подача при закачке тампонажного раствора нормальной плотности, л/с	13.73	14.00	10.00	18.00	4.92	2.22
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин (в момент бурения)	4.83	4.80	3.60	6.50	0.26	0.51
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин (перед цементированием)	4.65	4.80	3.60	6.00	0.18	0.42
Проходка факт, м						
Прочность на изгиб тампонажного раствора нормальной плотности, МПа	9.28	9.60	7.30	10.60	1.00	1.00
Прочность на сжатие тампонажного раствора нормальной плотности, МПа	35.81	36.10	30.80	39.70	5.01	2.24
Прочность на сжатие облегченного тампонажного раствора, МПа	10.12	9.90	7.90	11.90	0.76	0.87

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Прочность на изгиб облегченного тампонажного раствора, МПа	3.89	3.80	2.60	4.80	0.19	0.44
Растекаемость облегченного тампонажного раствора, мм	247.57	250.00	230.00	250.00	35.84	5.99
Растекаемость тампонажного раствора нормальной плотности, мм	242.45	245.00	220.00	250.00	51.37	7.17
Расход бурового раствора, л/с	33.12	36.00	18.00	40.00	33.69	5.80
Расход при подготовке ствола скважины, л/с	37.15	38.00	18.00	69.00	39.13	6.26
рН БР в начале интервала бурения	8.77	9.00	8.00	10.00	0.69	0.83
Селективная плотность в интервале оценки, г/см ³	1.85	1.87	1.65	1.95	0.00	0.06
Скорость вращения, об/мин	82.86	40.00	20.00	150.00	3083.33	55.53
СНС _{10 мин} перед цементированием, дПа	20.33	19.00	10.00	57.00	69.59	8.34
СНС _{10 мин} после подготовки ствола скважины, дПа	20.37	19.00	10.00	57.00	71.29	8.44
СНС _{1 мин} в начале интервала бурения, дПа	14.79	15.00	5.00	38.00	24.76	4.98
СНС _{10 мин} в начале интервала бурения	27.79	25.00	14.00	78.00	119.05	10.91
СНС _{10с} , дПа (в момент бурения)	45.69	44.00	28.00	86.00	122.86	11.08
СНС _{10с} , дПа (перед цементированием)	49.55	53.00	14.00	66.00	130.17	11.41

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Содержание песка в начале интервала бурения	17.94	17.00	11.00	32.00	24.58	4.96
Ср. механическая скорость, м/ч	19.76	19.00	10.00	34.00	32.82	5.73
Средняя подача легкого тампонажного раствора, л/с	0.48	0.00	0.00	1.00	0.26	0.51
Средняя подача облегченного тампонажного раствора, л/с	54.11	55.16	34.99	68.00	56.09	7.49
Средняя подача буферной жидкости №1, л/с	14.78	15.04	-0.86	18.49	7.79	2.79
Средняя подача буферной жидкости №2, л/с	11.51	12.91	0.00	17.97	18.91	4.35
Средняя подача буферной жидкости №3, л/с	13.07	13.89	4.63	17.20	6.92	2.63
Средняя подача тампонажного раствора нормальной плотности, л/с	13.70	14.60	0.15	22.00	18.63	4.32
Толщина глинистой корки в начале интервала бурения, мм	60.00	60.00	60.00	60.00	0.00	0.00
Толщина глинистой корки, мм (в момент бурения)	0.56	0.50	0.50	1.00	0.01	-0.12
Толщина корки, мм (перед цементированием)	0.56	0.50	0.50	0.80	0.01	0.11
Удельный вес раствора в начале интервала бурения, г/см ³	1.11	1.12	1.07	1.15	0.00	0.02

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Условная вязкость в начале интервала бурения, с	25.88	25.00	8.00	55.00	38.16	6.18
Условная вязкость в момент бурения, с	29.88	28.00	26.00	50.00	16.11	4.01
Условная вязкость перед цементированием, с	30.55	31.00	22.00	37.00	10.81	3.29
Количество центраторов, ед.	8.90	9.00	0.00	18.00	20.30	4.51
Эксцентриситет колонны, относ. ед.	0.22	0.21	0.11	0.43	0.01	0.08

Рассчитаны критерии Колмогорова-Смирнова для каждого анализируемого параметра, в результате чего установлено, что распределение величин подчиняется нормальному закону распределения. На этом основании принято решение об использовании контрольных карт Шухарта [147]. Это позволит исключить из массива данных скважины, значения параметров которых выходят за границы Стандартного отклонения от центральной линии распределения, в рамках данной диссертационной работы – среднего арифметического, поскольку распределение каждого фактора подчиняется закону Гаусса. Пример контрольной карты представлен на Рисунке 3.4 – распределение значений подачи буферного раствора. Видно, что часть значений выходит за контрольные пределы, соответственно, скважины с аномальными значениями исключаются из расчетов.

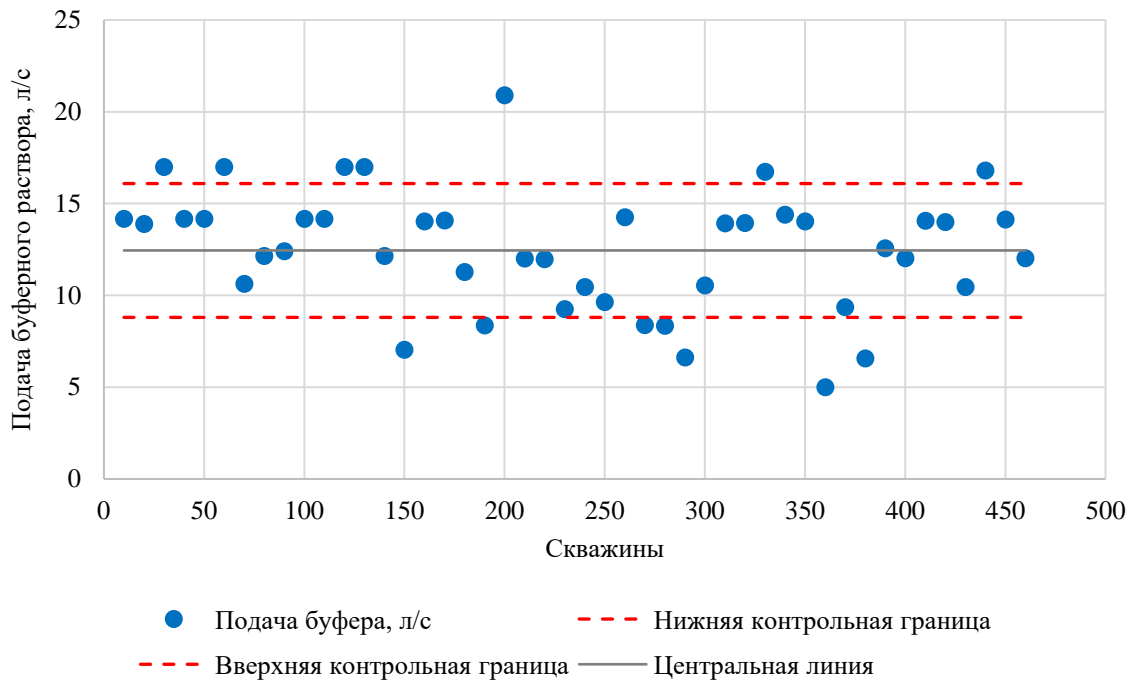


Рисунок 3.4 – Контрольная карта для подачи буферного раствора

Дополнительно с помощью языка программирования SQL из баз данных для ННС на пласты группы Ю и ННС на пласты группы А исключены скважины с пропущенными значениями. Это возможно благодаря первоначальному объему информации, которое кратно превышает условие о минимально необходимом количестве данных для машинного обучения – соотношение числа скважин к количеству исследуемых факторов должно быть 10 к 1.

В результате проведенных математических вычислений исходная база данных разделена на две части для ННС на пласты группы Ю и для ННС на пласты группы А установлено, что распределения значений всех параметров подчиняется нормальному закону, удалены скважины, чьи параметры имеют аномальные и пропущенные значения – объем информации уменьшился с 12 до 7,6 тыс. скважин. Как итог, информация верифицирована и полностью подготовлена для проведения математического моделирования с помощью машинного обучения.

Определение значимости параметров

На первом этапе создания математической модели производится ранжирование по значимости влияющих на качество цементирования факторов с помощью алгоритма машинного обучения – лес решений. В качестве целевого параметра используются данные акустической цементометрии интервала тампонажного раствора нормальной плотности, как наиболее ответственной зоны, от качества изоляции которой зависит вероятность возникновения межколонных перетоков, поскольку вскрытые коллектора обладают наибольшей пластовой энергией по отношению к вышележащим интервалам.

Подготовленная информация на предыдущих этапах распределяется по деревьям решений, образуя систему – лес решений. На этом этапе производится ранжирование влияющих на качество цементирования факторов в две итерации:

1. Анализ всей исходной информации – ранжирование по значимости. Удаление из баз данных параметров согласно критериям:

- Значимость параметра меньше 1 %;
- Суммарная значимость группы параметров меньше 5 %.

2. Повторное ранжирование по значимости факторов после удаления малозначимых параметров.

Необходимо отметить, что реологические параметры буровых растворов, несмотря на значимость некоторых параметров меньше 1 %, оставлены для дальнейших вычислений по причине того, что суммарная значимость данной группы параметров значительно больше 5 %.

В Таблице 3.3 представлены результаты определения математической значимости параметров для ННС на пласты группы Ю, в Таблице 3.4 – для ННС на пласты группы А.

С целью верификации ранжирования по значимости исследуемых параметров группа экспертов в области строительства скважин поставили ранги для каждого фактора: 1 – наибольшая значимость, 2 – сильная

значимость, 3 – средняя значимость, 4 – слабая значимость. Далее полученная информация обработана согласно методике, представленной в [148]. В результате установлено, что оценки экспертов согласованы между собой, дополнительное привлечение экспертов не требуется – расчетный коэффициент Пирсона больше табличного для ННС на пласты группы Ю и для ННС на пласты группы А. На основании расставленных рангов определены средневзвешенные значимости (γ_i) каждого фактора – чем меньше величина γ_i , тем важнее параметр. Согласно проведенным расчетам определено, что результаты ранжирования значимости с помощью алгоритма лес решений и с помощью экспертов идентичны как для данных по ННС на пласты группы Ю, так и по ННС на пласты группы А (Рисунки 3.5 и 3.6) – это подтверждает эффективность машинного обучения.

Таблица 3.3 – Значимость параметров для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю

Параметры	Значимость фактора (норм)	Значимость фактора после удаления (норм)	Группа параметров	Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Сумма рангов
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксцентриситет ЭК	6,90%	8,65%	Центрирование	1	1	2	4
Кол-во центраторов, шт	2,16%	2,70%	Центрирование	2	3	3	8
Расстановка центраторов	2,00%	2,52%	Центрирование	2	3	3	8
Тип центратора	1,72%	2,16%	Центрирование	2	3	3	8
Тип центратора	1,70%	2,13%	Центрирование	2	4	4	10
Вид расстановки центраторов в нижней зоне установки МСЦ	1,34%	1,69%	Центрирование	3	4	4	11
Расстановка центраторов сверху МСЦ (в зоне оценки)	0,95%	0,00%	Центрирование	3	3	3	9
Растекаемость ТРНП, мм	4,93%	6,97%	Цементирование	1	1	2	4
Водоотдача ТРНП, см ³ /30 мин	4,49%	6,40%	Цементирование	1	1	1	3
Плотность ТРНП, кг/м ³	4,31%	5,83%	Цементирование	1	3	4	8

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Время загустевания ТРНП до 30 ВС, Мин	3,58%	4,59%	Цементирование	2	2	2	6
Подача ТРНП, л/с	2,51%	3,84%	Цементирование	2	1	2	5
Прочность на сжатие ТРНП, МПа	0,90%	0,00%	Цементирование	1	2	2	5
Запас загустевания ТРНП, в мин	1,02%	0,00%	Цементирование	1	1	1	3
Объем ТРНП, м ³	0,98%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
Прочность на изгиб ТРНП, Мпа	0,41%	0,00%	Цементирование	1	1	2	4
ДНС ТРНП, дПа	0,21%	0,00%	Цементирование	2	3	3	8
Давление в конце продавки при цем., МПа	0,79%	0,00%	Цементирование	2	2	3	7
Запас загустевания ТРНП, в %	0,90%	0,00%	Цементирование	1	2	1	4
Давление "СТОП", МПа	0,37%	0,00%	Цементирование	2	2	3	7
Концентрация Floss 500, %	0,19%	0,00%	Цементирование	3	4	3	10
Подача при закачке ЦНП, л/с	0,47%	0,00%	Цементирование	1	2	2	5
Концентрация No Foam, %	0,77%	0,00%	Цементирование	3	3	3	9
Объем ТРНП, м ³	0,91%	0,00%	Цементирование	2	1	2	5
Концентрация DFC, %	0,74%	0,00%	Цементирование	2	3	1	6
Температура твердения, гр	0,20%	0,00%	Цементирование	2	3	2	7
Концентрация RetarderLR, %	0,21%	0,00%	Цементирование	2	2	3	7
Тип ТРНП	0,26%	0,00%	Цементирование	1	1	2	4
Давление в начале продавки при цем., МПа	0,56%	0,00%	Цементирование	2	3	3	8
Концентрация DAF, %	0,44%	0,00%	Цементирование	2	3	2	7
Подача при продавке, л/с	0,63%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
Глубина спуска ЭК, м	0,57%	0,00%	Цементирование	3	4	3	10
Селективная плотность в интервале оценки, г/см ³	0,46%	0,00%	Цементирование	1	1	1	3

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная жидкость	0,33%	0,00%	Цементирование	3	3	3	9
Объем ЛТР, м ³	0,43%	0,00%	Цементирование	3	4	4	11
Температура воздуха, °	0,31%	0,00%	Цементирование	3	4	3	10
Температура Воды	0,28%	0,00%	Цементирование	4	4	4	12
Температура затвердевания	0,11%	0,00%	Цементирование	4	3	2	9
Подача насосов, л/ч	2,67%	3,35%	Проработка	2	3	3	8
Наличие калибратора	2,6%	3,21%	Проработка	3	3	2	8
Частота вращения КНБК, об/мин	2,04%	2,56%	Проработка	3	4	4	11
Состав БЖ №4 (разделительный)	1,63%	2,38%	Буферные жидкости	4	3	2	9
Состав БЖ №2 (абразивный)	1,88%	2,54%	Буферные жидкости	2	4	2	8
Плотность БЖ №1, кг/м ³	0,96%	0,00%	Буферные жидкости	2	2	2	6
Плотность БЖ №2, кг/м ³	0,85%	0,00%	Буферные жидкости	3	4	2	9
Подача БЖ №3	2,20%	2,67%	Буферные жидкости	3	2	3	8
Объем БЖ №3, м ³	1,22%	1,86%	Буферные жидкости	3	3	3	9
Объем БЖ №2, м ³	1,23%	1,57%	Буферные жидкости	2	2	2	6
Состав БЖ №1	1,20%	1,67%	Буферные жидкости	2	4	2	8
Объем БЖ №1	1,55%	0,00%	Буферные жидкости	2	4	2	8
Объем БЖ №1, м ³	0,93%	1,58%	Буферные жидкости	2	2	1	5
Состав БЖ №4 (разделительный)	1,37%	1,67%	Буферные жидкости	3	3	4	10
Плотность БЖ №3, кг/м ³	0,92%	0,00%	Буферные жидкости	3	2	2	7
Подача БЖ №1	1,89%	2,38%	Буферные жидкости	1	2	2	5
Состав БЖ №3 (адгезионный)	2,05%	1,52%	Буферные жидкости	2	3	2	7
Подача БЖ №2, л/с	1,77%	1,78%	Буферные жидкости	3	3	3	9
ДНС, дПа (перед цементированием)	0,78%	0,97%	Буровые растворы	2	4	3	9
ДНС, дПа (в момент бурения)	0,30%	0,38%	Буровые растворы	4	3	3	10
Система БР (в момент бурения)	0,17%	0,69%	Буровые растворы	4	4	3	11

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность БР (в момент бурения), г/см ³	0,25%	0,81%	Буровые растворы	4	3	4	11
Вязкость БР перед цем., с	0,27%	0,28%	Буровые растворы	3	2	3	8
Водоотдача после проработки, см ³ /30мин	0,46%	0,34%	Буровые растворы	3	2	4	9
Плотность БР перед цем., г/см ³	0,54%	0,42%	Буровые растворы	2	1	2	5
Водоотдача после проработки, см ³ /30мин	0,41%	0,73%	Буровые растворы	3	2	3	8
рН после проработки	0,21%	0,77%	Буровые растворы	4	4	4	12
Система БР (перед цем.)	0,66%	0,73%	Буровые растворы	1	2	3	6
ПВ, мПа*с (перед цементированием)	0,17%	0,48%	Буровые растворы	3	2	4	9
Система БР (в момент бурения)	0,40%	0,95%	Буровые растворы	3	2	2	7
СНС10мин БР при бурении, дПа	0,41%	0,46%	Буровые растворы	4	4	3	11
Система БР (перед цементированием)	0,21%	0,34%	Буровые растворы	3	2	3	8
Условная вязкость Т, с (перед цем.)	0,25%	0,83%	Буровые растворы	4	2	2	8
СНС _{10мин} , дПа (перед цементированием)	0,40%	0,38%	Буровые растворы	3	2	3	8
УВ после проработки, с	0,44%	0,50%	Буровые растворы	4	3	2	9
СНС _{10с} , дПа (перед цементированием)	0,19%	0,83%	Буровые растворы	2	2	2	6
рН (перед цементированием)	0,44%	0,91%	Буровые растворы	4	4	4	12
ПВ, мПа*с (в момент бурения)	0,55%	0,50%	Буровые растворы	4	3	4	11
СНС10мин БР перед цем., дПа	0,24%	0,32%	Буровые растворы	3	2	3	8
Плотность БР, г/см ³ (перед цем.)	0,66%	0,65%	Буровые растворы	2	2	2	6
Водоотдача БР перед цем., см ³ /30мин	0,44%	0,36%	Буровые растворы	2	2	4	8
УВ БР при бурении, с	0,24%	0,61%	Буровые растворы	4	4	4	12

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
СНС10мин, дПа (в момент бурения)	0,27%	0,26%	Буровые растворы	4	4	4	12
ПФ, см ³ /30 мин (в момент бурения)	0,40%	0,91%	Буровые растворы	4	3	3	10
Содержание песка БР при бурении, %	0,43%	0,89%	Буровые растворы	4	4	4	12
Вязкость БР перед цем., с	0,27%	0,36%	Буровые растворы	2	2	3	7
Толщина глинистой корки БР при бурении, мм	0,30%	0,93%	Буровые растворы	3	4	4	11
рН (в момент бурения)	0,57%	0,46%	Буровые растворы	4	4	4	12
ПФ, см ³ /30 мин (перед цементированием)	0,70%	0,67%	Буровые растворы	2	2	3	7
Плотность БР после проработки, г/см ³	0,57%	0,42%	Буровые растворы	2	2	4	8
СНС10с, дПа (в момент бурения)	0,65%	0,56%	Буровые растворы	4	3	4	11
УВ после проработки, с	0,30%	0,65%	Буровые растворы	3	2	3	8
рН перед цементированием	0,38%	0,65%	Буровые растворы	4	3	4	11
СНС10с БР при бурении, дПа	0,62%	0,32%	Буровые растворы	4	3	4	11
СНС10мин после проработки, дПа	0,41%	0,28%	Буровые растворы	3	3	3	9
УВ, с (в момент бурения)	0,55%	0,22%	Буровые растворы	4	3	3	10
Скорость вращения долота, об/мин	0,89%	0,00%	Бурение	3	3	2	8
Ср. мех. скорость, м/ч	0,85%	0,00%	Бурение	4	4	4	12
Время механического бурения, мин	0,82%	0,00%	Бурение	4	4	2	10
Расход БР, л/с	0,80%	0,00%	Бурение	3	2	1	6
Нагрузка на долото, т	0,62%	0,00%	Бурение	4	4	3	11
Тип долота	0,49%	0,00%	Бурение	4	4	3	11
ЗУ, °	0,02%	0,00%	Бурение	3	4	3	10
Тип турбобура	0,45%	0,00%	Бурение	4	4	3	11
Проходка, м	0,30%	0,00%	Бурение	4	4	4	12
Забой, м	0,28%	0,00%	Бурение	4	4	4	12

$$X_{\text{расч}}^2 > X_{\text{табл}}^2$$

$$839,5 > 126,5 \Rightarrow$$

Мнения экспертов согласованы. Привлечение новых экспертов не требуется. Экспертная оценка соответствует расчетному ранжированию, произведенному с помощью алгоритма лес решений.

Таблица 3.4 – Важность параметров для наклонно-направленных скважин на пласты группы А

Параметры	Значимость фактора	Значимость фактора после удаления	Группа параметров	Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3	Сумма рангов
1	2	3	4	5	6	7	8
Водоотдача ТРНП, см ³ /30 мин	6,34%	7,89%	Цементирование	1	2	1	4
Время загустевания ТРНП до 30 ВС, Мин	5,06%	6,25%	Цементирование	1	2	3	6
Плотность ТРНП, кг/м ³	4,96%	5,75%	Цементирование	2	1	2	5
Растекаемость ТРНП, мм	4,11%	5,42%	Цементирование	1	2	1	4
Подача при закачке ЦНП, л/с	2,98%	4,77%	Цементирование	3	1	2	6
Высота подъема цемента, м	2,38%	4,11%	Цементирование	3	1	2	6
Наличие калибратора	2,0%	3,44%	Проработка	3	3	2	8
Подача насосов, л/ч	2,0%	2,91%	Проработка	3	3	2	8
Частота вращения КНБК, об/мин	1,9%	3,24%	Проработка	2	3	2	7
Подача БЖ №1	1,7%	2,45%	Буферные жидкости	3	2	2	7
Эксцентриситет ЭК	1,6%	2,46%	Центрирование	1	2	1	4
Кол-во центраторов, шт	1,6%	2,29%	Центрирование	1	2	2	5
Тип центратора	1,5%	2,27%	Центрирование	3	3	1	7

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Вид расстановки центраторов в нижней зоне установки МСЦ	1,4%	1,96%	Центрирование	1	2	3	6
Расстановка центраторов	1,3%	1,80%	Центрирование	1	3	1	5
Подача БЖ №2, л/с	1,3%	1,94%	Буферные жидкости	3	2	3	8
Расстановка центраторов сверху МСЦ (в зоне оценки)	1,3%	1,85%	Центрирование	2	3	2	7
Состав БЖ №2 (абразивный)	1,2%	1,57%	Буферные жидкости	3	2	1	6
Состав БЖ №3 (адгезионный)	1,2%	1,15%	Буферные жидкости	1	1	3	5
Состав БЖ №4 (разделительный)	1,2%	1,18%	Буферные жидкости	1	1	2	4
Состав БЖ №4 (разделительный)	1,2%	1,43%	Буферные жидкости	1	3	1	5
Тип центриатора в нижней зоне установки МСЦ	1,1%	1,65%	Центрирование	1	1	1	3
Состав БЖ №1	1,1%	1,23%	Буферные жидкости	1	1	3	5
Подача БЖ №3	1,0%	1,36%	Буферные жидкости	2	3	2	7
Запас загустевания ТРНП, в мин	1,01%	1,97%	Цементирование	2	2	1	5
Концентрация Floss 500, %	1,00%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
ДНС ОТР, дПа	1,00%	0,00%	Цементирование	3	1	3	7
Концентрация ДРС, %	0,98%	0,00%	Цементирование	1	1	2	4
Давление "СТОП", МПа	0,96%	0,00%	Цементирование	1	1	2	4
Объем ТРНП, м ³	0,96%	0,00%	Цементирование	1	1	3	5
Объем БЖ №1, м ³	0,9%	0,00%	Буферные жидкости	3	2	3	8
Плотность БЖ №2, кг/м ³	0,9%	0,00%	Буферные жидкости	3	1	3	7
Объем БЖ №3, м ³	0,9%	0,00%	Буферные жидкости	3	3	2	8
Система БР (в момент бурения)	0,9%	1,18%	Буровые растворы	3	3	1	7

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность БР при бурении, г/см ³	0,5%	0,81%	Буровые растворы	4	3	4	11
Подача ТРНП, л/с	0,90%	0,00%	Цементирование	2	2	3	7
ДНС ТРНП, дПа	0,89%	0,00%	Цементирование	1	3	2	6
СНС10с БР при бурении, дПа	0,8%	1,12%	Буровые растворы	3	3	3	9
Плотность БЖ №1, кг/м ³	0,8%	0,00%	Буферные жидкости	2	2	1	5
ДНС, дПа (перед цементированием)	0,8%	1,12%	Буровые растворы	3	3	3	9
Прочность на изгиб ТРНП, Мпа	0,84%	0,00%	Цементирование	2	2	1	5
СНС10мин БР при бурении, дПа	0,8%	1,11%	Буровые растворы	2	3	3	8
Давление в конце продавки при цем., МПа	0,79%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
Концентрация No Foam, %	0,79%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
Плановая плотность ТРНП, кг/м ³	0,78%	0,00%	Цементирование	3	2	2	7
Объем БЖ №2, м ³	0,8%	0,00%	Буферные жидкости	1	2	1	4
Прочность на сжатие ТРНП, Мпа	0,76%	0,00%	Цементирование	3	3	3	9
Нагрузка на долото, т	0,7%	0,00%	Бурение	2	1	1	4
ПВ, мПа*с (в момент бурения)	0,7%	0,94%	Буровые растворы	3	1	3	7
СНС10с, дПа (перед цементированием)	0,7%	0,92%	Буровые растворы	1	2	1	4
Вязкость БР перед цем., с	0,7%	0,92%	Буровые растворы	2	2	1	5
СНС10мин после проработки, дПа	0,7%	0,91%	Буровые растворы	2	2	3	7
Давление в начале продавки при цем., МПа	0,69%	0,00%	Цементирование	3	3	2	8

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
СНС10мин БР перед цем., дПа	0,7%	0,89%	Буровые растворы	3	1	3	7
Водоотдача БР перед цем., см ³ /30мин	0,7%	0,89%	Буровые растворы	2	3	2	7
Плотность БР перед цем., г/см ³	0,6%	0,84%	Буровые растворы	1	2	2	5
Тип долота	0,6%	0,00%	Бурение	3	2	2	7
ЗУ, °	0,6%	0,00%	Бурение	1	3	1	5
ДНС, дПа (в момент бурения)	0,6%	0,82%	Буровые растворы	2	2	3	7
Запас загустевания ТРНП, в %	0,62%	0,00%	Цементирование	3	2	1	6
Селективная плотность в интервале оценки, г/см ³	0,62%	0,00%	Цементирование	3	2	2	7
Водоотдача БР при бурении, см ³ /30мин	0,6%	0,81%	Буровые растворы	3	3	2	8
рН БР при бурении	0,6%	0,80%	Буровые растворы	4	2	4	10
УВ, с (в момент бурения)	0,6%	0,79%	Буровые растворы	2	3	1	6
Плотность БР после проработки, г/см ³	0,6%	0,77%	Буровые растворы	4	4	4	12
Система БР (перед цементированием)	0,6%	0,77%	Буровые растворы	2	2	2	6
рН после проработки	0,6%	0,77%	Буровые растворы	2	2	2	6
Толщина глинистой корки БР при бурении, мм	0,6%	0,76%	Буровые растворы	4	4	4	12
Содержание песка БР при бурении, %	0,6%	0,76%	Буровые растворы	2	1	1	4
Плотность БЖ №3, кг/	0,6%	0,00%	Буферные жидкости	1	2	3	6
Проходка, м	0,6%	0,00%	Бурение	1	2	1	4
рН перед цементированием	0,5%	0,72%	Буровые растворы	1	3	2	6

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Подача при продавке, л/с	0,54%	0,00%	Цементирование	2	1	3	6
УВ БР при бурении, с	0,5%	0,71%	Буровые растворы	3	1	2	6
Ср. мех. скорость, м/ч	0,5%	0,00%	Бурение	2	2	3	7
СНС _{10мин} , дПа (перед цементированием)	0,5%	0,69%	Буровые растворы	3	2	2	7
рН (перед цементированием)	0,5%	0,69%	Буровые растворы	1	1	2	4
Расход БР, л/с	0,5%	0,69%	Буровые растворы	2	1	1	4
Температура твердения, гр	0,52%	0,00%	Цементирование	3	3	3	9
Тип ВЗД	0,5%	0,00%	Бурение	2	3	1	6
Скорость вращения долота, об/мин	0,5%	0,00%	Бурение	4	4	4	12
Концентрация RetarderLR, %	0,50%	0,00%	Цементирование	2	2	2	6
УВ после проработки, с	0,5%	0,66%	Буровые растворы	3	2	3	8
Концентрация DAF, %	0,49%	0,00%	Цементирование	3	2	1	6
Водоотдача после проработки, см ³ /30мин	0,5%	0,64%	Буровые растворы	3	1	2	6
СНС _{10мин} , дПа (в момент бурения)	0,5%	0,64%	Буровые растворы	1	2	3	6
ПФ, см ³ /30 мин (перед цементированием)	0,5%	0,62%	Буровые растворы	3	3	1	7
Забой, м	0,5%	0,00%	Бурение	1	3	2	6
Продавочная жидкость	0,45%	0,00%	Цементирование	3	3	1	7
СНС _{10с} , дПа (в момент бурения)	0,4%	0,59%	Буровые растворы	1	2	1	4
Объем ТРНП, м ³	0,42%	0,00%	Цементирование	2	3	3	8
рН (в момент бурения)	0,4%	0,56%	Буровые растворы	3	1	1	5
Плотность БР, г/см ³ (перед цем.)	0,4%	0,51%	Буровые растворы	2	3	2	7
ПФ, см ³ /30 мин (в момент бурения)	0,4%	0,47%	Буровые растворы	2	1	3	6

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ПВ, мПа*с (перед цементирования ем)	0,3%	0,43%	Буровые растворы	1	2	2	5
Время механического бурения, мин	0,3%	0,00%	Бурение	1	3	1	5
Глубина спуска ЭК, м	0,27%	0,00%	Цементирование	2	3	1	6
Плотность БР (в момент бурения), г/см ³	0,3%	0,35%	Буровые растворы	1	3	2	6
Подача при закачке ЛЦ, л/с	0,17%	0,00%	Цементирование	2	3	3	8
Температура Воды	0,16%	0,00%	Цементирование	2	1	2	5
Запас загустевания ОТР, в мин	0,16%	0,00%	Цементирование	1	1	3	5
Запас загустевания ОТР, в %	0,16%	0,00%	Цементирование	1	1	1	3
Плотность ЛТР, кг/м ³	0,15%	0,00%	Цементирование	1	2	1	4
Подача ЛТР, л/с	0,15%	0,00%	Цементирование	1	3	3	7
Объем ЛТР, м ³	0,12%	0,00%	Цементирование	2	3	3	8
Температура воздуха, °	0,06%	0,00%	Цементирование	2	3	2	7

$$X_{\text{расч}}^2 > X_{\text{табл}}^2$$

$$888,9 > 129,9 \Rightarrow$$

Мнения экспертов согласованы. Привлечение новых экспертов не требуется. Экспертная оценка соответствует расчетному ранжированию (Рисунок 3.5), произведенному с помощью алгоритма лес решений.

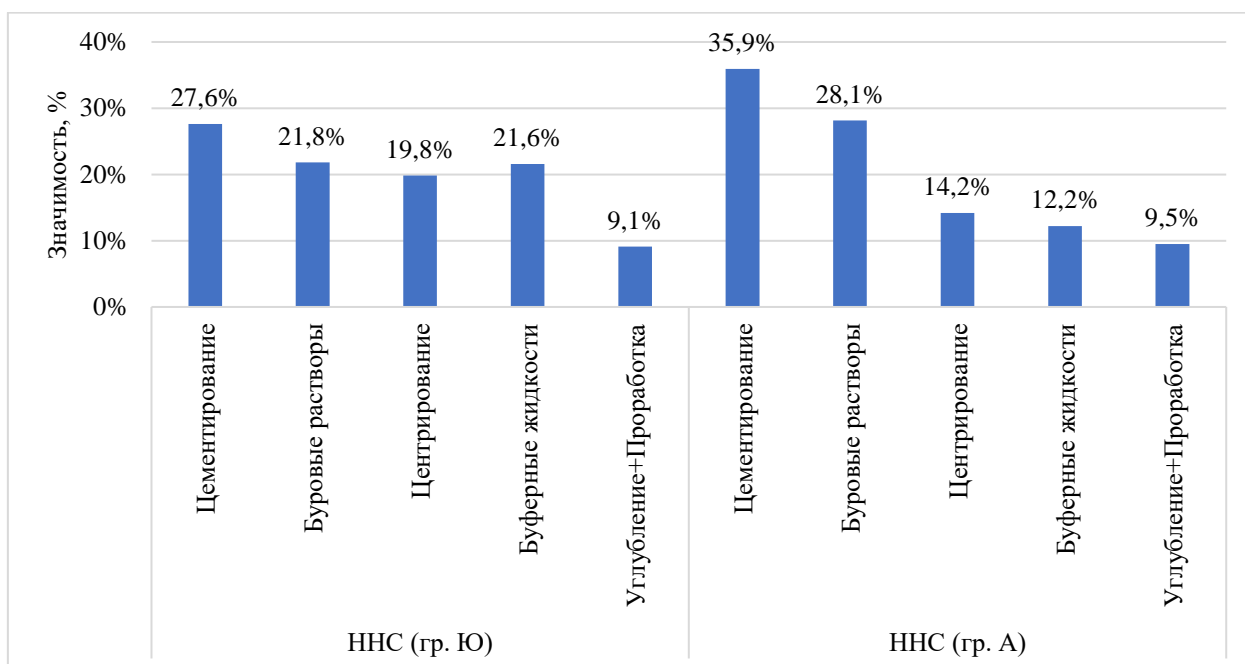


Рисунок 3.5 – Ранжирование параметров после удаления малозначимых с помощью алгоритма лес решений

Для удобства анализ результатов ранжирования по значимости параметров в рамках данной диссертационной работы предлагается объединение параметров по этапам строительства скважины, начиная непосредственно с бурения и заканчивая цементированием.

На основании проведенных расчетов по определению важности параметров сделаны следующие выводы:

1. Ранжирование по значимости влияющих факторов в математических моделях как для наклонно-направленных скважин, так и для горизонтальных носит схожий характер. Наиболее важные факторы – это технологические параметры тампонажного раствора, затем реологические параметры буровых растворах на разных стадиях бурения скважины, тип буферной жидкости и режим закачки, режимы промывки, режимы цементирования, режим проработки и бурения.

2. Факторы, характеризующие облегченный и легкий тампонажные растворы не оказывают значительного влияния на качество цементирования

продуктивного горизонта и интервала 300 м по стволу над его кровлей, поэтому данная группа факторов исключается из модели.

3. Геометрические параметры профилей не имеют значительного математического веса, поскольку исследуемые скважины пробурены по схожим профилям – дисперсия значений зенитного угла на участке стабилизации, угол входа в пласт, длины скважины, глубины спуска кондуктора имеет малое значение, в связи с чем параметры профиля исключены из модели.

Определение многоуровневых взаимосвязей

После предварительной обработки исходной информации путем удаления скважин с аномальными и пропущенными значениями факторов и исключения малозначимых параметров, согласно разработанной методике, проводится математическое моделирование с помощью машинного обучения.

Согласно разработанной методике установление комплексных зависимостей производится с помощью алгоритма лес решений. В качестве целевого параметра выбраны результаты акустического каротажа – величина сплошного контакта «цементный камень-эксплуатационная колонна».

В ходе создания деревьев решений для модели, описывающей процесс цементирования наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю, установлено, что оптимальное количество деревьев 38 ед. – подтверждение представлено на Рисунке 3.6. На представленном графике видно, что увеличение количества деревьев больше 38 ед. нецелесообразно, поскольку после график не выполаживается и не изменяется.

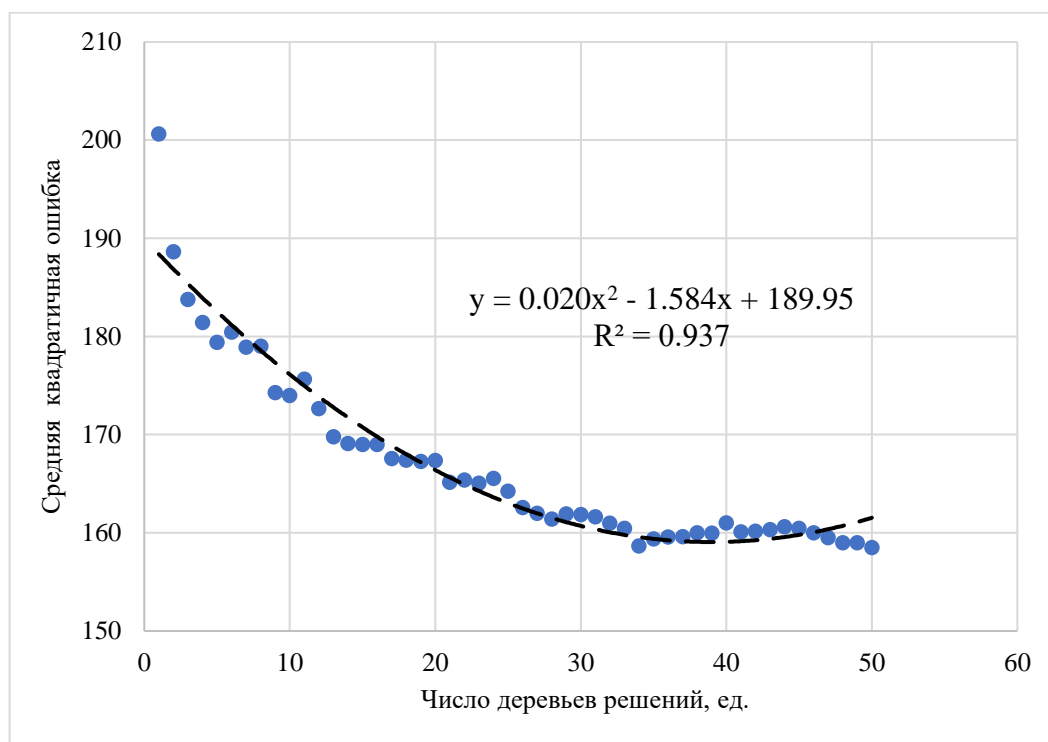


Рисунок 3.6 – Зависимость средней квадратичной ошибки от количества деревьев решений для наклонно-направленных скважин

$$y' = 2 \cdot 0.020x - 1.584$$

$$0 = 0.041x - 1.584$$

$$x = \frac{1.584}{0.041} = 38$$

Оптимальное количество деревьев решений для математической модели цементированья горизонтальных скважин составляет 23 ед. – подтверждается результатами дифференцирования квадратичного уравнения, описывающего зависимость среднеквадратичной ошибки от числа деревьев решений. Дальнейшее увеличение количества деревьев не влечет снижение ошибки прогнозирования (Рисунок 3.7).

$$y' = 2 \cdot 0.096x - 4.522$$

$$0 = 0.184x - 4.522$$

$$x = \frac{4.522}{0.192} = 23$$

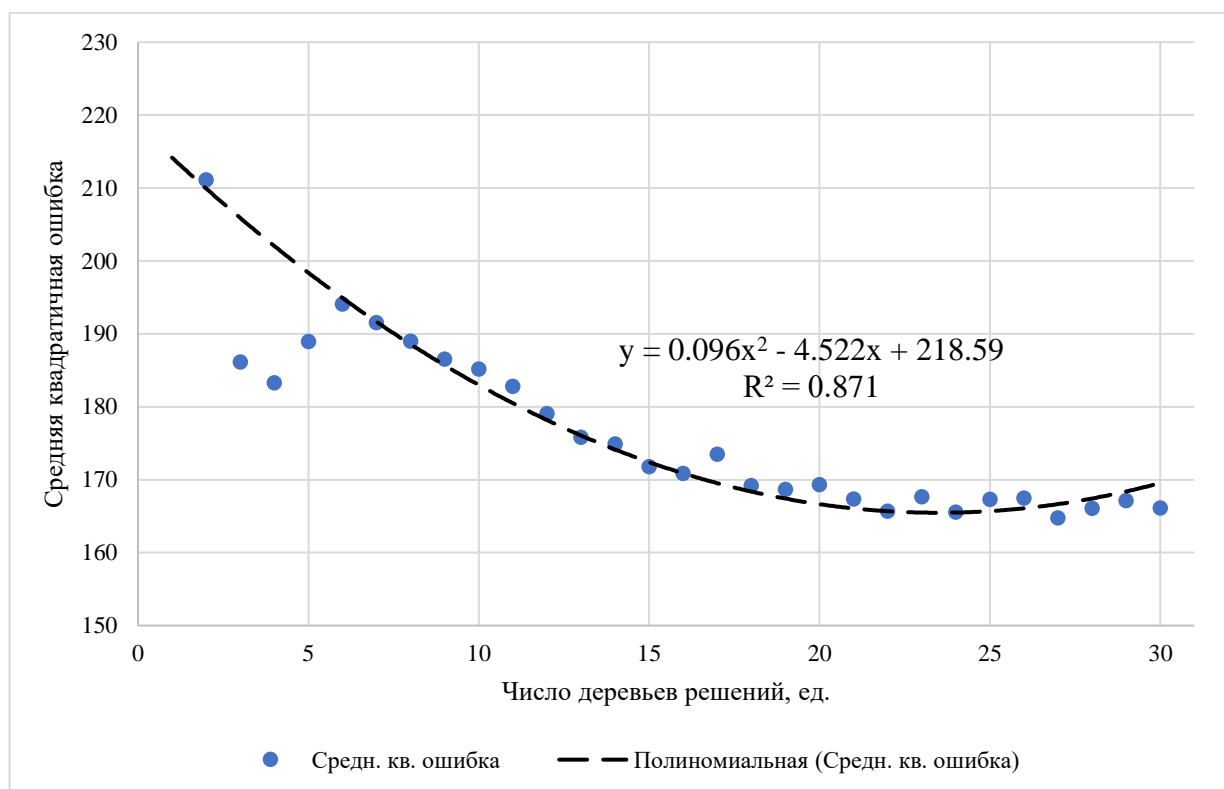


Рисунок 3.7 – Зависимость средней квадратичной ошибки от количества деревьев решений для горизонтальных скважин

Точность математического моделирования с помощью алгоритма лес решений процесса цементирования наклонно-направленных скважин составляет 95,3 % (Рисунок 3.8), точность математической модели для ННС на пласты группы А – 92,7 % (Рисунок 3.9).

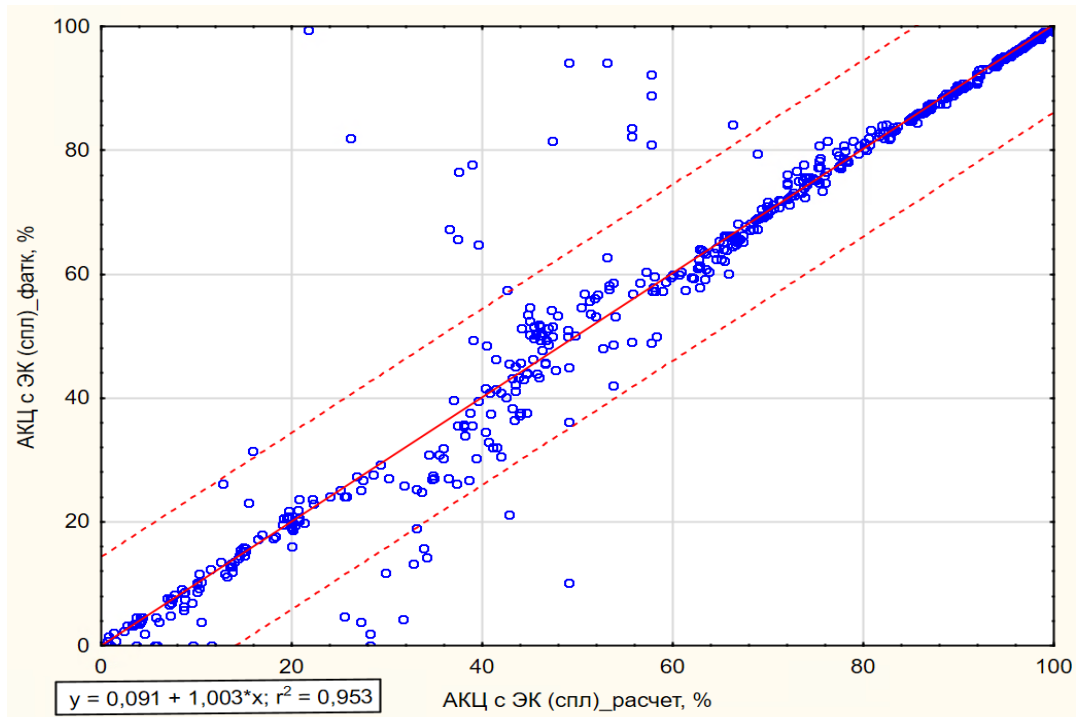


Рисунок 3.8 – Соотношение фактических результатов цементирования и прогнозных для наклонно-направленных скважин

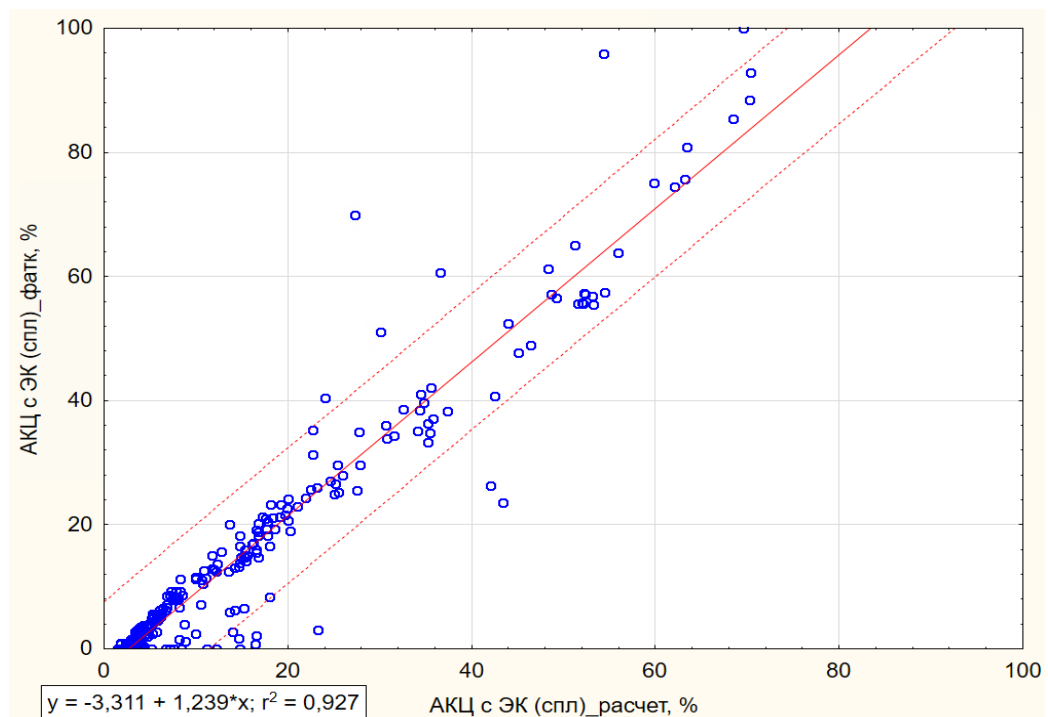


Рисунок 3.9 – Соотношение фактических результатов цементирования и прогнозных для наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием

Пример дерева решений для математической модели по ННС представлен на Рисунке 3.10 – видно, что уменьшение плотности и уменьшение условности вязкости бурового раствора значительно повышает вероятность получения высоких показателей качества цементирования. В случае невозможности снизить плотность продавочной жидкости целесообразно снижать плотность бурового раствора, используемого при промывке перед цементированием. Объяснение данного взаимодействия заключается в том, что низкие значения реологических параметров промывочной жидкости способствует лучшему вымыву шлама, фильтрационной корки и разрушения загеленных зон буровых растворов в следствии образования турбулентного восходящего потока. Подобным образом проведен анализ каждого дереве решений для наклонно-направленных на пласты групп А и Ю.

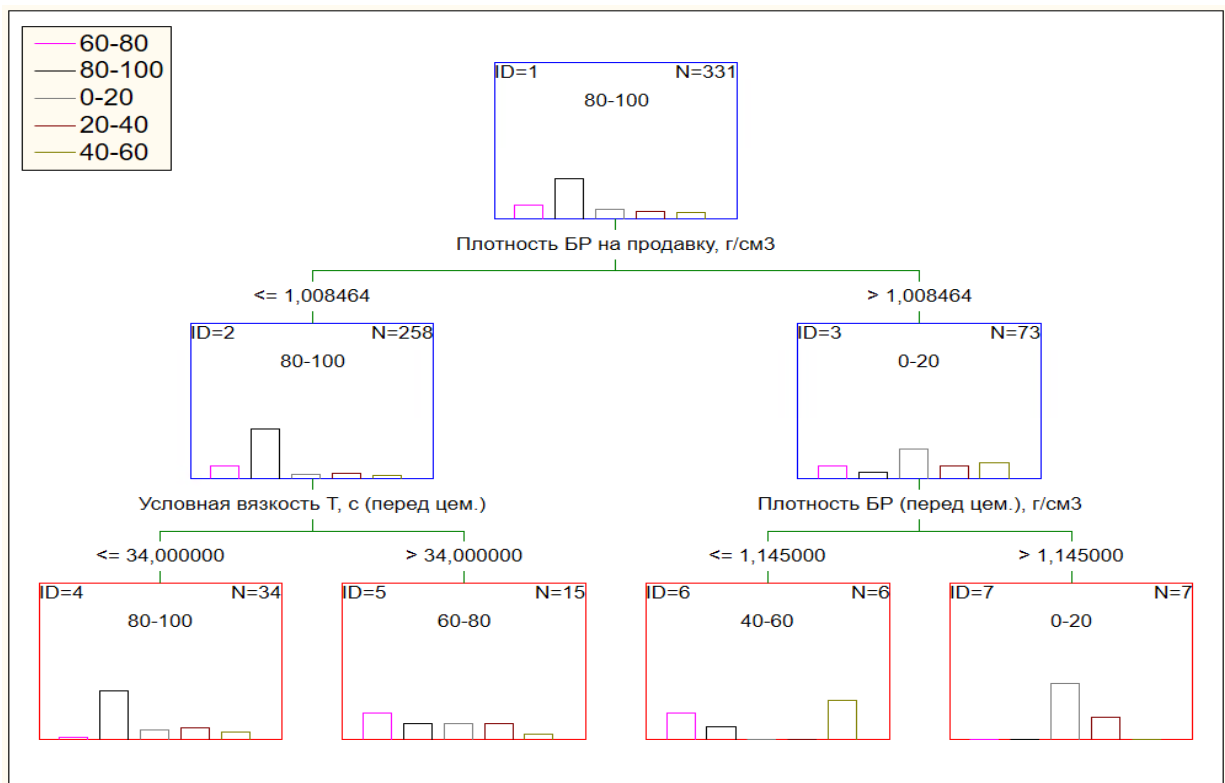


Рисунок 3.10 – Дерево решений из модели для наклонно-направленных скважин

Результаты анализа созданных деревьев решений представлены в Таблице 3.5 – определены требуемые тренды изменения значений для каждого исследуемого параметра для увеличения доли сплошного контакта, приведен перечень факторов, с которыми установлено взаимодействие, определено следствие совместного влияния параметров на качество цементирования. Для удобства восприятия параметры объединены по этапам строительства скважины, начиная с непосредственно бурения и заканчивая цементированием.

Таблица 3.5 – Результаты математического моделирования с использованием Деревьев решений по основным этапам строительства скважин

Параметры	Тренды изменения		Установленное совместное влияние на цементирование скважины	Следствие совместного влияния на цементирование скважины
	ННС на пласты группы Ю	ННС на пласты группы А		
1	2	3	4	5
Этап бурения скважины				
Наличие калибрующих элементов в составе КНБК	Да	Да	<ul style="list-style-type: none"> • Реологические параметры бурового раствора на этапе бурения и этапе подготовки ствола скважины перед цементированием • Режимы проработки 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама • Снижение овальности ствола скважины
Частота вращения долота при бурении, об/мин	>35	>100 (РУС) >38 (ВЗД)		
Расход промывочной жидкости при бурении, л/с	>34	>30		
Нагрузка на долото, т	>8	>7		
Условная вязкость, с	>25	>28	<ul style="list-style-type: none"> • Режимы бурения, реологические параметры бурового раствора при спуске ЭК и при промывке перед цементированием • Эксцентриситет ЭК 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, дПа	<16	<14		
СНС _{10сек} , дПа	>10	>25		
СНС _{10мин} , дПа	>28	>28		
ДНС, дПа	>60	>55		
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.5	<5.0		

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны				
Условная вязкость, с	>25	>26	<ul style="list-style-type: none"> • Технологические параметры тампонажного раствора нормальной плотности • Режимы промывки во время спуска ЭК и перед цементированием • Эксцентриситет ЭК • Режимы проработки ствола скважины 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, мПа·с	<14	<12		
СНС _{10мин} , дПа,	>28	>18		
ДНС, дПа	>45	>40		
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.0	<4.0		
Обратная проработка сразу после бурения (да/нет)	Да	Да	<ul style="list-style-type: none"> • Режимы промывки во время спуска ЭК и перед цементированием • Режимы бурения 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама • Снижение овальности ствола скважины
Частота вращения бурильной колонны при проработке, об/мин	>30	>50 (РУС) >20 (ВЗД)		
Расход промывочной жидкости, л/с	>25	>38		

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием скважины				
Условная вязкость, с	>25	>25	<ul style="list-style-type: none"> • Режимы промывки во время бурения, спуска ЭК и перед цементированием • Технологические параметры тампонажного раствора нормальной плотности 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, МПа·с	<14	<12		
СНС _{10сек} , дПа,	>12	>10		
СНС _{10мин} , дПа,	>25	>20		
ДНС, дПа	>50	>50		
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.5	<4.0		
Промежуточные промывки при спуске ЭК (да/нет)	Да	Да	<ul style="list-style-type: none"> • Реологические параметры бурового раствора на этапе бурения и этапе подготовки ствола скважины перед цементированием • Режимы проработки • Эксцентриситет ЭК 	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Объем вымыва затрубного пространства	>1.5	>1.5		
Расход БР при промежуточной промывке, л/с	>18	>19		
Давление в конце промежуточной промывки, МПа	>2	>2		
Количество циклов окончательной промывки	>1.5	>1.5		
Расход БР при окончательной промывке, л/с	>20	>21		

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Этап цементирования скважины				
Водоотдача, см ³ /30мин	>70	>70	<ul style="list-style-type: none"> • Режимы цементирования • Режимы проработки • Количество и тип буферных жидкостей. • Профиль скважины • Эксцентриситетом ЭК • Реологические параметры бурового раствора на этапе спуска ЭК и перед цементированием 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве
Растекаемость, мм	>220	>200		
Плотность, кг/м ³	>1900	>1820		
Время загустевания тампонажных растворов, %	<35 %	<35 %		
Высота подъема цементного раствора нормальной плотности, м	>300	>300		
Количество буферных жидкостей	3	3-4	<ul style="list-style-type: none"> • Технологические параметры тампонажного раствора нормальной плотности • Режимы цементирования • Эксцентриситет ЭК 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Типы буферных жидкостей	Отмывающий, абразивный, адгезионный			
Подача насосов цементировочных агрегатов, л/с	>20	>21		

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Эксцентриситет	<0.12 в интервале ЦНП	<0.2 в интервале ЦНП <0.33 выше интервала ЦНП	<ul style="list-style-type: none"> • Технологические параметры тампонажного раствора нормальной плотности • Режимы цементирования • Количество и тип буферных жидкостей • Технология расположения центраторов 	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение сплошности контакта цемент-обсадная колонна, цемент-горная порода •Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве
Технология расположения центраторов	1 центратор на каждой трубе в интервале цемента нормальной плотности 2 центратора на каждой трубе в интервале цемента нормальной плотности		<ul style="list-style-type: none"> • Технологические параметры тампонажного раствора нормальной плотности • Режимы цементирования • Количество и тип буферных жидкостей • Эксцентриситет • Реологические параметры бурового раствора на этапе спуска ЭК и перед цементированием 	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама

Необходимо сказать, что высокая точность моделей (более 90 %) при использовании алгоритма лес решений достигается только за счет одновременного использования всего массива данных – использование какой-либо части параметров при формировании технологических решений по повышению качества цементирования скважин значительно снижает их эффективность.

Определение лучших значений каждого параметра

Согласно разработанной методике одновременно с алгоритмом лес решений применяется теорема Байеса, позволяющая исследовать влияние изменения каждого параметра на качество цементирования скважин. На основании результатов применения теоремы Байеса определяются оптимальные границы значений влияющих факторов с учетом максимизации вероятности получения нужного результата. Целевое значение сплошности контакта цемент-обсадная колонна принят в диапазоне более 60 %. Результаты цементирования по АКЦ разделены на диапазоны с шагом в 20 %, то есть, 0-20 %, 20-40 %, 40-60 %, 60-80 %, 80-100 %, для того чтобы упростить визуализацию результатов расчетов с помощью теоремы Байеса. Апостериорные вероятности наступления каждого из результатов приняты равными 0,2, то есть, равнозначными.

Точность математического моделирования определена по соотношению количества верно спрогнозированных результатов цементирования к общему количеству исследуемых скважин. В качестве тестовых скважин выбраны 100 наклонно-направленных и 100 горизонтальных скважин, которые не использовались при построении моделей на основе теоремы Байеса. Согласно данным, представленным на Рисунках 3.11 и 3.12, точность математических моделей составила 80 % для наклонно-направленных и для 78 % наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием.

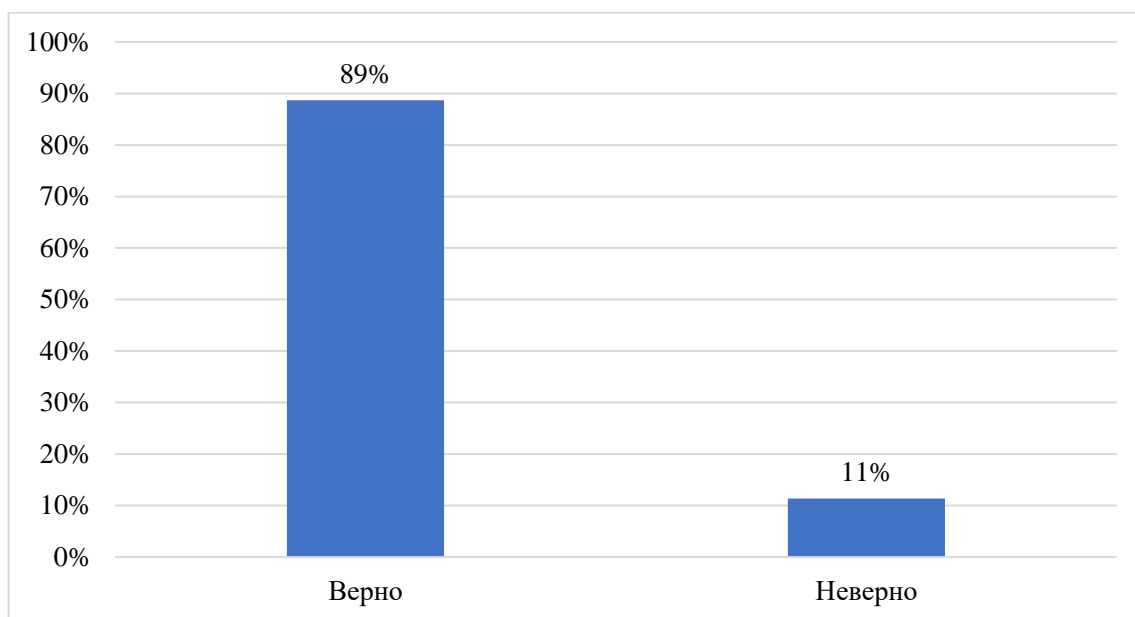


Рисунок 3.11 – Качество математической модели для наклонно-направленных скважин

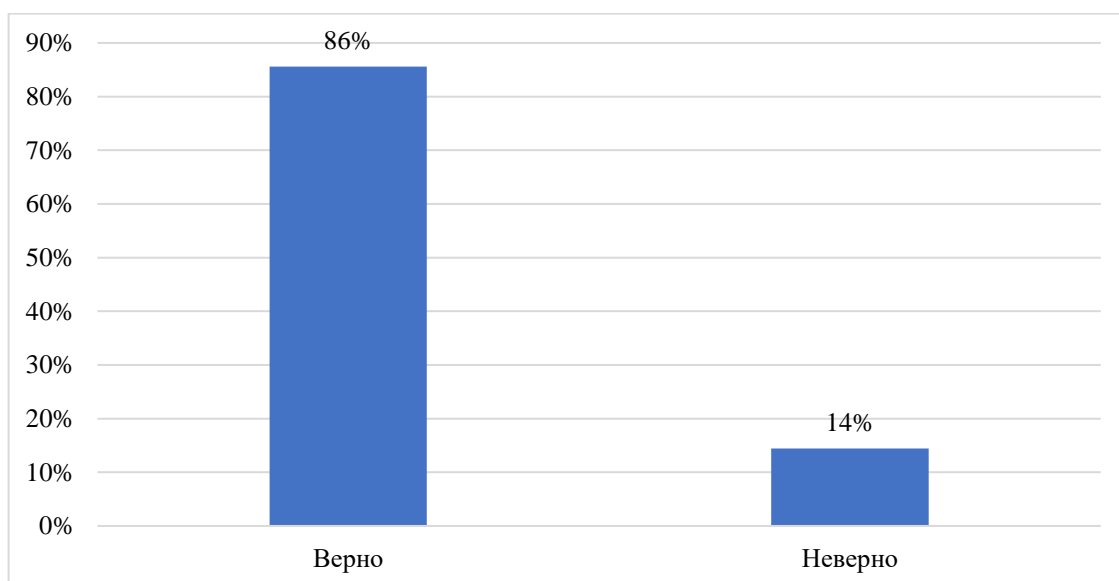


Рисунок 3.12 – Качество математической модели для горизонтальных скважин

В качестве примера использования теоремы Байеса для определения наилучших значений факторов, влияющих на качество цементирования скважин, приведен анализ параметров тампонажного раствора для наклонно-направленных скважин (Рисунок 3.13).

Определение наилучших значений произведено в несколько этапов:

1. Получены регрессионные уравнения, описывающие зависимость изменения вероятности наступления результата цементирования 60-80 % от различных значений исследуемых параметров.
2. Определены экстремумы функций путем их дифференцирования.
3. Для установления синергетического влияния по методу Харрингтона рассчитаны частные желательности и общая желательность.

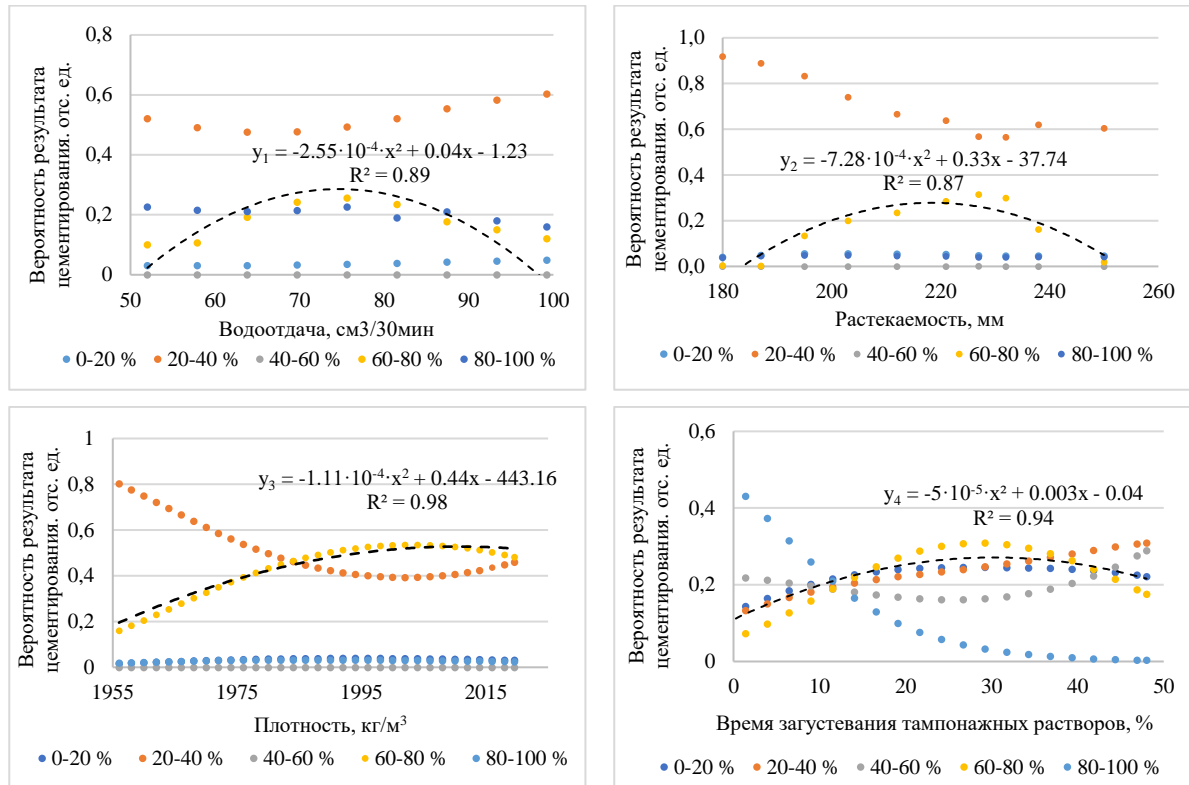


Рисунок 3.13 – Зависимость результатов АКЦ от параметров тампонажного раствора для наклонно-направленных скважин

Оценка совместного влияния произведена по методу Харрингтона, поскольку это позволяет комбинировать несколько функций в обобщенный показатель желательности. Для всех параметров целевое значение желательности принято равным 1 для достижения точки экстремумов функций. Пример определения частных желательностей (d) и расчет обобщенной функции (D) приведен в Таблице 3.

Таблица 3 – Фрагмент результатов расчета функций желательности для наклонно-направленных скважин

Водоотдач а, см ³ /30мин / d_1	Плотность ь, кг/м ³ / d_2	Растекаемос ть, мм / d_3	Запас времени загустевания тампонажных растворов, % / d_4	Обобщённая желательно сть, D
50 / 0.265	1935 / 0.191	225 / 0.985	0 / 0.982	0.470
52 / 0.374	1940 / 0.314	226 / 0.992	5 / 0.988	0.582
54 / 0.474	1945 / 0.427	227 / 0.997	10 / 0.992	0.669

На основании проведенных расчетов произведено определение значений параметров, при которых обобщенная желательность принимает максимальное значение. Результирующее решение представлено ниже:

$$\begin{cases} 72 \leq x_1^{opt} \leq 76 \\ 1990 \leq x_2^{opt} \leq 2000 \\ 236 \leq x_3^{opt} \leq 237 \\ 30 \leq x_4^{opt} \leq 32 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 0,983 \leq d_1 \leq 0,996 \\ 0,988 \leq d_2 \leq 0,999 \\ 0,940 \leq d_3 \leq 0,922 \\ 0,991 \leq d_4 \leq 0,997 \end{cases} \quad (11)$$

$$D_{max}^{от} = \sqrt[4]{0,983 \cdot 0,988 \cdot 0,940 \cdot 0,991} = 0,9751 \quad (12)$$

$$D_{max}^{до} = \sqrt[4]{0,996 \cdot 0,999 \cdot 0,922 \cdot 0,997} = 0,9754 \quad (13)$$

Дополнительным инструментом поиска оптимальных значений параметров является графическое отображение распределения желательности относительно изменения значений параметров, представленных в стандартизированном виде (Рисунок 3.14). Используя данный график, производится регулирование свойств исследуемых факторов путем поиска общего максимума функций, в данном случае – подбор параметров тампонажного раствора для достижения требуемого результата.

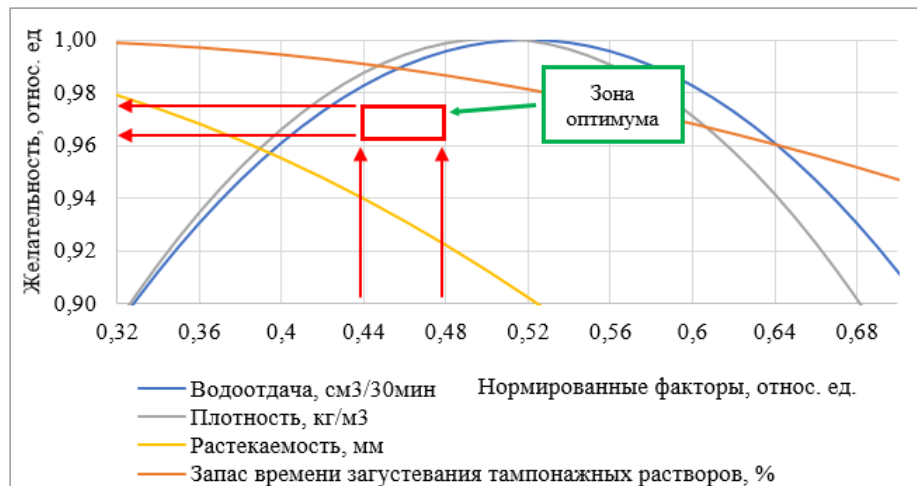


Рисунок 3.14 – Зависимость желательности от распределения значений влияющих факторов для наклонно-направленных скважин

Приведенным выше образом определены оптимальные значения остальных влияющих факторов, объединенных в группы: параметры буровых растворов, режимы проработки, промывки и цементирования скважин, состав и режимы закачки буферных жидкостей, величина эксцентриситета колонны.

Таблица 3.6 – Сводные результаты моделирования процесса цементирования с использованием теоремы Байеса по основным этапам

Параметры	Лучшие значения		Принцип влияния на качество цементирования
	ННС на пласты группы Ю	ННС на пласты группы А	
1	2	3	4
Этап бурения скважины			
Наличие калибрующих элементов в составе КНБК	Да	Да	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама • Снижение овальности ствола скважины
Частота вращения долота при бурении, об/мин	40-80	105-120 (РУС) 40-50 (ВЗД)	
Расход промывочной жидкости при бурении, л/с	36-38	30-32	
Нагрузка на долото, т	8-12	6-11	
Условная вязкость, с	28-30	28-30	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, дПа	12-18	12-17	
СНС _{10сек} , дПа,	12-22	28-36	
СНС _{10мин} , дПа,	25-40	28-40	
ДНС, дПа	60-80	60-90	

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	3.5-4.0	3.0-4.0	
Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны			
Условная вязкость, с	28-35	28-36	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, мПа·с	10-12	10-14	
СНС _{10мин} , дПа,	28-50	20-50	
ДНС, дПа	50-80	50-80	
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	2.5-4.0	1.0-3.0	
Обратная проработка сразу после бурения (да/нет)	Да	Да	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама • Снижение овальности ствола скважины
Частота вращения бурильной колонны при проработке, об/мин	35-40	50-60 (РУС) 20-40 (ВЗД)	
Расход промывочной жидкости, л/с	26-30	40-42	
Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием скважины			
Условная вязкость, с	28-35	28-35	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Пластическая вязкость, мПа·с	10-12	10-12	
СНС _{10сек} , дПа,	10-25	10-20	
СНС _{10мин} , дПа,	25-30	25-30	
ДНС, дПа	50-85	50-80	
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	2.0-4.0	1.0-3.0	
Промежуточные промывки при спуске ЭК (да/нет)	Да	Да	Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Объем вымыва затрубного пространства	1.5-2.0	1.5-2.0	
Расход БР при промежуточной промывке, л/с	21-25	21-25	
Давление в конце промежуточной промывки, Мпа	2,0-2,5	2,0-2,5	
Количество циклов окончательной промывки	1.5-2.0	1.5-2.0	
Расход БР при окончательной промывке, л/с	21-32	21-32	

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
Этап цементирования скважины			
Водоотдача, см ³ /30мин	70-80	70-80	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение сплошности контакта цемент- обсадная колонна, цемент-горная порода •Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве
Растекаемость, мм	220-230	200-230	
Плотность, кг/м ³	1980-2020	1820-2020	
Время загустевания тампонажных растворов, %	30-35	28-35	
Высота подъема цементного раствора нормальной плотности, м	300-400	300-400	
Количество буферных жидкостей	3	3-4	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение сплошности контакта цемент- обсадная колонна, цемент-горная порода
Типы буферных жидкостей	Отмывающий, абразивный, адгезионный		
Подача насосов цементировочных агрегатов, л/с	21-24	21-24	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама
Эксцентриситет	0.1 в интервале ЦНП	<0.2 в интервале ЦНП	<ul style="list-style-type: none"> •Повышение сплошности контакта цемент- обсадная колонна, цемент-горная порода
Технология расположения центраторов	2 центратора на каждой трубе в интервале ЦНП		<ul style="list-style-type: none"> •Обеспечение однородности цементного камня в заколонном пространстве •Повышение эффективности очистки ствола скважины от бурового шлама

Сравнительный анализ результатов математического моделирования

После проведения математического моделирования согласно разработанной методике необходимо провести сравнительный анализ результатов расчетов, определить интервалы пересечения значений

параметров с целью их дальнейшего использования при формировании технологических решений. Аппроксимация результатов позволит повысить качество математической модели, поскольку в рамках данной диссертационной работы выдвигается тезис о том, что результаты хотя одной из математических моделей окажутся верными, как итог, показатели качества (коэффициенты детерминации) двух моделей складываются согласно теории вероятностей.

Сводные результаты расчетов представлены в Таблице 3.7. Выделение общих интервалов производилось путем наложения результатов расчетов друг на друга и при выходе одного интервала за пределы другого удалялись данные значения из итоговых результатов.

Таблица 3.7 – Сводные результаты сравнительного анализа математического моделирования по основным этапам

Параметры	ЛР	ТБ	Результат аппроксими- зации	ЛР	ТБ	Результат аппроксима- ции
	ННС на пласты группы Ю	ННС на пласты группы Ю		ННС на пласт- ы групп- ы А	ННС на пласты группы А	
1	2	3	4	5	6	7
Этап бурения скважины						
Наличие калибрующих элементов в составе КНБК	Да	Да	Да	Да	Да	Да
Частота вращения долота при бурении, об/мин	>35	40-80	40-80	>100 (РУС)	105-120 (РУС)	105-120 (РУС)
				>38 (ВЗД)	40-50 (ВЗД)	40-50 (ВЗД)
Расход промывочной жидкости при бурении, л/с	>34	36-38	36-38	>30	30-32	30-32
Нагрузка на долото, т	>8	8-12	8-12	>7	6-11	6-11
Условная вязкость, с	>25	28-30	28-30	>28	28-30	28-30

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7
Пластическая вязкость, дПа	<16	12-18	12-18	<14	12-17	12-17
СНС _{10сек} , дПа,	>10	12-22	12-22	>25	28-36	28-36
СНС _{10мин} , дПа,	>28	25-40	25-40	>28	28-40	28-40
ДНС, дПа	>60	60-80	60-80	>55	60-90	60-90
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.5	3.5-4.0	3.5-4.0	<5.0	3.0-4.0	3.0-4.0
Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны						
Условная вязкость, с	>25	28-35	28-35	>26	28-36	28-36
Пластическая вязкость, мПа·с	<14	10-12	10-12	<12	10-14	10-14
СНС _{10мин} , дПа,	>28	28-50	28-50	>18	20-50	20-50
ДНС, дПа	>45	50-80	50-80	>40	50-80	50-80
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.0	2.5-4.0	2.5-4.0	<4.0	1.0-3.0	1.0-3.0
Обратная проработка сразу после бурения (да/нет)	Да	Да	Да	Да	Да	Да
Частота вращения бурильной колонны при проработке, об/мин	>30	35-40	35-40	>50 (РУС)	50-60	50-60
				>20 (ВЗД)	20-40	20-40
Расход промывочной жидкости, л/с	>25	26-30	26-30	>38	40-42	40-42
Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием скважины						
Условная вязкость, с	>25	28-35	28-35	>25	28-35	28-35
Пластическая вязкость, мПа·с	<14	10-12	10-12	<12	10-12	10-12
СНС _{10сек} , дПа,	>12	10-25	10-25	>10	10-20	10-20
СНС _{10мин} , дПа,	>25	25-30	25-30	>20	25-30	25-30
ДНС, дПа	>50	50-85	50-85	>50	50-80	50-80
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	<4.5	2.0-4.0	2.0-4.0	<4.0	1.0-3.0	1.0-3.0
Промежуточные промывки при спуске ЭК (да/нет)	Да	Да	Да	Да	Да	Да

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7
Объем вымыва затрубного пространства	>1.5	1.5-2.0	1.5-2.0	>1.5	1.5-2.0	1.5-2.0
Расход БР при промежуточной промывке, л/с	>18	21-25	21-25	>19	21-25	21-25
Давление в конце промежуточной промывки, Мпа	>2,0	2,0-2,5	2,0-2,5	>2,0	2,0-2,5	2,0-2,5
Количество циклов окончательной промывки	>1.5	1.5-2.0	1.5-2.0	>1.5	1.5-2.0	1.5-2.0
Расход БР при окончательной промывке, л/с	>20	21-32	21-32	>21	21-32	21-32
Этап цементирования скважины						
Водоотдача, см ³ /30мин	>70	70-80	70-80	>70	70-80	70-80
Растекаемость, мм	>220	220-230	220-230	>200	200-230	200-230
Плотность, кг/м ³	>1900	1980-2020	1980-2020	>1820	1820-2020	1820-2020
Время загустевания тампонажных растворов, %	<35 %	30-35	30-35	<35 %	28-35	28-35
Высота подъема цементного раствора нормальной плотности, м	>300	400-400	400-400	>300	300-400	300-400
Количество буферных жидкостей	3	3	3	4-5	3-4	3-4
Типы буферных жидкостей	Отмывающий /абразивный/адгезионный	Отмывающий /абразивный/адгезионный	Отмывающий/абразивный/адгезионный	Отмывающий/абразивный/адгезионный	Отмывающий/абразивный/адгезионный	Отмывающий/абразивный/адгезионный

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7
Подача насосов цементировочных агрегатов, л/с	>20	21-24	21-24	>21	21.24	21.24
Эксцентриситет ствола скважины	<0.12 в интервале ЦНП	0.05-0.10	0.05-0.10	<0.2 в интервале ЦНП	0.15-0.2	0.15-0.2
				<0.33 выше интервала ЦНП	0.28-0.32	0.28-0.32
Технология расположения центраторов	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	2 центратора на каждой трубе в интервале ЦНП	2 центратора на каждой трубе в интервале ЦНП
	2 центратора на каждой трубе в ЦНП			2 центратора на каждой трубе в интервале ЦНП		

Необходимо отметить, что все полученные значения влияющих на качество цементирования факторов находятся в технологически допустимых пределах.

3.2 Технико-технологические решения по повышению качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Оптимизация стандартных и разработка новых технологических решений для повышения качества цементирования наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю и А произведено таким образом, чтоб обеспечить достижение таких значений параметров, при которых вероятность «удовлетворительного» результата максимальна.

Этап бурения скважины

Несмотря на то, что по результатам математического моделирования, параметры, характеризующие процесс углубления скважины, имеют суммарную значимость ниже 5 %, решено проверить данную гипотезу после апробации данных ТТР непосредственно на опытных скважинах.

В Таблице 3.8 представлены технологические решения по изменению параметров, связанных с углублением скважины, для повышения качества цементирования за счет повышения эффективности очистки ствола от выбуренного шлама и снижения цилиндричности ствола скважины в процессе бурения.

Таблица 3.8 – Технологические решения по корректировке режимов бурения

Для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю	Для наклонно-направленных скважин на пласты группы А
<p>1. Включить в состав КНБК калибрующие элементы (стабилизаторы, калибраторы, стабилизаторы в конструкции ВЗД).</p> <p>2. Обеспечить частоту вращения долота при роторном бурении 40 об/мин для КНБК с ВЗД при подаче насосов 36-38 л/с.</p> <p>3. Обеспечить нагрузку на долото в процессе бурения не менее 8 т, при условии недопущения синусоидальной или спиральной потери устойчивости бурильной колонны.</p> <p>4. Бурение интервала ЦРНП необходимо на растворах с со следующими параметрами: условная вязкость (по ВБР) более 28 с, пластическая вязкость не более 14 мПа·с, СНС_{10сек} 10-22 дПа, СНС_{10мин} более 28 дПа, ДНС более 60 дПа, показатель фильтрации не более 4,5 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p>	<p>1. Включить в состав КНБК калибрующие элементы (стабилизаторы, калибраторы, стабилизаторы в конструкции ВЗД).</p> <p>2. Обеспечить частоту вращения долота при роторном бурении 105-130 об/мин для КНБК с РУС и 40-50 об/мин для КНБК с ВЗД при подаче насосов 30-32 л/с.</p> <p>3. Обеспечить нагрузку на долото в процессе бурения не менее 8 т, при условии недопущения синусоидальной или спиральной потери устойчивости бурильной колонны.</p> <p>4. В случае установления риска возникновения повышенных вибраций бурильного инструмента (по результатам Drill test) снизить частоту вращения РУС до 80 об/мин.</p> <p>5. Бурение интервала ЦРНП необходимо на растворах с следующими параметрами: условная вязкость (по ВБР) более 28 с, пластическая вязкость не более 14 мПа·с, СНС_{10сек} 28-36 дПа, СНС_{10мин} более 28 дПа, ДНС более 60 дПа, показатель фильтрации не более 4,5 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p>

Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны

В Таблице 3.9 представлены технологические решения для повышения качества подготовки ствола скважины к спуску и цементированию эксплуатационной колонны.

Таблица 3.9 – Технологические решения по корректировке режимов проработки

Для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю	Для наклонно-направленных скважин на пласты группы А
<p>1. Спуск эксплуатационной колонны необходимо осуществлять при следующих параметрах бурового раствора: условная вязкость (по ВБР) 28-35 с, пластическая вязкость менее 12 мПа·с, СНС10мин 28-50 дПа, ДНС не менее 50 дПа, показатель фильтрации не более 4,0 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p> <p>2. После добуривания произвести промывку на забое скважины с последующей обратной проработкой интервала цемента нормальной плотности.</p> <p>3. Проработку осуществлять со следующими режимами: частота вращения бурильной колонны компоновки с ВЗД – 35-40 об/мин при расходе 80 % от рабочего значения. В процессе выполнения операции выполнять контроль давления и крутящего момента.</p> <p>4. После завершения шаблонирования ствола (в ННС дополнительно проводят ГИС, без последующего шаблонирования) - приступить с спуску колонны.</p>	<p>1. Спуск эксплуатационной колонны необходимо осуществлять при следующих параметрах бурового раствора: условная вязкость (по ВБР) 28-35 с, пластическая вязкость менее 12 мПа·с, СНС10мин 20-50 дПа, ДНС не менее 50 дПа, показатель фильтрации не более 4,0 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p> <p>2. После добуривания произвести промывку на забое скважины с последующей обратной проработкой интервала цемента нормальной плотности.</p> <p>3. Проработку осуществлять со следующими режимами: частота вращения бурильной колонны при проработке с РУС на уровне 60 об/мин при расходе 40 л/с, компоновки с ВЗД – 20-40 об/мин при расходе 80 % от рабочего значения. В процессе выполнения операции выполнять контроль давления и крутящего момента.</p> <p>4. После завершения шаблонирования ствола (в ННС дополнительно проводят ГИС, без последующего шаблонирования) - приступить с спуску колонны.</p>

Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием скважины

В Таблице 3.10 представлены технологические решения для повышения эффективности очистки ствола скважины от выбуренного шлама при окончательной промывке.

Таблица 3.10 – Технологические решения по корректировке режимов проработки

Для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю	Для наклонно-направленных скважин на пласты группы А
1	2
<p>1. Производить окончательную промывку перед цементированием со следующими параметрами бурового раствора: условная вязкость (по ВБР) 28-35 с, пластическая вязкость менее 12 мПа·с, СНС_{10сек} в пределах 10-20 дПа, СНС_{10мин} в пределах 25-30 дПа, ДНС не менее 50 дПа, показатель фильтрации не более 4,0 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p> <p>2. Подрядчику по буровым растворам по каждой скважине обеспечить:</p> <p>а. Проведение гидравлических расчетов для определения условий турбулизации потока бурового раствора при окончательной промывке перед цементированием.</p> <p>б. Производить промывку с максимально возможным расходом промывочной жидкости.</p> <p>с. Обработку исходного бурового раствора для доведения параметров до указанных значений производить заблаговременно, до завершения спуска эксплуатационной колонны.</p> <p>3. Предусмотреть повторное использование разбавленного бурового раствора при бурении последующих скважин.</p> <p>4. Промежуточную промывку при спуске колонн производить следующим образом:</p>	<p>1. Производить окончательную промывку перед цементированием со следующими параметрами бурового раствора: условная вязкость (по ВБР) 28-35 с, пластическая вязкость менее 12 мПа·с, СНС_{10сек} 10-20 дПа, СНС_{10мин} в пределах 25-30 дПа, ДНС не менее 50 дПа, показатель фильтрации не более 4,0 см³ за 30 минут, МВТ и содержание твердой фазы – в соответствии с программными значениями.</p> <p>2. Подрядчику по буровым растворам по каждой скважине обеспечить:</p> <p>д. Проведение гидравлических расчетов для определения условий турбулизации потока бурового раствора при окончательной промывке перед цементированием.</p> <p>е. Производить промывку с максимально возможным расходом промывочной жидкости.</p> <p>ф. Обработку исходного бурового раствора для доведения параметров до указанных значений производить заблаговременно, до завершения спуска эксплуатационной колонны.</p> <p>3. Предусмотреть повторное использование разбавленного бурового раствора при бурении последующих скважин.</p> <p>4. Промежуточную промывку при спуске колонн производить следующим образом:</p>

Продолжение таблицы 3.10

1	2
<p>а. Спустить эксплуатационную колонну с промежуточными промывками до начала интервала цементного раствора нормальной плотности (за 300 м по стволу до забоя в ННС);</p> <p>б. Выполнить разбавление бурового раствора в процессе циркуляции – осуществить промывку с доведением реологических параметров до значений технологических параметров, указанных в п.1.</p> <p>с. Осуществлять промывку при спуске ЭК не менее 1,5-2 циклов при расходе 21-25 л/с. Ориентиром качественной промывки ствола является давление 2,0-2,5 МПа.</p> <p>5. Окончательную промывку перед цементированием производить следующим образом:</p> <p>а. Буровому подрядчику подготовить кустовую площадку для расстановки тампонажной техники, согласно утвержденной схемы цементажа для реализации решений настоящей план-программы.</p> <p>б. Доспустить эксплуатационную колонну до планового забоя и произвести промывку буровыми насосами в течение 1,5-2 циклов при подаче 21-32 л/с с контролем давления во избежание гидроразрыва пласта.</p> <p>с. К моменту окончания финальной промывки скважины обвязать тампонажный флот, согласно схемам расстановки тампонажной техники.</p> <p>д. Далее произвести монтаж цементировочной головки и продавочной пробки. Произвести проверку герметичности нагнетательной линии цементирования (опрессовать не менее чем на 25 МПа в течение 5 мин)</p>	<p>д. Промежуточные промывки при спуске эксплуатационной колонны производить выше Алымской свиты (на 50 м по стволу) в течение времени, обеспечивающего вымыв 1,5-2 затрубных объема при расходе 21-25 л/с. Ориентиром качественной промывки ствола является давление 2,0-2,5 МПа.</p> <p>е. Выполнить разбавление бурового раствора в процессе циркуляции – осуществить промывку с доведением реологических параметров до значений технологических параметров, указанных в п.1.</p> <p>5. Окончательную промывку перед цементированием производить следующим образом:</p> <p>е. Буровому подрядчику подготовить кустовую площадку для расстановки тампонажной техники, согласно утвержденной схемы цементажа для реализации решений настоящей план-программы.</p> <p>ф. Доспустить эксплуатационную колонну до планового забоя и произвести промывку буровыми насосами в течение 1,5-2 циклов при подаче 21-32 л/с с контролем давления во избежание гидроразрыва пласта.</p> <p>г. К моменту окончания финальной промывки скважины обвязать тампонажный флот, согласно схемам расстановки тампонажной техники.</p> <p>h. Далее произвести монтаж цементировочной головки и продавочной пробки. Произвести проверку герметичности нагнетательной линии цементирования (опрессовать не менее чем на 25 МПа в течение 5 мин)</p>

Продолжение таблицы 3.10

1	2
<p>і. Буровому подрядчику обеспечить температуру жидкости затворения тампонажных материалов по формуле:</p> $t_{\text{жид.затвор.}}^{\circ} = \left(\frac{(80 + t_{\text{воздуха}}^{\circ})}{2,5} \right) + 6.$ <p>ј. Начать приготовление и закачку буферных жидкостей и цементных растворов, согласно последовательности и принципа приготовления из Приложений 2 и 3.</p> <p>Далее начать затворение и закачку цементных растворов, согласно программе цементирования, производить откачку тампонажных составов в скважину после набора в УСО требуемого объема.</p>	<p>к. Буровому подрядчику обеспечить температуру жидкости затворения тампонажных материалов по формуле:</p> $t_{\text{жид.затвор.}}^{\circ} = \left(\frac{(80 + t_{\text{воздуха}}^{\circ})}{2,5} \right) + 6.$ <p>l. Начать приготовление и закачку буферных жидкостей и цементных растворов, согласно последовательности и принципа приготовления из Приложений 2 и 3.</p> <p>м. Далее начать затворение и закачку цементных растворов, согласно программе цементирования, производить откачку тампонажных составов в скважину после набора в УСО требуемого объема.</p>

Этап цементирования скважины

В Таблице 3.11 представлены технологические решения для повышения качества цементирования эксплуатационной колонны в интервале размещения цемента нормальной плотности.

Таблица 3.11 – Технологические решения по корректировке параметров тампонажного раствора, буферных жидкостей и режимов их закачки

Для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю	Для наклонно-направленных скважин на пласты группы А
1	2
<p>1. Использовать тампонажные раствора нормальной плотности со следующими характеристиками: водоотдача 70-80 см³/30мин, растекаемость 220-230 мм, плотность не менее 1980-2020 кг/м³, время загустевания тампонажных растворов не должно превышать более, чем на 35 % расчетное время крепления.</p>	<p>1. Использовать тампонажные раствора нормальной плотности со следующими характеристиками: водоотдача 70-80 см³/30мин, растекаемость 200-230 мм, плотность не менее 1700-2020 кг/м³, время загустевания тампонажных растворов не должно превышать более, чем на 35 % расчетное время крепления.</p>

Продолжение таблицы 3.11

1	2
<p>2. Обеспечить высоту подъема цемента нормальной плотности не менее 300 м (по стволу) над кровлей продуктивного пласта. Провести расчет создаваемых в процессе цементирования давлений для исключения возможности гидроразрыва пласта.</p> <p>3. Использовать в качестве буферных жидкостей: отмывающий/химический, реологический, абразивный и адгезионный буфера.</p> <p>4. Приступать к закачке буферных и тампонажных составов сразу после завершения окончательной промывки ствола. Продавку первых 80% объема жидкости осуществлять на максимальной подаче насосов (21-24 л/с), далее осуществлять ступенчатое снижение подачи (18-15-12-9-4 л/с). Возможно изменение скоростей продавки в зависимости от фактических давлений в процессе цементирования колонны.</p> <p>5. С целью обеспечения оптимального соотношения центрирования колонны и качества крепления в интервале ЦРНП обеспечить:</p> <p>- На первых 5 опытных скважинах эксцентриситет не более 0,12, центрирование обсадной колонны свыше 88%, (решение о количестве установки центраторов принять после рассмотрения результатов расчета центрации) в интервале цементного раствора нормальной плотности;</p>	<p>2. Обеспечить высоту подъема цемента нормальной плотности не менее 300 м (по стволу) над кровлей продуктивного пласта. Провести расчет создаваемых в процессе цементирования давлений для исключения возможности гидроразрыва пласта.</p> <p>3. Использовать в качестве буферных жидкостей: отмывающего буфера, абразивного буфера и вязкого/адгезионного буфера.</p> <p>4. Приступать к закачке буферных и тампонажных составов сразу после завершения окончательной промывки ствола. Продавку первых 80% объема жидкости осуществлять на максимальной подаче насосов (21-24 л/с), далее осуществлять ступенчатое снижение подачи (18-15-12-9-4 л/с). Возможно изменение скоростей продавки в зависимости от фактических давлений в процессе цементирования колонны.</p> <p>5. С целью обеспечения оптимального соотношения центрирования колонны и качества крепления в интервале МСЦ и ЦРНП обеспечить:</p> <p>На первых 5 опытных скважинах предусмотреть расстановку центраторов:</p> <p>- по 1 жесткому центратору на 3 трубах в зоне установки МСЦ и по 1 жесткому центратору на 3 трубах над МСЦ.</p> <p>На следующих 5 опытных скважинах предусмотреть расстановку центраторов:</p> <p>- по 1 жесткому центратору на 3 трубах под пакерующим устройством МСЦ и по 1 пружинному центратору на 3 трубах над МСЦ.</p> <p>Для интервалов выше ЦРНП обеспечить эксцентриситет не более 0,33 (центрирование свыше 67 %);</p>

Продолжение таблицы 3.11

1	2
<p>- На следующих 5 опытных скважинах обеспечить расстановку центраторов через 1 секцию трубы (ориентировано 15 центраторов на 300 м). Решение о количестве установки центраторов принять после рассмотрения результатов расчета центрации.</p> <p>6. Начиная с момента начала окончательной промывки обеспечить контроль промысловых работ со стороны ВИНК и ее инжинирингового центра.</p> <p>7. В части контроля качества крепления скважин:</p> <p>а) Представителю супервайзерской службы ВИНК осуществлять визуальный контроль срока (начала и окончания) схватывания пробы цементного раствора с последующим составлением акта.</p> <p>б) КНИПИ с Представителем Заказчика осуществлять отбор проб сухих тампонажных смесей с последующим предоставлением в лабораторию Филиала</p>	<p>- перед активацией МСЦ натяжение колонны, исключая сжатие обсадной колонны в интервале размещения ЦРНП (расположить муфту верхней трубы на высоте 1,0-1,5 м над ротором);</p> <p>В интервале размещения ЦРНП обеспечить эксцентриситет не более 0,2, центрирование обсадной колонны свыше 80% (решение о количестве установки центраторов принять после рассмотрения результатов расчета центрации);</p> <p>В вышерасположенном интервале размещения ЦРНП обеспечить расстановку на каждой обсадной трубе по 1 центратору (применять поочередную комбинированную установку низкофрикционных полимерных и цельнометаллических полужестких центраторов);</p> <p>В интервале продуктивного пласта (фильтровой части) размещение центраторов – в соответствии с проектными решениями.</p> <p>6. Начиная с момента начала окончательной промывки обеспечить контроль промысловых работ со стороны ВИНК.</p> <p>В части контроля качества крепления скважин:</p> <p>а) Представителю супервайзерской службы ВИНК осуществлять визуальный контроль срока (начала и окончания) схватывания пробы цементного раствора с последующим составлением акта.</p> <p>б) Инжиниринговый центр с Представителем Заказчика осуществлять отбор проб сухих тампонажных смесей с последующим предоставлением в лабораторию ИЦ.</p>

Дополнительно к математическому моделированию проведены лабораторные эксперименты оценки эффективности химических реагентов буферных жидкостей согласно разработанной методике. В результате лабораторных экспериментов установлено, что латекс, модифицированный лингосульфатом и полианионная целлюлоза (Рисунок 3.15).

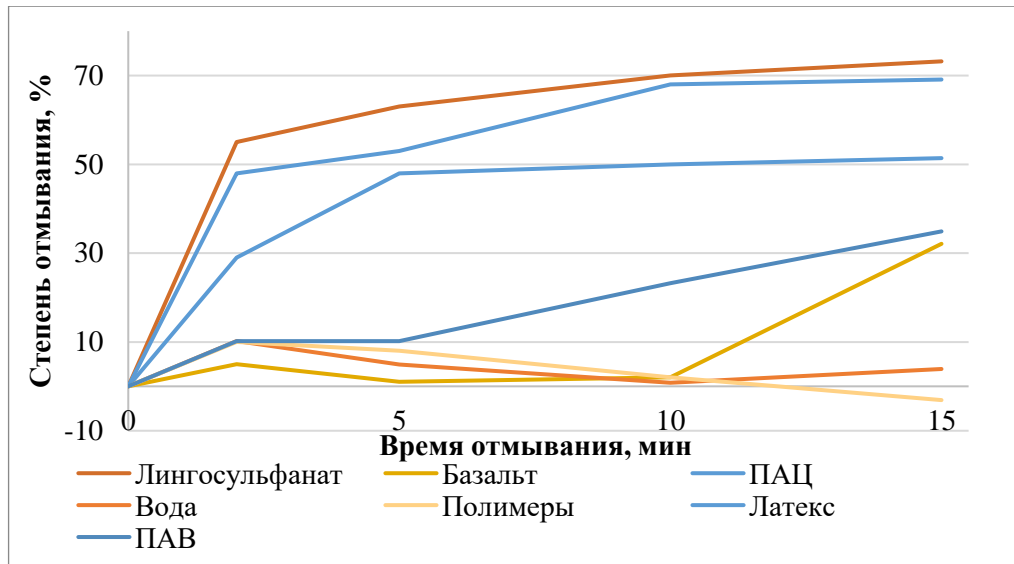


Рисунок 3.15 – Результаты сравнения отмывающей способности химических веществ буферных жидкостей на вискозиметре OFITE

3.3 Экспертная оценка практической реализации сформированных технико-технологических решений

На основании разработанных сформированы план-программы опытно-промышленных исследований на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Создание план-программ производилось с привлечением широкого круга экспертов: заместитель генерального директора по бурению ВИНК представители технологического управления по бурению ВИНК, представители ИЦ, главный технолог ООО «Буровая компания «Евразия», главный технолог Филиала ООО «АРГОС»-Бурение, директор Филиала ООО «АРГОС»-СУМР. В результате сформирован порядок внедрения технологических решений, определены зоны ответственности каждого предприятия, функция контроля за апробацией возложена на ИЦ.

Дополнительно получены экспертные оценки от 10 экспертов по эффективности воздействия групп параметров на качество цементирования скважин с учетом ограничивающих факторов: необходимость наличия дополнительного оборудования или химические реагенты, необходимость привлечения персонала с уровнем компетенций, достаточным для реализации разработанных технологических решений; вероятность возникновения аварий и осложнений по причине реализации разработанных технологических решений; увеличение времени строительства скважины из-за реализации разработанных технологических решений. Эксперты распределяли оценки в диапазоне 1-4, где значение 1 означает наличие существенных сложностей при реализации технологических решений, 4 – отсутствие сложностей при реализации технологических решений. В результате получено ранжирование по сложности реализации каждого этапа путем модификации матрицы принятия решений (Таблица 3.12). Наибольшие сложности при реализации технологических решений по мнению экспертов могут возникнуть на этапе промывки перед спуском эксплуатационной колонны из-за необходимости снижения реологических параметров бурового раствора для повышения эффективности вымыва шлама. Реализация остальных этапов по мнению экспертов не должна вызывать сложности на практике.

Таблица 3.12 – Результат экспертных оценок

№ п/п	Фактор	Вес параметра	Этап бурения скважины	Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны	Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием	Этап цементирования скважины
1	Дополнительное оборудование/химические реагенты	0.25	2	2	3	4
2	Дополнительные компетенции персонала	0.15	3	4	3	4
3	Аварии/осложнения	0.3	3	4	2	4
4	Увеличение времени строительства скважины	0.3	4	4	4	4
Интегральная оценка			3.05	3.5	3.0	4.0

Выводы по главе 3

1. В качестве объектов исследований выбраны наклонно-направленные скважины, построенные на пласты группы Ю и А, поскольку качество крепления данных скважин имеет наименьшие показатели по результатам АКЦ и СГДТ.

2. Сбор данных по объектам исследований организованно в автоматическом режиме с помощью информационной системы ИЦ. Источниками информации для базы данных являются в общей сложности используются 14 источников от супервайзерской службы ВИНК. Созданная база данных содержит более 10 тыс. скважин и более 100 параметров.

3. Согласно предложенной методике в главе 2 собранная информация обработана с помощью дисперсионного анализа, контрольных карт и языка программирования SQL, в результате чего из массива данных удалены скважины с пропущенными и аномальными значениями.

4. Математического моделирование произведено с помощью алгоритмов лес решений и теорема Байеса. В результате чего определено ранжирование по значимости исследуемых параметров, определены многоуровневые зависимости и наилучшие диапазоны значений факторов относительно качества цементирования. Ранжирование по значимости проанализировано группой экспертов – результаты определения значимости параметров с помощью алгоритма лес решений подтверждены экспертно.

5. Прогнозная точность математических моделей на основе алгоритма лес решений составляет более 92 %, на основе теоремы Байеса – более 86 %.

6. Разработаны технологические решения для повышения качества цементирования скважин на месторождениях Западной Сибири. По оценке независимых экспертов внедрение технологических решений не усложнит процесс строительства скважин и не потребует увеличение капиталозатрат.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Апробация разработанных технологических решений по повышению качества цементирования скважин произведена при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин месторождений ВИНК (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Общая информация по опытным скважинам

Тип скважины	Конструкция скважины	Месторождение	Группа пластов	Кол-во опытных скважин, ед.
Наклонно-направленная	Направление – 324 мм Кондуктор – 245 мм Эксплуатационная колонна – 146 мм	6 месторождений Западной Сибири	Ю	30
	Направление – 324 мм Кондуктор – 245 мм Эксплуатационная колонна – 178 мм	3 месторождения Западной Сибири	А	34

Основная цель опытно-промышленного внедрения состояла в апробации комплексных технологических решений, разработанных с помощью алгоритмов машинного обучения для повышения качества цементирования скважин в интервале цемента нормальной плотности. В соответствии с методикой, представленной в главе 2, внедрение разработанных технологических решений осуществлено при строительстве наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю и ННС на пласты группы А, поскольку качество крепления данных скважин имеет наихудшие показатели по анализам результатов проведения АКЦ и СГДТ. Опытные

месторождения относятся к Вартовскому и Сургутскому стратиграфическим сводам.

Для реализации разработанных технологических решений разработаны план-программы внедрения на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Формирование план-программ и последующие промысловые испытания произведены на основании принятых Мероприятий по повышению качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях ВИНК (Приложение А).

В результате реализации принятых мероприятий подготовлены три план-программы для внедрения технологических решений на скважинах в период 2022-2023 гг. (Приложения Б-Г). Каждая программа состоит из 8 разделов, регламентирующих процесс опытно-промышленных работ: в разделе 1 представлены общие сведения, в разделе 2 – цели и задачи испытаний, в разделе 3 – объекты внедрения и список опытных скважин, в главе 4 – методика оценки результатов внедрения, в разделе 5 – последовательность внедрения разработанных технологических решений, начиная с этапа бурения и заканчивая цементированием скважины, в разделе 6 – техника безопасности, в разделе 7 – требования к охране окружающей среды, в разделе 8 – формат сбора итогов внедрения.

Опытные технико-технологические решения, приведенные в разделе 5 план-программы, представлены в главе 3. Апробация технологических решений запланирована на 11 ННС на пласты группы Ю и 18 ННС на пласты группы А, в 2023 году – 19 ННС на пласты группы Ю и 16 ННС на пласты группы А. Авторское сопровождение внедрения разработанных решений поручено специалистам ИЦ. Сбор результатов внедрения производился с помощью специально разработанной формы, актов о проведении цементирования, актов проб тампонажных растворов, технических актов о проведении работ по цементированию.

4.1 Оценка качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин в результате применения разработанных технико-технологических решений

Оценка результатов опытно-исследовательских работ производилась путем сравнения значений АКЦ (величина сплошного контакта «цементный камень-эксплуатационная колонна») и СГДТ (величина однородности вещества за обсадной колонной в интервале цемента нормальной плотности) опытных скважин и скважин, пробуренных на те же пласты по базовой технологии, то есть, без использования разработанных технологических решений.

При реализации разработанных технологических решений на опытных скважинах не отмечено осложнений и аварий, не зафиксировано недостижений требуемых значений исследуемых факторов, за исключением отсутствия калибраторов на трех скважинах и неспособности части цементировочных агрегатов поддерживать требуемые значения подачи тампонажного раствора на двух скважинах. Результаты цементирования представлены на Рисунке 4.1.

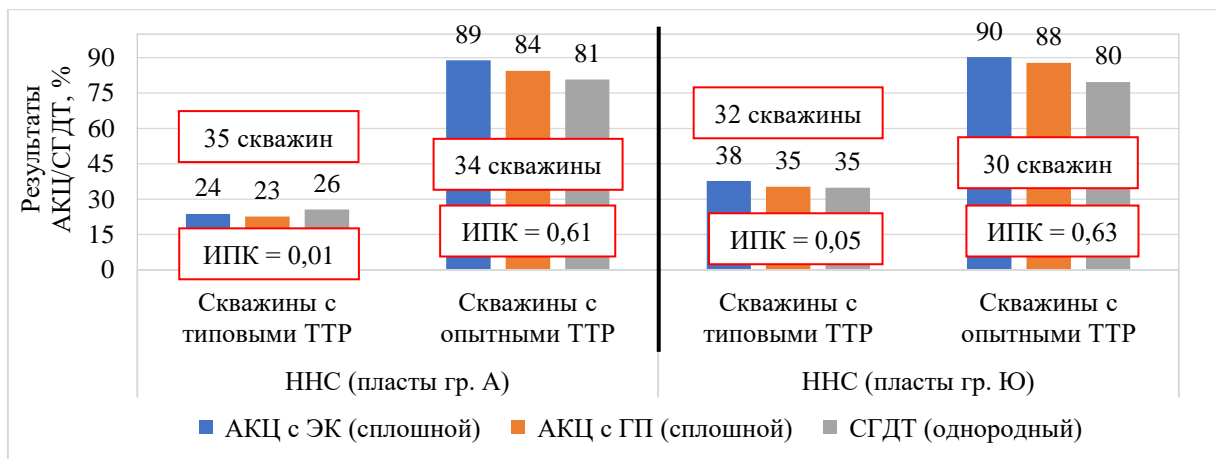


Рисунок 4.1 – Результаты цементирования наклонно-направленных скважин

Результаты опытно-промышленных работ, представленные на Рисунке 4.1, свидетельствуют о повышении качества цементирования наклонно-

направленных скважин при использовании разработанных технико-технологических решений. Для скважин на пласты группы А величина сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» по данным АКЦ увеличилась с 24 до 89 %, однородность вещества в интервале цемента нормальной плотности по данным СГДТ — с 26 до 81 %, а интегральный показатель качества цементирования увеличился с 0,01 до 0,61. Для скважин на пласты группы Ю величина сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» увеличилась с 38 до 90 %, однородность вещества в интервале цемента нормальной плотности — с 35 до 80 %, а значение ИПК увеличилось с 0,05 до 0,63 по сравнению со скважинами, построенными с использованием типовых ТТР.

4.2 Анализ влияния разработанных технико-технологических решений на качество первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин

Для оценки эффективности разработанных технологических решений проведен сравнительный анализ типовых и опытных значений исследуемых факторов путем определения коэффициентов корреляции, построения трендов влияния и гистограмм средних значений исследуемых факторов опытных и базовых скважин. Применение алгоритмов машинного обучения для верификации эффективности технологических решений невозможно по причине малого количества данных для анализа – 64 опытных и 64 базовых скважин.

В качестве примера далее приведен анализ влияния эксцентриситета эксплуатационной колонны на качество цементирования скважин. С целью качественной градации коэффициентов корреляции исследуемых параметров применяется шкала Чеддока (Таблица 4.2). В случае определения значения коэффициента Пирсона у исследуемого параметра ниже 0,3, то эффективность разработанного технологического решения не подтверждается и он исключается из дальнейшего тиражирования в проектной документации.

Таблица 4.2 – Градация значимости влияющих факторов по Чеддоку

Абсолютное значение коэффициента корреляции	Сила корреляционной связи
Менее 0,3	Слабая
0,3-0,5	Умеренная
0,5-0,7	Заметная
0,7-0,9	Высокая
Более 0,9	Весьма высокая

Коэффициенты Пирсона для эксцентриситета относительно результатов АКЦ и СГДТ составляют -0,358 (умеренная) и -0,606 (заметная), соответственно, что подтверждает результаты, полученные с помощью машинного обучения – технологические решения, направленные на уменьшение эксцентриситета, включены в проектную документацию.

Для визуализации зависимости результатов АКЦ и СГДТ от величины эксцентриситета построены точечные графики и проведен линии тренда согласно методу наименьших квадратов (Рисунок 4.2). Согласно представленной на графике информации установлено, что уменьшение эксцентриситета эксплуатационной колонны способствует увеличению как сплошности контакта цемент-обсадная колонна, так и однородности вещества в заколонном пространстве.

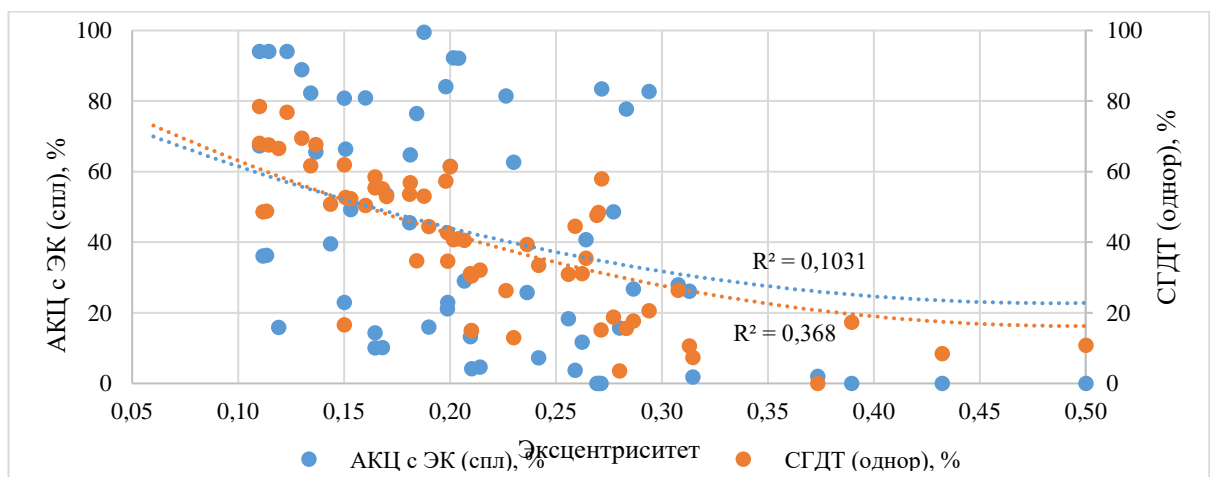


Рисунок 4.2 – Влияние эксцентриситета эксплуатационной колонны на качество цементирования при строительстве наклонно-направленных скважин

Целевым значением качества цементирования в рамках данной диссертационной работы принято значение свыше 60 % сплошного контакта цемент-обсадная колонна и свыше 60 % однородности тампонажного раствора нормальной плотности в заколонном пространстве. На этом основании определено, что наибольшие показатели качества цементирования зафиксированы при значениях эксцентриситета ниже 0,2. Это свидетельствует о эффективности разработанных технологических решений, направленных на повышение качества цементирования за счет уменьшения эксцентриситета эксплуатационных колонн в интервале цемента нормальной плотности.

Количественная оценка результатов внедрения произведена с помощью гистограмм распределения средних значений исследуемых факторов относительно результатов цементирования (Рисунок 4.3). На графике видно, что значение эксцентриситета опытных скважин ниже, чем на базовых: на 38,6 % в горизонтальных скважинах и на 13,9 % в наклонно-направленных скважинах. Это подтверждает целесообразность включения дальнейшего использования технологических решений, направленных на повышение центрирования эксплуатационных колонн и, как следствие, на улучшение качества цементирования скважин.

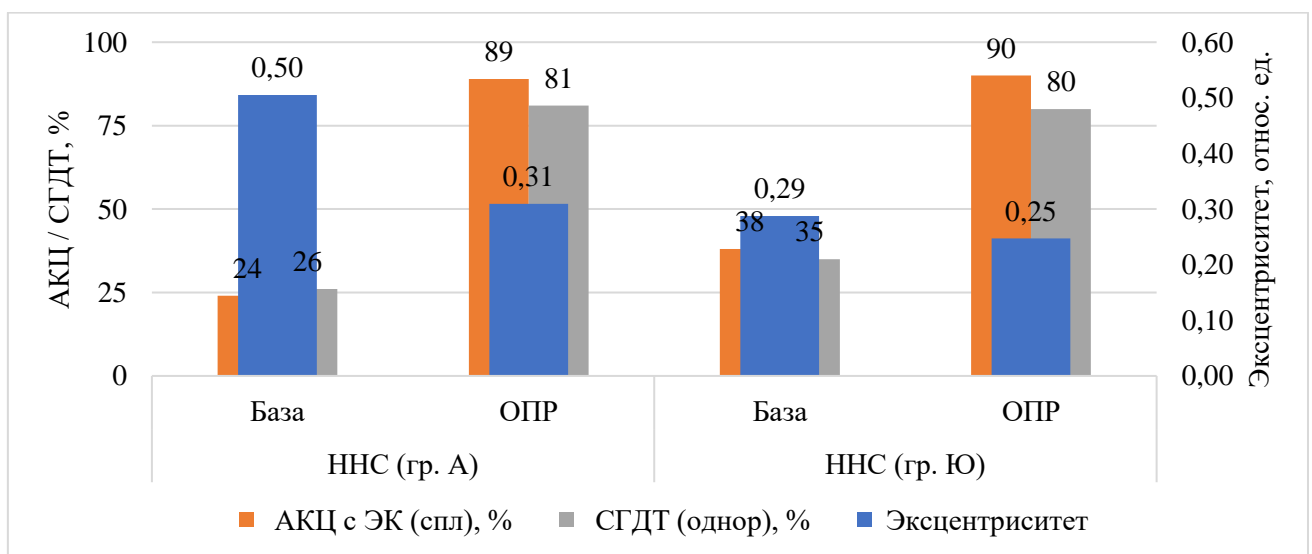


Рисунок 4.3 – Распределение средних значений эксцентриситета обсадной колонны относительно применяемых технологий строительства

Эффективность применения каждого исследуемого параметра проанализирована вышеизложенным способом – сводные результаты представлены в Таблицах 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – Оценка эффективности внедрения технологических решений при строительстве ННС на пласты группы Ю

Фактор	Коэффициент корреляции		Тренд влияния для увеличения качества цементирования	Лучшие значения	Подтверждение эффективности решения
	АКЦ	СГДТ			
1	2	3	4	5	6
Этап бурения скважины					
Наличие калибрующих элементов в составе КНБК	0,11	0,08	-	-	Не подтверждено
Частота вращения долота при бурении, об/мин	0,24	0,21	-	-	Не подтверждено
Расход промывочной жидкости при бурении, л/с	0,08	0,12	-	-	Не подтверждено
Нагрузка на долото, т	0,15	0,23	-	-	Не подтверждено
Условная вязкость, с	0,31	0,31	Увеличение	30-32	Подтверждено
Пластическая вязкость, дПа	0,35	0,31	Увеличение	16-18	Подтверждено
СНС _{10сек} , дПа,	0,43	0,38	Увеличение	20-22	Подтверждено
СНС _{10мин} , дПа,	0,44	0,45	Увеличение	50-53	Подтверждено
ДНС, дПа	0,45	0,34	Увеличение	70-73	Подтверждено
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	-0,34	-0,45	Уменьшение	4-4,6	Подтверждено
Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны					
Условная вязкость, с	0,21	0,25	-	-	Не подтверждено
Пластическая вязкость, мПа·с	0,37	0,39	Увеличение	17-19	Подтверждено
СНС _{10мин} , дПа,	-0,31	-0,33	Уменьшение	35-40	Не подтверждено
ДНС, дПа	0,38	0,42	Увеличение	65-69	Подтверждено

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	0,31	0,48	Уменьшение	3,5-4	Подтверждено
Обратная проработка сразу после бурения (да/нет)	0,32	0,41	-	Да	Подтверждено
Частота вращения бурильной колонны при проработке, об/мин	0,22	0,34	-	-	Не подтверждено
Расход промывочной жидкости, л/с	0,31	0,35	Увеличение	30-35	Подтверждено
Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием					
Условная вязкость, с	0,43	0,36	Увеличение	30-35	Подтверждено
Пластическая вязкость, МПа·с	0,19	0,28	-	-	Не подтверждено
СНС _{10сек} , дПа,	0,46	0,41	Увеличение	18-20	Подтверждено
СНС _{10мин} , дПа,	0,44	0,48	Увеличение	45-50	Подтверждено
ДНС, дПа	0,39	0,32	Увеличение	65-70	Подтверждено
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	0,12	0,18	-	-	Не подтверждено
Промежуточные промывки при спуске ЭК (да/нет)	0,30	0,38	-	Да	Подтверждено
Объем вымыва затрубного пространства	0,43	0,40	Увеличение	3 объема	Подтверждено
Расход БР при промежуточной промывке, л/с	0,38	0,30	Увеличение	18-20	Подтверждено
Давление в конце промежуточной промывки, МПа	0,31	0,38	Увеличение	20-30	Подтверждено
Количество циклов окончательной промывки	0,30	0,39	Увеличение	1,5-2	Подтверждено
Расход БР при окончательной промывке, л/с	0,53	0,43	Увеличение	20-25	Подтверждено

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
Этап цементирования скважины					
Водоотдача, см ³ /30мин	0,35	0,31	Увеличение	75-85	Подтверждено
Растекаемость, мм	0,54	0,42	Увеличение	200-230	Подтверждено
Плотность, кг/м ³	0,53	0,32	Увеличение	1970-2000	Подтверждено
Время загустевания тампонажных растворов, %	-0,48	-0,55	Уменьшение	90-95	Подтверждено
Высота подъема цементного раствора нормальной плотности, м	0,31	0,30	Увеличение	290-350	Подтверждено
Количество буферных жидкостей	0,44	0,44	Увеличение	4	Подтверждено
Типы буферных жидкостей	0,47	0,38	-	КБЖ	Подтверждено
Подача насосов цементировочных агрегатов, л/с	0,53	0,42	Увеличение	20-25	Подтверждено
Эксцентриситет	-0,54	-0,53	Уменьшение	0,2-0,25	Подтверждено
Технология расположения центраторов	0,43	0,46	-	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	Подтверждено

Таблица 4.4 – Оценка эффективности внедрения технологических решений при строительстве ННС на пласты группы А

Фактор	Коэффициент корреляции		Тренд влияния для увеличения качества цементирования	Лучшие значения	Подтверждение эффективности решения
	АКЦ	СГДТ			
1	2	3	4	5	6
Этап бурения скважины					
Наличие калибрующих элементов в составе КНБК	0,11	0,08	-	-	Не подтверждено
Частота вращения долота при бурении, об/мин	-0,11	-0,08	-	-	Не подтверждено
Расход промывочной жидкости при бурении, л/с	0,08	0,12	-	-	Не подтверждено
Нагрузка на долото, т	0,15	0,23	-	-	Не подтверждено
Условная вязкость, с	0,08	0,04	-	-	Не подтверждено
Пластическая вязкость, дПа	0,36	0,46	Увеличение	20-22	Подтверждено
СНС _{10сек} , дПа,	-0,13	-0,19	-	-	Не подтверждено
СНС _{10мин} , дПа,	-0,22	-0,17	-	-	Не подтверждено
ДНС, дПа	-0,09	-0,17	-	-	Не подтверждено
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	0,36	0,3	Уменьшение	3-3,5	Подтверждено
Этап подготовки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны					
Условная вязкость, с	0,31	0,30	Увеличение	36-40	Подтверждено
Пластическая вязкость, мПа·с	-0,32	-0,34	Уменьшение	12-16	Подтверждено
СНС _{10мин} , дПа	0,30	0,31	Увеличение	40-50	Подтверждено
ДНС, дПа	0,31	0,29	Увеличение	40-50	Подтверждено
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	-0,3	-0,31	Уменьшение	3,0-3,5	Подтверждено

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6
Обратная проработка сразу после бурения (да/нет)	0,35	0,32	-	Да	Подтверждено
Частота вращения бурильной колонны при проработке, об/мин	0,36	0,38	Увеличение	50-60	Подтверждено
Расход промывочной жидкости, л/с	0,32	0,35	Увеличение	32-36	Подтверждено
Этап промывки перед спуском эксплуатационной колонны и цементированием скважины					
Условная вязкость, с	0,35	0,33	Увеличение	32-36	Подтверждено
Пластическая вязкость, мПа·с	-0,31	-0,31	Уменьшение	10-14	Подтверждено
СНС _{10сек} , дПа	0,36	0,32	Увеличение	12-14	Подтверждено
СНС _{10мин} , дПа	0,32	0,31	Увеличение	30-35	Подтверждено
ДНС, дПа	0,45	0,38	Увеличение	70-80	Подтверждено
Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	-0,38	-0,44	Уменьшение	3,0-3,5	Подтверждено
Промежуточные промывки при спуске ЭК (да/нет)	-	-	-	Да	Подтверждено
Объем вымыва затрубного пространства	0,42	0,37	Увеличение	1,5-2,0	Подтверждено
Расход БР при промежуточной промывке, л/с	0,34	0,30	Увеличение	24-28	Подтверждено
Давление в конце промежуточной промывки, МПа	0,36	0,37	Увеличение	26-30	Подтверждено
Количество циклов окончательной промывки	0,41	0,36	Увеличение	1,5-2,0	Подтверждено
Расход БР при окончательной промывке, л/с	0,46	0,41	Увеличение	24-28	Подтверждено

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6
Этап цементирования скважины					
Водоотдача, см ³ /30мин	0,48	0,40	Увеличение	68-80	Подтверждено
Растекаемость, мм	0,48	0,42	Увеличение	230-240	Подтверждено
Плотность, кг/м ³	0,55	0,53	Увеличение	1935-2000	Подтверждено
Время загустевания тампонажных растворов, %	-0,52	-0,53	Уменьшение	30-35	Подтверждено
Высота подъема цементного раствора нормальной плотности, м	0,33	0,38	Увеличение	300-400	Подтверждено
Количество буферных жидкостей	0,44	0,47	Увеличение	3	Подтверждено
Типы буферных жидкостей	0,47	0,42	-	Отмывающий, абразивный, адгезионный	Подтверждено
Подача насосов цементировочных агрегатов, л/с	0,43	0,42	Увеличение	12-16	Подтверждено
Эксцентриситет	-0,52	-0,59	Уменьшение	0,2-0,3	Подтверждено
Технология расположения центраторов	0,49	0,41	-	1 центратор на каждой трубе в интервале ЦНП	Подтверждено

На основании представленной информации в Таблицах 4.3 и 4.4 подтверждена эффективность разработанных технологических решений за исключением тех, которые нацелены на изменение режимов бурения, в следствие чего, они исключены для тиражирования в проектные документы на строительство скважин. Наилучшие значения параметров технологических решений находятся в пределах, полученных в результате применения разработанной методики, что подтверждает эффективность используемых математических алгоритмов.

Дополнительно достигнуто снижение фактических диаметров стволов опытных скважин относительно базовых в среднем на 4 % за счет применения разработанных ТТР, влияющих на формирование ствола скважины и на очистку скважины от выбуренной породы (Рисунок 4.5).

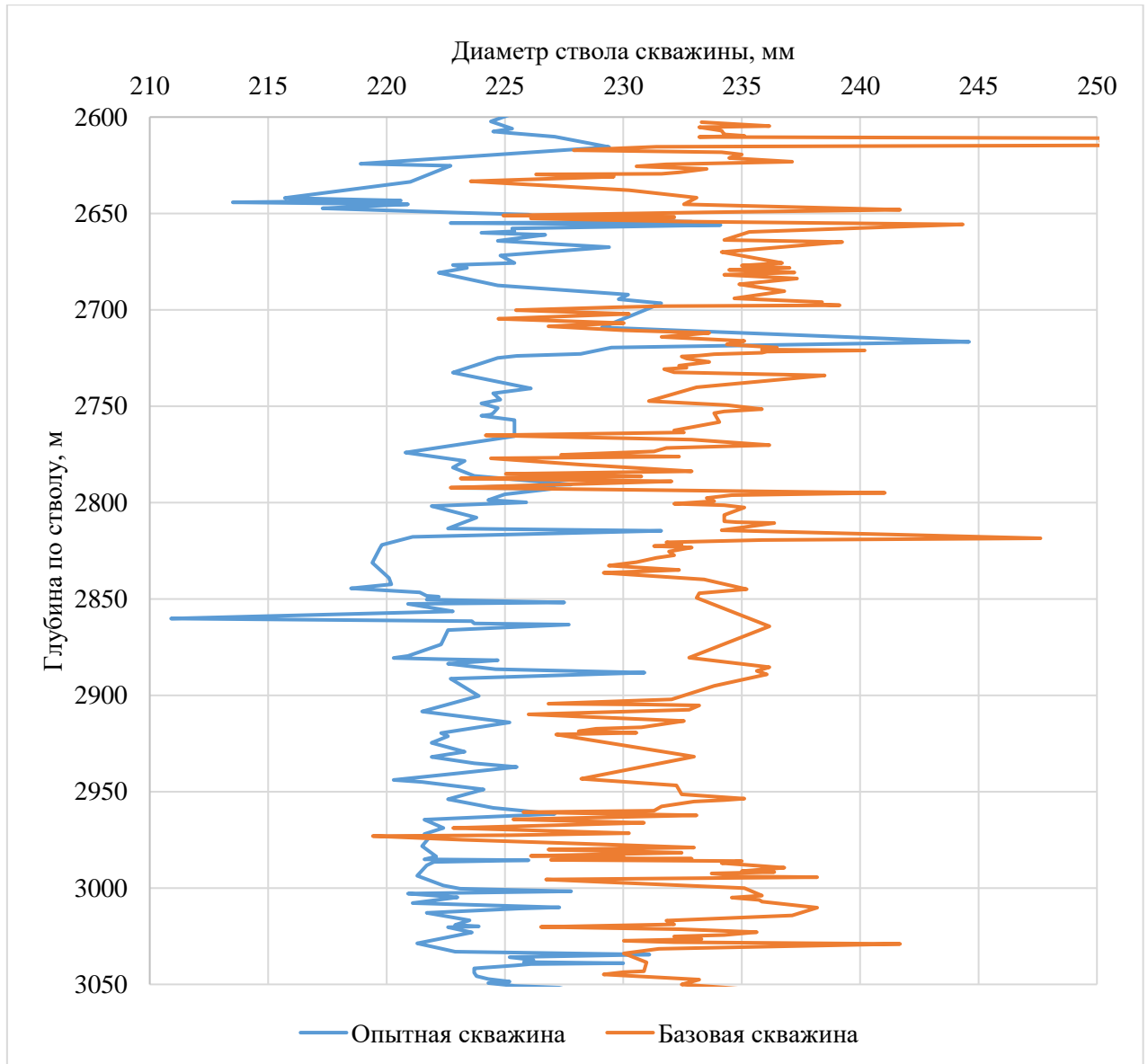


Рисунок 4.5 – Сопоставление диаметров скважин построенных по опытной и базовой технологиям

4.3 Оценка экономической эффективности повышения качества первичного цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин от внедрения разработанных технологических решений

Оценка экономического эффекта от применения разработанных технологических решений произведена на основе сравнительного анализа стоимости ремонтно-изоляционных работ, проведенных на опытные и базовые скважины непосредственного после цементирования для ликвидации заколонных перетоков. Дополнительно сопоставлен баланс календарного времени базовых и опытных скважин: общее время строительства, непроизводительное время, распределение времени на различные операции при бурении под эксплуатационную колонну.

На Рисунке 4.6 представлено сопоставление качества цементирования и количества скважин, на которых на момент сдачи в эксплуатацию зафиксированы заколонные перетоки.

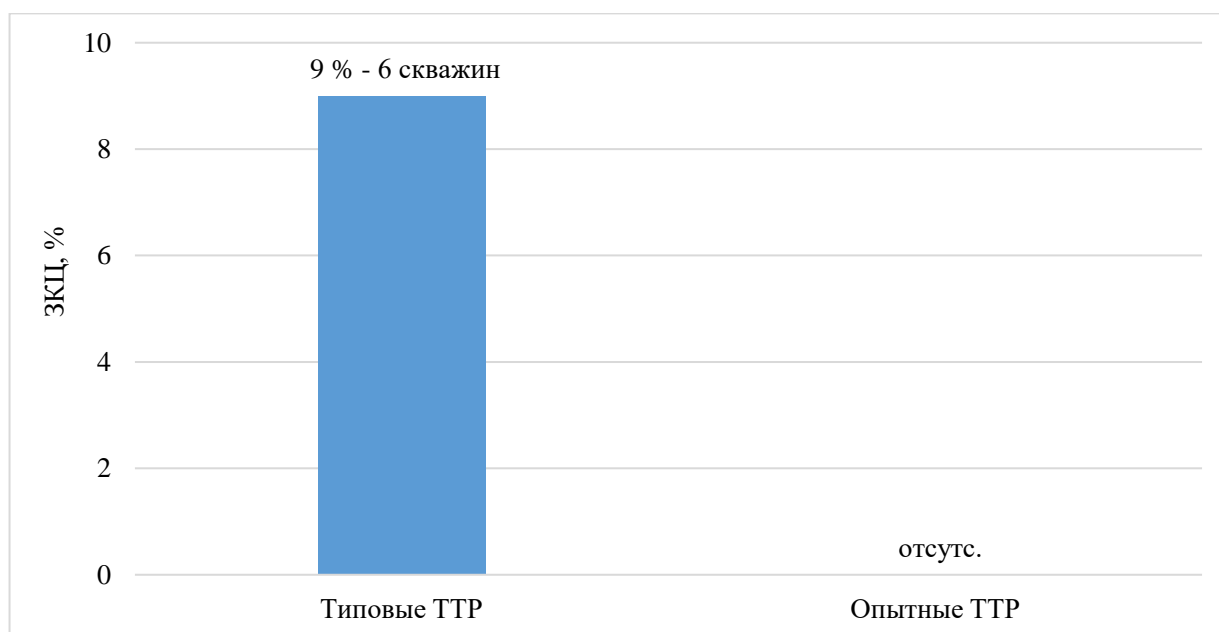


Рисунок 4.6 – Количество скважин

На опытных скважинах не зафиксировано заколонных перетоков, а на шести скважинах, построенных с применением типовых ТТР, отмечено

межколонное давление. При стоимости одной РИР в 4,3 млн руб., экономия денежных средств за счет отсутствия заколонных циркуляций на опытных скважинах составила 25,8 млн руб.

Тиражирование технологических решений на скважины с целевыми пластами А и Ю на месторождениях Среднего Приобья потенциально позволит достичь эффекта в несколько сотен млн руб. в год за счет сокращения затрат на проведение работ по восстановлению герметичности крепи скважин.

Дополнительно получен эффект за счет сокращения времени бурения и крепления секции под эксплуатационную колонну на опытных скважинах по сравнению с базовыми и за счет сокращения доли непроизводительного времени. На Рисунках 4.7 и 4.8 приведено сравнение времени строительства секций под эксплуатационную колонну и долю непроизводительного времени в наклонно-направленных скважинах и в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием.

По данным на Рисунке 4.7 в ННС на пласты группы Ю отмечено снижение времени строительства секции под ЭК на 5,2 %, а также уменьшение доли НПВ на 9 %. В денежном эквиваленте экономия денежных средств достигнута на 975 тыс. рублей на секции под эксплуатационную колонну.

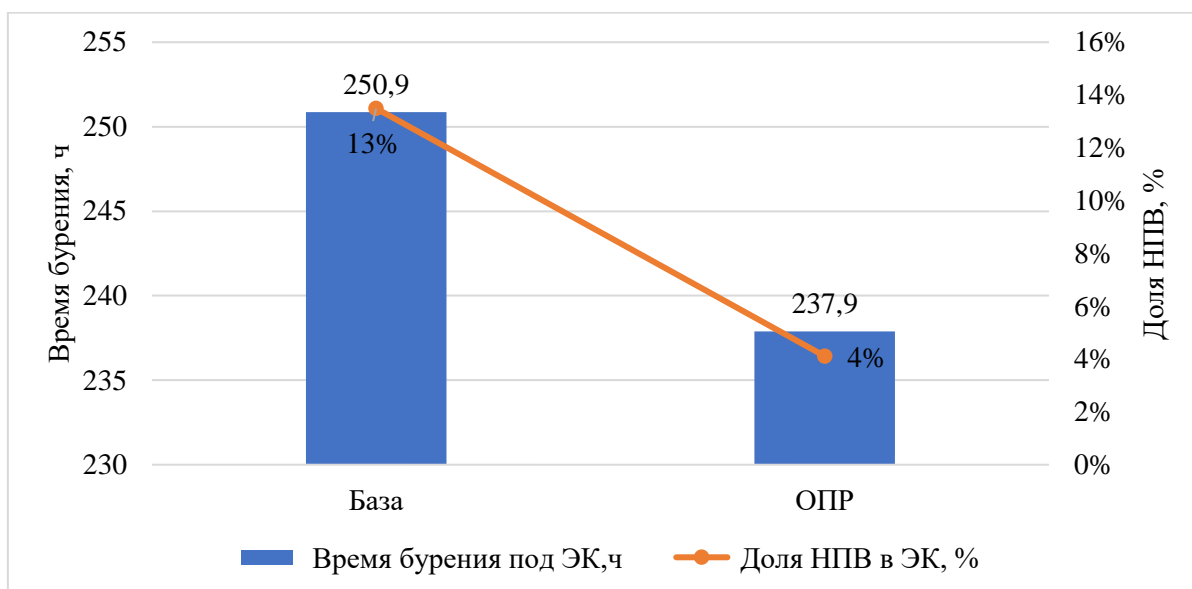


Рисунок 4.7 – Время бурения под эксплуатационную колонну и доля непроизводительного времени в наклонно-направленных скважинах на пласты группы Ю

По данным на Рисунке 4.8 в ННС на пласты группы А не отмечено снижения времени строительства секции под ЭК – разница 0,2 %. Однако, достигнуто уменьшение НПВ на 1,1 % или на 2,6 ч, что в денежном эквиваленте составляет 191 тыс. рублей.

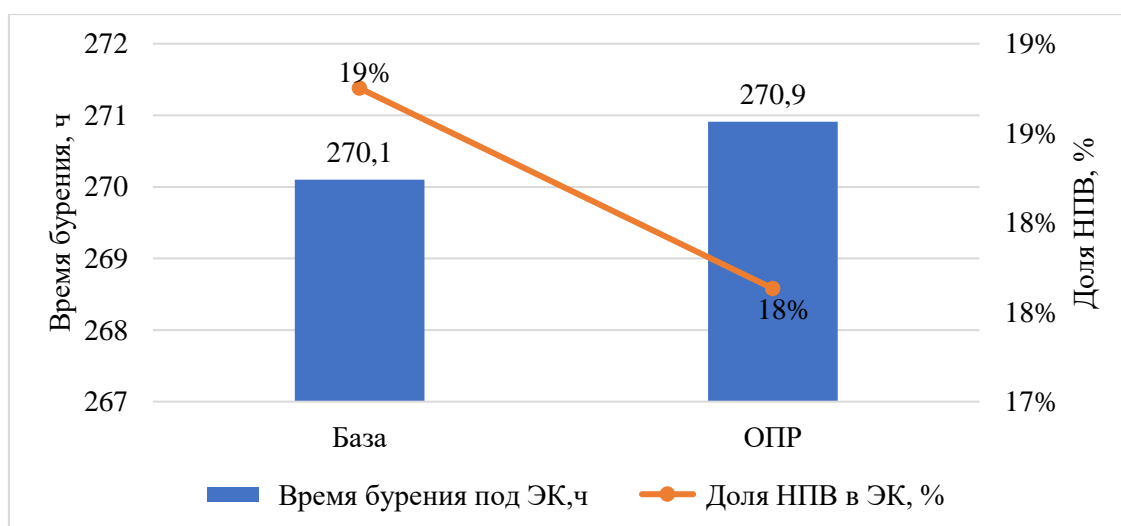


Рисунок 4.8 – Время бурения под эксплуатационную колонну и доля непроизводительного времени в наклонно-направленных скважинах на пласты группы А

Выводы по главе 4

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена эффективность технологических решений, сформированных с помощью разработанной методики применения алгоритмов машинного обучения.

2. Осложнений при внедрении разработанных технологических решений не зафиксировано.

3. Применение технологических решений позволило увеличить качество цементирования скважин:

- Для скважин на пласты группы А величина сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» по данным АКЦ увеличилась с 24 до 89 %, однородность вещества в интервале цемента нормальной плотности по данным СГДТ — с 26 до 81 %, а интегральный показатель качества цементирования (ИПК) увеличился с 0,01 до 0,61.

- Для скважин на пласты группы Ю величина сплошного контакта «цементный камень – эксплуатационная колонна» увеличилась с 38 до 90 %, однородность вещества в интервале цемента нормальной плотности — с 35 до 80 %, а значение ИПК увеличилось с 0,05 до 0,63 по сравнению со скважинами, построенными с использованием типовых ТТР.

4. Математический анализ опытных данных подтвердил результаты расчетов, полученных с помощью машинного обучения.

5. Экономический эффект от применения разработанных технологических решений достигается за счет обеспечения отсутствия заколонных перетоков, которые требуют проведение РИР. Прямой эффект достигнут в размере 25,8 млн рублей, при тиражировании разработанных ТТР потенциальный эффект в несколько сотен млн. рублей в год. Дополнительно достигнуто сокращение времени строительства ННС на пласты группы Ю на 5,2 % или на 975 тыс. рублей; в ННС на пласты группы А эффект достигается за счет сокращения НПВ на 1,1 % или на 191 тыс. рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате анализа опыта цементирования эксплуатационных колонн скважин на месторождениях Среднего Приобья выявлено, что типовые технико-технологические решения, как правило, не обеспечивают достижения удовлетворительного качества первичного цементирования.

2. Установлены приоритетные технико-технологические параметры бурения и крепления скважин, оказывающие определяющее влияние на качество первичного цементирования, и обоснованы такие их значения, при которых обеспечивается «удовлетворительное» качество цементирования эксплуатационных колонн скважин на месторождениях Среднего Приобья.

3. Разработана методика формирования комплекса технико-технологических решений по обеспечению «удовлетворительного» качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин с учетом многофакторных взаимосвязей.

4. Проведены успешные опытно-промышленные испытания разработанных технико-технологических решений на 64 скважинах месторождений Среднего Приобья. Установлено достижение «удовлетворительного» качества первичного цементирования на опытных скважинах и отсутствие заколонной циркуляции. Экономический эффект от внедрения составил 25,8 млн рублей за счет непроведения ремонтно-изоляционных работ по восстановлению герметичности крепи эксплуатационных колонн.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АКЦ	– акустическая цементометрия
ВБР	– вискозиметр бурового раствора
ВЗД	– винтовой забойный двигатель
ВИНК	– вертикально-интегрированная нефтяная компания
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГРП	– гидроразрыв пласта
ДНС	– динамическое напряжение сдвига
ЗКЦ	– заклонная циркуляция
ИЦ	– инжиниринговый центр
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
МСЦ	– муфта ступенчатого цементирования
ННС	– наклонно-направленная скважина
ПАВ	– поверхностно-активное вещество
ПВ	– пластическая вязкость
ПО	– программное обеспечение
РИР	– ремонтно-изоляционные работы
РУС	– роторно-управляемая система
СГДТ	– селективный гамма-дефектомер-толщиномер
СНС	– статическое напряжение сдвига
УВ	– условная вязкость
УСО	– установка смесительно-осреднительная
МВТ тест	– тест на адсорбцию метиленового синего
SQL	– язык структурированных запросов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов. - Москва : Недра, 1990. - 417 с. - Текст : непосредственный.
2. Нельсон, Э. Б. Цементирование скважин / Э. Б. Нельсон, Д. Гюллот. - Техас : Шлюмберже, 2006. - 799 с. - Текст : непосредственный.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов [и др.] ; под общей редакцией профессора А. И. Спивака. - Москва : Недра, 2004. - 509 с. - Текст : непосредственный.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. В 5 томах / Ф. А. Агзамов, Т. О. Акбулатов, Н. А. Аксенова [и др.]. - Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. - 342 с. - Текст : непосредственный.
5. Басарыгин, Ю. М. Заканчивание скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. - Москва : Недра, 2000. - 667 с. - Текст : непосредственный.
6. Лейк, Л. Справочник инженера-нефтяника. Инжиниринг бурения / Л. Лейк. - Москва : Институт компьютерных исследований, 2014. - 1064 с. - Текст : непосредственный.
7. Платицын, И. Е. Повышение качества цементирования скважин снижением контракции цементного раствора / И. Е. Платицын, Э. Ф. Токунова. - Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. - 2018. - № 3(15). - С. 96-105.
8. Ульянова, З. В. Повышение качества цементирования нефтегазовых скважин, пробуренных с использованием катионных полимеров / З. В. Ульянова, Ю. А. Кулышев, Н. И. Крысин. - Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. - 2021. - № 1. - С. 9-13.

9. Гасумов, Р. А. Повышение качества цементирования скважин применением дисперсно-армированных тампонажных материалов / Р. А. Гасумов, Ю. С. Минченко. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 8. - С. 53-57.

10. Булатов, А. И. Методы повышения и оценки качества тампонажных материалов и цементирования скважин : справочное руководство / А. И. Булатов. - Краснодар : Международная академия связи, 2004. - 410 с. - Текст : непосредственный.

11. Кабанец, М. С. Повышение качества цементирования скважин в интервалах продуктивных пластов / М. С. Кабанец, А. Н. Варавинов, М. А. Ютяев. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2013. - № 5. - С. 37-39.

12. Коротченко, А. Н. Анализ современного состояния проблемы повышения качества цементирования скважин / А. Н. Коротченко, А. А. Земляной. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2012. - № 10. - С. 6.

13. Повышение качества цементирования скважин путем применения расширяющихся цементов / Л. И. Рябова, Е. В. Тимофеева, А. В. Кривошей [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 1. - С. 46-49.

14. Трифонов, С. В. Опыт применения специальных тампонажных материалов производства ООО «Сервис крепления скважин» при бурении и выполнении ремонтно-изоляционных работ скважин на месторождениях Республики Татарстан / С. В. Трифонов, Е. А. Степанова, М. Р. Шайдуллин, И. С. Камалетдинов. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. - 2022. - № 10(263). - С. 58-66.

15. Pastuhov, A. M. Increasing the Frost- Resisting Properties of Cement Stone in Casing and Cementing of Wells Through the Use of Magnesia Cement Material / A. M. Pastuhov, G. M. Tolkachev, A. S. Kozlov, A. V. Anisimova. - Text

: direct // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. - Moscow : SPE. - C. 2013.

16. Kui, L. Study on Preapplied Annulus Backpressure Increasing the Sealing Ability of Cement Sheath in Shale Gas Wells / L. Kui, D. Shidong, Z. Shiming [et al.]. - Text : direct // SPE Journal. - 2021. - № 06. - C. 3544-3560.

17. De, L. Analysis of the Effect of Cement Sheath Defects on Casing Damage in Heavy Oil Thermal Recovery Wells / L. De, C. Xuyue, Z. Kun [et al.]. - Text : direct // 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - New Mexico : American Rock Mechanics Association. - 2022.

18. Elhassan, A. Sheriff Impact of Change in Mud Weight & Offset Well Injection Pressure on Cement Sheath Integrity; Case Study for UAE Offshore Field / A. Elhassan, P. Manga, Mohamed S. [et al.]. - Text : direct // ADIPEC. - Abu Dhabi : SPE. - 2023.

19. Liu, P. Study on Cement Sheath Integrity of Shale Oil Horizontal Wells in Northeast China / P. Liu, J. Li, Y. Qi [et al.]. - Text : direct // 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - New Mexico : SPE. - 2022.

20. Cheng, G. Well Cement Composition Optimization for Deep Well Applications / G. Cheng; X. Pang; Z. Qiu [et al.]. - Text : direct // 15th ISRM Congress. - Salzburg : SPE. - 2023.

21. Meza, G. Addressing Challenges for Consistent Improvement of Cement Bonds in South Oman Fields / G. Meza, S. Satti, H. Al-Sabti. - Text : direct // SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show. - Oman : SPE. - 2022.

22. Improving Long-Term Pay Zone Isolation Using New Cementing Technologies to Overcome Difficult Wellbore Conditions in Shallow-Water Wells Offshore Mexico / E. Barrera, M. Presniakov, A. Martinez Melo [et al.]. - Text : direct // Offshore Technology Conference. - Texas : SPE. - 2024.

23. Andiva Pratama, M. The Effect of Graphite and Olive Waste on the Rheological and Filtration Properties of Saudi Class G Cement / M. Andiva Pratama, A. Abdulhamid Mahmoud, S. Elkatatny. - Text : direct // 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - Atlanta : SPE. - 2023.

24. Study on the Integrity of Full-Well Cement Sheath During Hydraulic Fracturing of Shale Oil Well / Z. Y. Lu; D. Wang; J. Li [et al.]. - Text : direct // 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - Atlanta : SPE. - 2023.

25. Табатабаи Моради, С. Ш. Разработка буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважины / С. Ш. Табатабаи Моради, Н. И. Николаев. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - № 7. - С. 32-34.

26. Яворская, А. А. Исследование влияния буферных жидкостей на повышение качества цементирования скважин / А. А. Яворская, М. Ю. Мерзляков, В. В. Егорова. - Текст : непосредственный // Бурение скважин в осложненных условиях : Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции «Бурение скважин в осложненных условиях», Санкт-Петербург, 08-09 ноября 2018 года / Санкт-Петербургский горный университет. - Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2018. - С. 125-126.

27. Самсоненко, Н. В. Новые смеси и технология для повышения качества первичного цементирования скважин / Н. В. Самсоненко. - Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. - 2022. - № 3. - С. 43-48.

28. Носков, В. С. Повышение качества цементирования обсадных колонн нефтедобывающих скважин на Вынгапуровском месторождении / В. С. Носков, С. Е. Чернышов. - Текст : непосредственный // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. - 2010. - Т. 9, № 5. - С. 34-36.

29. Ашрафьян, М. О. О вытеснении глинистого раствора цементным и повышении качества цементирования скважин / М. О. Ашрафьян. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2014. - № 2. - С. 20-24.

30. Самсоненко, Н. В. Разработка эрозионной буферной и расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения для

повышения качества первичного цементирования скважин : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : дисс. ... / Н. В. Самсоненко, 2022. - 293 с. - Текст : непосредственный.

31. Разработка методики по комплексному подходу к подбору и оценке свойств буферных жидкостей на стадии лабораторных испытаний с целью повышения качества подготовки ствола скважины перед цементированием / К. Э. Столбов, И. А. Кудимов, А. А. Предеин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2023. - № 10(658). - С. 20-28.

32. Алешкин, С. В. Комплексный подход для повышения качества цементирования на месторождениях Удмуртской Республики / С. В. Алешкин, А. В. Белослудцев. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. - 2021. - № 11(252). - С. 26-30.

33. Abad, J. New Cementing Spacer Technology Cures Total Lost Circulation in an Offshore Exploratory Well / J. Abad, A. Ekwue, F. Bermudez. - Text : direct // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. - SPE. - 2020.

34. Повышение качества крепи скважины путем цементирования обсадной колонны с вращением / Р. И. Шафигуллин, А. И. Куринов, Ф. Ф. Ахмадишин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 7. - С. 24-26.

35. Самсоненко, А. В. Инновационные технологии для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах / А. В. Самсоненко, Н. В. Самсоненко, С. Л. Симонянц. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2016. - № 7. - С. 42-47.

36. Повышение качества крепи скважины путем цементирования обсадной колонны с вращением / Ф. Ф. Ахмадишин, А. Р. Исхаков, А. В. Киршин [и др.]. - Текст : непосредственный // Актуальные проблемы и инновации в области строительства и ремонта скважин : Сборник тезисов докладов научно-практической конференции, посвященной юбилею Изиля

Галимзяновича Юсупова, Бугульма, 17 мая 2022 года. - Бугульма: Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В. Д. Шашина, 2022. - С. 7-9.

37. Самсоненко, Н. В. Повышение качества цементирования обсадных колонн в добывающих скважинах Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка / Н. В. Самсоненко. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 10. - С. 18-25.

38. Фурсин, С. Г. Повышение качества цементирования обсадных колонн путём гидроимпульсного воздействия в затрубном пространстве скважины / С. Г. Фурсин, В. С. Гнеуш, М. С. Аль-Идриси. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2024. - № 3(375). - С. 52-57.

39. Разработка и реализация комплекса мероприятий по повышению качества цементирования эксплуатационных колонн в скважинах малого диаметра в Республике Татарстан / С. Е. Катков, А. В. Еромасов, Р. А. Табашников [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2023. - № 9. - С. 5-7.

40. Improving Long-Term Pay Zone Isolation Using New Cementing Technologies to Overcome Difficult Wellbore Conditions in Shallow-Water Wells Offshore Mexico / E. Barrera, M. Presniakov, A. Melo [et al.]. - Text : direct // Offshore Technology Conference. - Houston : SPE, 2024.

41. Аксельрод, С. М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) / С. М. Аксельрод. - АИС «Каротажник», 2010. - № 1. - с. 80-110. - Текст : непосредственный.

42. Байков, Н. М. Опыт разработки месторождений нефтяных сланцев в США / Н. М. Байков. - Нефтяное хозяйство, 2012. - № 6. - с. 99-101. - Текст : непосредственный.

43. Григулецкий, В. Г. Влияние качества крепления нефтяных (и/или газовых) скважин на экологическую опасность (и/или безопасность) и новая

методика оценки качества цементирования обсадных (и/или эксплуатационных) колонн при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. - Текст : непосредственный // Экологический вестник России. - 2016. - № 7. - С. 12-17.

44. Райкевич, С. И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин / С. И. Райкевич. - Москва : ООО «ИРЦ «Газпром», 2007. - 248 с. - Текст : непосредственный.

45. Фаттахов, З. М. Причины возникновения межколонных давлений на скважинах Астраханского ГКМ. - Обзорная информация. Серия. Бурение газовых и газоконденсатных скважин / З. М. Фаттахов. - Москва : ООО «ИРЦ «Газпром», 2003. - 46 с. - Текст : непосредственный.

46. Рябокони, С. А. О необходимости совершенствования техники и технологии крепления скважин / С. А. Рябокони, А. И. Овечкин, А. Н. Гноевых. - Нефтяное хозяйство, 2001. - № 11. - с. 60-63. - Текст : непосредственный.

47. Умархаджиев, М. Х. Р. Развитие и применение методов машинного обучения в современных информационных технологиях: анализ, тенденции и перспективы / М. Х. Р. Умархаджиев. - Текст : непосредственный // Тенденции развития науки и образования. - 2023. - № 104-14. - С. 134-136.

48. Khoma, Yu. Development of scientific-methodological approaches of machine learning application in biosignals processing / Yu. Khoma, M. Szmajda, M. Pelc. - Text : direct // Herald of Advanced Information Technology. - 2020. - Vol. 3, No. 1. - P. 383-394.

49. Nabijonov, R. Artificial Intelligence and Machine Learning Advancements / R. Nabijonov. - Text : direct // Universum: технические науки. - 2023. - No. 11-6(116). - P. 53-54.

50. Дайзенрот, М. П. Математика в машинном обучении / М. П. Дайзенрот, А. А. Фейзал, Он Чен Сунь. - Санкт-Петербург : Питер, 2023. - 512 с. - Текст : непосредственный.

51. Феррейра, Ф. В. Теоретический минимум по компьютерным наукам / Ф. В. Феррейра, П. Мото. - Санкт-Петербург : Питер, 2022. - 288 с. - Текст : непосредственный.

52. Томас, Д. Внедрение искусственного интеллекта в бизнес-практику / Д. Томас. - Москва : Альпина Паблишер, 2020. - 320 с. - Текст : непосредственный.

53. Келлехер, Д. Джон. Глубокое машинное обучение. Самый краткий и понятный курс / Д. Джон Келлехер. - Москва : Бомбора, 2022. - 160 с. - Текст : непосредственный.

54. Щербаков, Р. Э. Использование методов машинного обучения «без учителя» для предупреждения прихватов бурильной и обсадной колонн / Р. Э. Щербаков, А. В. Ковалев. - Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2022. - Т. 333, № 4. - С. 66-78.

55. Gurina, E. Forecasting the abnormal events at well drilling with machine learning / E. Gurina, N. Klyuchnikov, K. Antipova, D. Koroteev. - Text : direct // Machine Learning. - 2022.

56. Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предотвращения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. Н. Дмитриевский, В. О. Дуплякин, Н. А. Еремин [и др.]. - Текст : непосредственный // Датчики и системы. - 2019. - № 12 (243). - С.3-10.

57. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / А. Д. Черников, Н. А. Еремин, В. Е. Столяров [и др.]. - Текст : непосредственный // Георесурсы. - 2020. - 22(3). - С. 87-96.

58. Анализ качества данных станции геолого-технологических исследований при распознавании поглощений и газонефтеводопроявлений для повышения точности прогнозирования нейросетевых алгоритмов / А. И. Архипов, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 08 (1162). - С.63-67.

59. Drilling Problems Forecast System Based on Neural Network / S. Borozdin [et al.]. - Text : direct // SPE Annual Caspian Technical Conference. - 2020.
60. Guillot, V. Machine Learning Prediction of the Lost Circulation Events at the Well Planning Stage / V. Guillot, A. Ruzhnikov, M. Corona; F. Karpfinger. - Text : direct // Offshore Technology Conference Asia. - Kuala Lumpur : SPE. - 2024.
61. Mal, A. Morten Svendsen Prediction of Stuck Pipe Incidents Using Models Powered by Deep Learning and Machine Learning / A. Mal, S. Ingedegard, S. Helgeland, S. Zulkhifly Sinaga. - Text : direct // IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition. - Galveston : SPE. - 2022.
62. Lee, J. Prediction of Nonlinear Ship Motions in Irregular Waves Based on Integrated Machine Learning Model / J. Lee, J. Lee, Y. Kim. - Text : direct // 33rd International Ocean and Polar Engineering Conference. - Ottawa : SPE. - 2023.
63. Pollock, J. Machine Learning for Improved Directional Drilling / J. Pollock, Z. Stoecker, V. Veedu [et al.]. - Text : direct // Offshore Technology Conference. - Houston : SPE. - 2018.
64. Singh, K. Curtis Cheatham Cloud-Based ROP Prediction and Optimization in Real Time Using Supervised Machine Learning / K. Singh, S. S. Yalamarty, M. Kamyab. - Text : direct // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. - Denver: SPE. - 2019.
65. Suryadi, H. Enhancing BHA Tendency Modeling Accuracy Using Hybrid Physics and Machine Learning / H. Suryadi, T. Yu, R. Boualleg. - Text : direct // SPE Caspian Technical Conference and Exhibition. - Baku : SPE. - 2023.
66. Fakhrylgayanov, A. Machine Learning as New Approach for Dogleg Severity Prediction / A. Fakhrylgayanov, A. Aik Jun Soh, A. Osman. - Text : direct // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. - Abu Dhabi : SPE. - 2021.
67. 4D Geomechanics New Modelling Approach using Machine Learning Predictions for Giant North Kuwait Jurassic Field / M. Haas, N. Al-Hamad,

J. Heiland [et al.]. - Text : direct // International Petroleum Technology Conference. - Dhahran : SPE. - 2024.

68. Valencia M. E. Machine Learning in Mining: Uses and Techniques applied in geomechanics / M. E. Valencia. - Text : direct // ISRM IX Latin American Rock Mechanics Symposium. - Asuncion : SPE. - 2022.

69. Ray, P. Shuxing Cheng Geomechanics Rock Property Uncertainty Workflow Using a Bayesian Machine Learning Framework / P. Ray, A. Lui, D. Francom. - Text : direct // 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - Santa Fe : SPE. - 2022.

70. Noufal, A. Abed Benaichouche Machine Learning in Computer Vision Software for Geomechanics Modeling / A. Noufal, J. Sreekantan, R. Belmeskine, M. Amri. - Text : direct // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. - Abu Dhabi : SPE. - 2021.

71. Hussain, M. Ardiansyah Negara ntegration of Chemofacies and Rock Mechanical Properties Using Machine Learning Algorithms: Implications for Geomechanics and Hydraulic Fracture Stimulations in Paleozoic Formations / M. Hussain, A. Amao, K. Al-Ramadan, S. Olatunji. - Text : direct // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - Dubai : SPE. - 2021.

72. AlBahrani, H. Nobuo Morita Building an Integrated Drilling Geomechanics Model Using a Machine-Learning-Assisted Poro-Elasto-Plastic Finite Element Method / H. AlBahrani, E. Papamichos. - Text : direct // SPE JOURNAL . - 2021. - № 4. - С. 1893-1913.

73. Gragg, E. Shannon Borchardt Linking High Resolution Geomechanical Datasets to Log Scale via Machine Learning / E. Gragg, S. Fluckiger. - Text : direct // 57th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. - Atlanta : SPE. - 2023.

74. Ричардс, Б. Х. Машинное обучение / Б. Х. Ричардс, Д. Ф. Марк. - СПб: Питер, 2017. - 250 с. - Текст : непосредственный.

75. Замятин, А. В. Интеллектуальный анализ данных / А. В. Замятин. - Томск : Томский государственный университет, 2022. - 200 с. - Текст : непосредственный.

76. Картер, Д. Машинное обучение. Применение в бизнесе / Д. Картер. - Хьюстон : Автор, 2023. - 230 с. - Текст : непосредственный.

77. Андронов, Ю. В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. канд. техн. наук / Ю. В. Андронов. - Москва, 2019. - 24 с. - Текст : непосредственный.

78. Nikraves, M. Ch. 1. Soft computing for intelligent reservoir characterization and modeling / M. Nikraves, F. Aminzadeh. - Text : direct // Developments in Petroleum Science. - 2003. - V. 51. - P. 3-32.

79. Pan, Y. A novel data-driven pressure/rate deconvolution algorithm to enhance production data analysis in unconventional reservoirs / Y. Pan, L. Deng, W. J. Lee. - Text : direct // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2020. - V. 192.

80. Назаренко, М. Ю. Разработка метода количественной оценки рисков и неопределенности в прогнозе добычи и расчете потенциальных извлекаемых запасов нефти с использованием машинного обучения : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. канд. техн. наук / М. Ю. Назаренко. - Москва, 2012. - 24 с. - Текст : непосредственный.

81. Real Time Prediction and Classification of Torque and Drag During Drilling Using Statistical Learning Methods / C. Hegde, S. Wallace, K. Gray. - SPE paper 177313-MS was prepared for presentation at the SPE Eastern Regional Meeting held in Morgantown, West Virginia, USA, 13-15 October 2015. - Text : direct.

82. Фрейман, О. А. Разработка методики прогнозирования пластовых свойств нефти при помощи машинного обучения / О. А. Фрейман, Н. А. Еремин. - Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. - 2023. - № 7(100). - С. 118-120.

83. Вирстюк, А. Ю. Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью / А. Ю. Вирстюк, В. С. Мишина. - Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2020. - Т. 331, № 1. - С. 117-124.

84. Липатов, Д. Н. Регрессионные модели для оценки воздействия нефтяного загрязнения почв на растения северного Сахалина / Д. Н. Липатов, А. В. Елисеева. - Текст : непосредственный // Теоретическая и прикладная экология. - 2016. - № 1. - С. 20-26.

85. Зоев, И. В. Интеллектуальная система компьютерного зрения беспилотных летательных аппаратов для мониторинга технологических объектов предприятий нефтегазовой отрасли / И. В. Зоев, Н. Г. Марков, С. Е. Рыжова. - Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2019. - Т. 330, № 11. - С. 34-49.

86. Опыт применения машинного обучения при анализе сейсмических данных для выделения тектонических нарушений в различных сейсмогеологических условиях / С. В. Николаенко, А. А. Коваленко, А. Э. Натеганов [и др.]. - Текст : непосредственный // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. - 2024. - Т. 24, № 1. - С. 49-55.

87. Matyushenko, A. A. Application of machine learning approach for turbulence model improvement for flow around airfoil near stall conditions / A. A. Matyushenko, V. D. Golubkov, A. V. Garbaruk. - Text : direct // St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Physics and Mathematics. - 2023. - Vol. 16, No. S1.1. - P. 236-242.

88. Бурков, А. Машинное обучение без лишних слов / А. Бурков. - Санкт-Петербург : Питер, 2020. - 192 с.

89. Подколзин, А. С. Компьютерное моделирование логических процессов. Архитектура и языки решателя задач / А. С. Подколзин. - Москва, 2008. - 1024 с. - Текст : непосредственный.

90. Влияние водоотдачи буферного и тампонажного растворов на качество цементирования скважин / А. В. Самсоненко, С. Л. Симонянц, К. С. Двукраев [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2011. - № 2. - С. 26-30.

91. Николаев, Н. И. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками / Н. И. Николаев, Е. В. Кожевников. - Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2014. - Т. 13, № 11. - С. 29-37.

92. Влияние сдвиговых напряжений на параметры тампонажного раствора и тампонажного камня / В. В. Живаева, В. А. Капитонов, Р. Ф. Таджибаев, А. А. Безручко. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. - 2020. - № 1(230). - С. 40-47.

93. Овчинников, В. П. Тампонажные материалы для крепления скважин / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов. - Текст : непосредственный // Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов ВУЗов: в 5 томах. Том 2. - Тюменский индустриальный университет. - 2017. - С. 302-354.

94. Куницких, А. А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дисс. ... / А. А. Куницких. - Санкт-Петербург, 2016. - 22 с. - Текст : непосредственный.

95. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве / П. А. Блинов, А. В. Шаньшеров, Д. М. Черемшанцев [и др.]. - Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2022. - Т. 333, № 11. - С. 115-123.

96. Агзамов, Ф. А. Совершенствование рецептур тампонажных растворов для крепления скважин при магниезальной агрессии / Ф. А. Агзамов, А. Н. Махмутов, И. Н. Каримов. - Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. - 2023. - № 1(33). - С. 32-45.

97. Носков, В. С. Повышение качества цементирования обсадных колонн нефтедобывающих скважин на Вынгапуровском месторождении / В. С. Носков, С. Е. Чернышов. - Текст : непосредственный // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. - 2010. - Т. 9. - № 5. - С. 34-36.

98. Шляховой, Д. С. Исследования по повышению качества цементирования скважин и сохранению свойств продуктивных пластов : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дисс. ... / Д. С. Шляховой. - Краснодар, 2009. - 24 с. - Текст : непосредственный.

99. Мирзаев, Э. С. Технология повышения качества цементирования укрепляющих скважин горизонтальных скважин / Э. С. Мирзаев, Е. Л. Каримов, З. Е. Латипов, Н. А. Боймуродов. - Текст : непосредственный // Universum: технические науки. - 2022. - № 1-2(94). - С. 10-15.

100. Kharlamov, S. N. Engineering approaches' progress in calculation of inhomogeneous turbulence in pipelines / S. N. Kharlamov, R. A. Alginov. - Text : direct // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. - Moscow, Russia, 2010. - V. 2. - P. 798-805.

101. Akhshik, S. On the particle-particle contact effects on the hole cleaning process via a CFD-DEM model / S. Akhshik, M. Behzad, M. Rajab. - Text : direct // Particulate Science and Technology. - 2016. - V. 34 (6). - P. 736-743.

102. Логачев, Ю. Л. Оценка влияния профиля скоростей потока на вытесняющую способность вязкопластичных жидкостей / Ю. Л. Логачев, А. Б. Ширяев, А. Ю. Логачев. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 3. - С. 27-31.

103. Ашрафьян, М. О. О вытеснении глинистого раствора цементным и повышении качества цементирования скважин / М. О. Ашрафьян. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2014. - № 2. - С. 20-24.

104. Митчелл, Д. Безаварийное бурение / Д. Митчелл. - Нефтегазовый инжиниринг, 2001. - 287 с.

105. Харламов, С. Н. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин / С. Н. Харламов, М. Мехран, К. А. Филиппов. - Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2021. - № 8. - С. 53-73.

106. Повалихин, А. Г. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 645 с. - Текст : непосредственный.

107. Гречин, Е. Г. Теория и практика бурения горизонтальных стволов в продуктивных пластах месторождений Западной Сибири / Е. Г. Гречин, С. Н. Бастриков. - Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. - 163 с. - Текст : непосредственный.

108. Кадочников, В. Г. Влияние пространственной формы бурильной колонны на вынос шлама в наклонно-направленных скважинах / В. Г. Кадочников, М. В. Двойников, П. А. Блинов. - Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. - 2020. - № 2. - С. 12-19.

109. Добик, Ю. А. Влияние вращения бурильной колонны на транспорт шлама в горизонтальной скважине / Ю. А. Добик. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 3. - С. 25-29.

110. Третьяк, А. Я. Технологии улучшения очистки ствола скважины / А. Я. Третьяк // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2024. - Т. 335, № 6. - С. 7-13. - DOI 10.18799/24131830/2024/6/4716. - EDN APMTQR.

111. Очистка ствола скважины от выбуренной породы / У. Еров, Ж. А. Акилов, А. Ф. Данияров, В. В. Бессель // Газовая промышленность. – 2001. – № 8. – С. 67-68. – EDN VUUVIQ.

112. Николаев, Н. И. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой / Н. И. Николаев, Х. Лю, Е. В. Кожевников. - Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2016. - Т. 15, № 18. - С. 16-22.

113. Bartlett, P. Rademacher and Gaussian Complexities: Risk Bounds and Structural Results / P. Bartlett, S. Mendelson. - Text : direct // Journal of Machine Learning Research. - 2002. - V.3. - P. 463-482.

114. Bartlett, P. Local Rademacher Complexities / P. Bartlett, S. Mendelson. - Text : direct // The Annals of Statistics. - 2005. - V. 33. - No. 4. - P. 1497- 1537.

115. Bousquet, O. Introduction to statistical learning theory / O. Bousquet, S. Boucheron, G. Lugosi. - Text : direct // Advanced Lectures on Machine Learning. - 2004. - P. 169-207.

116. Chernov, A. Prediction with expert advice under discounted loss / A. Chernov, F. Zhdanov. - Text : direct // Technical report. - 2010.

117. Cover, T. Universal portfolio with side information / T. Cover, E. Ordentlich. - Text : direct // IEEE Transaction on Information Theory - 1996. - V. 42. - P. 348-363.

118. Cristianini, N. An Introduction to Support Vector Machines / N. Cristianini, J. Shawe-Taylor. - Text : direct // Cambridge UK : Cambridge University Press, 2000.

119. Hutter, M. Adaptive online prediction by following the perturbed leader / M. Hutter, J. Poland. - Text : direct // Journal of Machine Learning Research. - 2005.

120. Kakade, S. M. Deterministic calibration and Nash equilibrium / S. M. Kakade, D. P. Foster. - Text : direct // Lecture Notes in Computer Science - Berlin : Springer. - 2004. - V. 3120. - P. 33-48.

121. Efficient algorithms for online decisions. In Bernhard Scholkopf, Manfred K. Warmuth, editors, Proceedings of the 16th Annual Conference on Learning Theory COLT 2003, Lecture Notes in Computer Science 2777, p. 506-521, Springer-Verlag, Berlin, 2003 / A. Kalai, S. Vempala. - Extended version in Journal of Computer and System Sciences, 2005. - Text : direct.

122. Littlestone, N. The weighted majority algorithm / N. Littlestone, M. Wamuth. - Text : direct // Information and Computation - 1994 - V. 108 - P. 212-261.

123. Lugosi, G. Prediction, Learning and Games / G. Lugosi, N. Cesa-Bianchi. - Text : direct // New York: Cambridge University Press. - 2006.

124. Mannor, S. A Geometric Proof of Calibration / S. Mannor, G. Stoltz. - Text : direct. - 2009.

125. Walter, A. Probability and Finance. It's Only a Game! / A. Walter. - Text : direct // New York : Wiley. - 2001.

126. Shawe-Taylor, J. Margin distribution bounds on generalization / J. Shawe-Taylor, N. Cristianini. - Text : direct // In Proceedings of the European Conference on Computational Learning Theory, EuroCOLT'99. - 1999. - P.263-273.

127. Shawe-Taylor, J. Kernel Methods for Pattern Analysis / J. Shawe-Taylor, N. Cristianini. - Text : direct // Cambridge UK : Cambridge University Press. - 2004.

128. Scholkopf, B. Learning with Kernels / B. Scholkopf, A. Smola. - Text : direct // MIT Press. - Cambridge : MA. - 2002.

129. Steinwart, I. On the influence of the kernel on the consistency of support vector machines / I. Steinwart. - Text : direct // Journal of Machine Learning Research. - 2001. - № 2. - P. 67-93.

130. Valiant, L. G. A theory of the learnable, Communications of the ACM V / G. A. Valiant. - Text : direct // International Statistical Review - 2001 - V. 69. - P. 213-248.

131. Vovk, V. Algorithmic Learning in a Random World / V. Vovk, A. Grammerman, G. Shafter. - Text : direct // Springer. - New York. - 2005.

132. Звягин, Л. С. Метод байесовских сетей и ключевые аспекты байесовского моделирования / Л. С. Звягин. - Текст : непосредственный // Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям. - 2019. - Т. 1. - С. 30-34.

133. Нуцкова, М. В. Обоснование и разработка технико-технологических решений для повышения эффективности бурения скважин в условиях поглощения промывочной жидкости / М. В. Нуцкова, Е. Ю. Рудяева. - Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2018. - Т. 17, № 2. - С. 104-114.

134. Карапетов, Р. В. Повышение эффективности бурения скважин за счет увеличения моторесурса винтовых забойных двигателей / Р. В. Карапетов. - Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 2007. - № 10. - С. 45-48.

135. Комплексный подход к повышению эффективности применения буровых растворов / М. Е. Коваль, Д. В. Евдокимов, В. А. Капитонов [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. - 2021. - № 2(243). - С. 40-44.

136. Васильев, А. А. Совершенствование буровых долот различных типов / А. А. Васильев, Д. Ю. Сериков, В. Ю. Близнюков. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - № 6. - С. 28-31.

137. Вышегородцева, Г. И. Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами / Г. И. Вышегородцева,

А. А. Васильев, Д. Ю. Сериков. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - № 6. - С. 12-17.

138. Популярное введение в современный анализ данных и машинное обучение на Statistica. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2021. - 354 с. - Текст : непосредственный.

139. Шундеев, А. С. Создание адаптивного учебного курса по математическим основам машинного обучения / А. С. Шундеев. - Текст : непосредственный // Программная инженерия. - 2021. - Т. 12, № 8. - С. 431-439.

140. Келлехер, Джон Д. Глубокое обучение. Самый краткий и понятный курс / Келлехер Джон Д. - Бомбора, 2024. - 160 с. - Текст : непосредственный.

141. Болье, А. Изучаем SQL / А. Болье. - Символ-Плюс, 2017. - 402 с. - Текст : непосредственный.

142. Yaser, S. Learning from Data / S. Yaser, Abu-Mostafa, M. Magdon-Ismail, Hsuan-Tien Lin. - AMLbook, 2012. - 213 p. - Text : direct

143. Сидняев, Н. И. Методология обнаружения и удаления аномальных значений в статистических исследованиях / Н. И. Сидняев, Э. Баттулга. - Текст : непосредственный // Надежность. - 2024. - С. 4-9.

144. Воробьев, А. В. Методы повышения точности алгоритмов машинного обучения при сокращении размерности набора данных / А. В. Воробьев. - Текст : непосредственный // International Journal of Open Information Technologies. - 2021. - Т. 9, № 10. - С. 29-34.

145. Палюх, Б. В. Реализация экспертной системы для оценки инновационности технических решений / Б. В. Палюх, В. К. Иванов, И. В. Образцов. - Текст : непосредственный // Программные продукты и системы. - 2019. - № 4. - С. 696-707.

146. Мирлин, Е. Г. Принцип бритвы Оккама и проблемы научной экспертизы в современную эпоху / Е. Г. Мирлин. - Текст : непосредственный // Инноватика и экспертиза: научные труды. - 2024. - № 1(37). - С. 61-65.

147. Контрольные карты: Контрольные карты Шухарта ; В 2 ч. / Москва : Стандартиформ. - 2016. - 46 с. - URL : <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/c71/4293759226.pdf?ysclid=m1hbvzpb80424348589> (дата обращения: 01.05.2025). - Текст : электронный.

148. Раскатова, М. И. Оценка рисков : конспект лекций / М. И. Раскатова. - Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2021. - 125 с. - Текст : непосредственный.

149. Bartlett, P. Rademacher and Gaussian Complexities: Risk Bounds and Structural Results / P. Bartlett, S. Mendelson. - Text : direct // Journal of Machine Learning Research. - 2002. - V.3. - P. 463-482.

150. Bartlett, P. Local Rademacher Complexities / P. Bartlett, S. Mendelson. - Text : direct // The Annals of Statistics. - 2005. - V. 33. - No. 4. - P. 1497- 1537.

151. Bousquet, O. Introduction to statistical learning theory / O. Bousquet, S. Boucheron, G. Lugosi. - Text : direct // Advanced Lectures on Machine Learning. - 2004. - P. 169-207.

152. Chernov, A. Prediction with expert advice under discounted loss / A. Chernov, F. Zhdanov. - Text : direct // Technical report, arXiv:1005.1918v1 [cs.LG]. - 2010.

153. Cover, T. Universal portfolio with side information / T. Cover, E. Ordentlich. - Text : direct // IEEE Transaction on Information Theory - 1996. - V. 42. - P. 348-363.

154. Cristianini, N. An Introduction to Support Vector Machines / N. Cristianini, J. Shawe-Taylor. - Text : direct // Cambridge UK : Cambridge University Press, 2000.

155. Hutter, M. Adaptive online prediction by following the perturbed leader / M. Hutter, J. Poland. - Text : direct // Journal of Machine Learning Research. - 2005.

156. Kakade, S. M. Deterministic calibration and Nash equilibrium / S. M. Kakade, D. P. Foster. - Text : direct // Lecture Notes in Computer Science - Berlin : Springer. - 2004. - V. 3120. - P. 33-48.

157. Efficient algorithms for online decisions. In Bernhard Scholkopf, Manfred K. Warmuth, editors, Proceedings of the 16th Annual Conference on Learning Theory COLT 2003, Lecture Notes in Computer Science 2777, p. 506-521, Springer-Verlag, Berlin, 2003 / A. Kalai, S. Vempala . - Extended version in Journal of Computer and System Sciences, 2005. - Text : direct.

158. Littlestone, N. The weighted majority algorithm / N. Littlestone, M. Wamuth. - Text : direct // Information and Computation - 1994 - V. 108 - P. 212-261.

159. Lugosi, G. Prediction, Learning and Games / G. Lugosi, N. Cera-Bianchi. - Text : direct // New York: Cambridge University Press. - 2006.

160. Mannor, S. A Geometric Proof of Calibration / S. Mannor, G. Stoltz. - Text : direct // arXiv:0912.3604v2. - 2009.

Приложение А. Мероприятия по повышению качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях Среднего Приобья

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по бурению
Вертикально интегрированной
нефтяной компании

« ___ » _____ 2022

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по научной работе в
Инжиниринговом центре в г. Тюмень
Инжинирингового центра

« ___ » _____ 2022

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель директора –
Заместитель директора по креплению скважин
Филвала ООО «АРГОС»-СУМР

« ___ » _____ 2022

Мероприятия по повышению качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях Вертикально интегрированной нефтяной компании

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок	Ответственный	Контроль
1	<p>1.1. Подобрать 25 скважин-аудитарага для реализации мероприятий по повышению качества крепления эксплуатационных колонн на основании анализа Бовьшого массива длинных, обранных с использованием референсного анализа.</p> <p>1.2. Работать и согласовать план-программу с адресными мероприятиями, привлекшими на рассмотрение в адрес компании.</p> <p>1.3. Провести установочный цикл совещаний по реализации программы, адресные просветы и испытания технологий, обеспечить согласование технических прегты с рекомандами проявляематой матераклоа.</p>	28.02.2022	Сотрудники Инжинирингового центра	Сотрудники Инжинирингового центра
2	Провести промысловые испытания и исполнить оненку технологического эффекта от реализации мероприятий по п.1, результаты представить в адрес Вертикально интегрированной нефтяной компании.	01.08.2022	Сотрудники ВИНК и ИЦ Руководители ИЦ и ВИНК	Руководители ИЦ и ВИНК

**Приложение Б. План-программа по реализации мероприятий,
направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления
скважин на месторождениях Среднего Приобья**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по бурению
Вертикально интегрированной
нефтяной компании

_____ 2022 г
«__» _____

План-программа
**по реализации мероприятий, направленных на повышение
качества подготовки ствола и крепления скважин на
месторождениях Вертикально интегрированной
нефтяной компании**

**Вертикально интегрированная
нефтяная компания**

Начальник Технологического
управления по бурению

_____ 2022 г
«__» _____

**Инжиниринговый центр
в г. Тюмень**

Начальник Управления технологии
строительства скважин

_____ 2022 г
«__» _____

ООО «Буровая компания «Евразия»

Главный технолог
«Сибирского филиала»

_____ 2022 г
«__» _____

Филиал ООО «АРГОС»–СУМР

Первый заместитель директора –
Заместитель директора по креплению
скважин

_____ 2022 г
«__» _____

2022 г

**Приложение В. План-программа по реализации мероприятий,
направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления
наклонно-направленных скважин на месторождениях Среднего Приобья**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по бурению
Вертикально интегрированной
нефтяной компании

_____ 2023 г
«__» _____

План-программа
**по реализации мероприятий, направленных на
повышение качества подготовки ствола и крепления
наклонно-направленных скважин (ННС)
на месторождениях Вертикально интегрированной
нефтяной компании**

**Вертикально интегрированная
нефтяная компания**

Начальник Технологического
управления по бурению

_____ 2023 г
«__» _____

**Инжиниринговый центр
в г. Тюмень**

Начальник Управления технологии
строительства скважин

_____ 2023 г
«__» _____

**СФ ООО «Буровая компания
«Евразия»**

Главный технолог –
начальник отдела

_____ 2023 г
«__» _____

Филиал ООО «АРГОС»-СУМР

Директор

_____ 2023 г
«__» _____

Филиал ООО «АРГОС» - Бурение

Главный технолог –
Начальник технологического отдела

_____ 2023 г
«__» _____

2023 г

**Приложение Г. План-программа по реализации мероприятий,
направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления
наклонно-направленных скважин на пласты группы А**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по бурению

Вертикально интегрированной
нефтяной компании

_____ 2023 г
«__» _____

План-программа

**по реализации мероприятий, направленных на
повышение качества подготовки ствола и крепления
горизонтальных скважин по трехколонной конструкции (ЗКК)
на месторождениях Вертикально интегрированной
нефтяной компании**

**Вертикально интегрированная
нефтяная компания**

Начальник Технологического
управления по бурению

_____ 2023 г
«__» _____

Инжиниринговый центр

Начальник Управления технологии
строительства скважин

_____ 2023 г
«__» _____

**СФ ООО «Буровая компания
«Евразия»**

Главный технолог – начальник отдела

_____ 2023 г
«__» _____

Филиал ООО «АРГОС»-СУМР

Директор

_____ 2023 г
«__» _____

2023 г

Приложение Д. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024680423 «Программа для определения лучших значений параметров, влияющих на качество цементирования скважин»



Приложение Е. Справка о внедрении

ИНЖИНИРИНГОВЫЙ ЦЕНТР ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННОЙ НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

№ 8/Н Дата 13.08.2025

на № _____ от _____

СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Настоящим подтверждается, что разработанные технико-технологические решения, сформированные в ходе выполнения диссертационной работы Шаляпина Д.В. на тему «Повышение качества цементирования эксплуатационных колонн наклонно-направленных скважин (на примере месторождений Среднего Приобья)», успешно реализованы на месторождениях ВИНК при строительстве следующих скважин:

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Куст	Тип скважины (ННС - наклонно-направленная)	Диаметр эксплуатационной колонны, мм
1		Скв. 1	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
2		Скв. 2	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
3		Скв. 3	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
4		Скв. 4	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
5		Скв. 5	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
6		Скв. 6	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
7		Скв. 7	Куст 1	ННС (пласт гр. Ю)	146
8		Скв. 8	Куст 2	ННС (пласт гр. Ю)	146
9		Скв. 9	Куст 2	ННС (пласт гр. А)	178
10		Скв. 10	Куст 2	ННС (пласт гр. Ю)	146
11		Скв. 11	Куст 2	ННС (пласт гр. Ю)	146
12		Скв. 12	Куст 2	ННС (пласт гр. Ю)	146
13		Скв. 13	Куст 2	ННС (пласт гр. А)	178
14		Скв. 14	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	178
15		Скв. 15	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146
16		Скв. 16	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146
17		Скв. 17	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146
18		Скв. 18	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146
19		Скв. 19	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146
20		Скв. 20	Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146
21		Скв. 21	Куст 5	ННС (пласт гр. А)	146
22		Скв. 22	Куст 6	ННС (пласт гр. А)	146
23		Скв. 23	Куст 6	ННС (пласт гр. А)	178

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Куст	Тип скважины (ННС - наклонно-направленная)	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	
24		Скв. 24	Куст 6	ННС (пласт гр. А)	178	
25		Скв. 25	Куст 6	ННС (пласт гр. А)	178	
26		Скв. 26	Куст 6	ННС (пласт гр. А)	178	
27		Скв. 27	Куст 5	ННС (пласт гр. А)	178	
28		Скв. 28	Куст 5	ННС (пласт гр. А)	178	
29		Скв. 29	Куст 5	ННС (пласт гр. А)	178	
30		Скв. 30	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
31		Скв. 31	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
32		Скв. 32	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
33		Скв. 33	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
34		Скв. 34	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
35		Скв. 35	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
36		Скв. 36	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
37		Скв. 37	Куст 3	ННС (пласт гр. А)	146	
38			Скв. 38	Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146
39			Скв. 39	Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146
40	Скв. 40		Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146	
41	Скв. 41		Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146	
42	Скв. 42		Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146	
43	Скв. 43		Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146	
44	Скв. 44		Куст 4	ННС (пласт гр. А)	146	
45	Скв. 45		Куст 7	ННС (пласт гр. Ю)	146	
46		Скв. 46	Куст 7	ННС (пласт гр. Ю)	146	
47		Скв. 47	Куст 7	ННС (пласт гр. Ю)	146	
48		Скв. 48	Куст 7	ННС (пласт гр. Ю)	146	
49		Скв. 49	Куст 7	ННС (пласт гр. Ю)	146	
50		Скв. 50	Куст 5	ННС (пласт гр. Ю)	146	
51		Скв. 51	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
52		Скв. 52	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
53		Скв. 53	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
54		Скв. 54	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
55		Скв. 55	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
56		Скв. 56	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
57		Скв. 57	Куст 8	ННС (пласт гр. Ю)	146	
58		Скв. 58	Куст 9	ННС (пласт гр. Ю)	146	
59		Скв. 59	Куст 9	ННС (пласт гр. Ю)	146	
60		Скв. 60	Куст 10	ННС (пласт гр. Ю)	146	
61		Скв. 61	Куст 10	ННС (пласт гр. Ю)	146	
62		Скв. 62	Куст 10	ННС (пласт гр. Ю)	146	
63		Скв. 63	Куст 11	ННС (пласт гр. Ю)	146	

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Куст	Тип скважины (ННС - наклонно-направленная)	Диаметр эксплуатационной колонны, мм
64		Скв. 64	Куст 12	ННС (пласт гр. Ю)	146

При реализации разработанных технико-технологических решений для повышения качества цементирования наклонно-направленных скважин осложнений и аварий не зафиксировано. В результате внедрения ТТР достигнут рост доли сплошного контакта «цементный камень-эксплуатационная колонна» и «цементный камень-горная порода», а также установлено увеличение однородности заполнения затрубного пространства эксплуатационных колонн. Экономический эффект составил 25,8 млн рублей за счет непроведения работ по восстановлению герметичности крепи ЭК.

Руководитель направления
инжинирингового центра
(Строительство скважин,
Западно-Сибирский регион)

