

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2026

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Научный руководитель: **Кузнецов Владимир Григорьевич,**
доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры «Бурение нефтяных и
газовых скважин» ФГБОУ ВО
«Тюменский индустриальный университет».

Официальные оппоненты: **Самсоненко Наталья Владимировна,**
доктор технических наук, главный научный
сотрудник Центра технологий строительства
и ремонта скважин ООО «Газпром
ВНИИГАЗ»;

Коротков Сергей Александрович,
кандидат технических наук, доцент,
начальник отдела научных исследований и
разработок Департамента геолого-
промысловых работ ООО «СибГеоПроект».

Ведущая организация: ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
г. Альметьевск.

Защита состоится «24» сентября 2026 года в 13 часов 30 минут на
заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском
комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте
www.tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан «15» июля 2026 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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. Близнюков, 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. B. Clark, R. Crook, D. Guillot, E. B. 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 цементованием, 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 цементирования скважин ранее не производилась.

Цель диссертационной работы – повышение качества первичного цементирования 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 цементирования эксплуатационных колонн ННС на месторождениях Среднего Приобья.

2. Определить параметры строительства ННС, оказывающие наибольшее влияние на качество первичного цементирования 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 цементирования 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 ЭЖ.

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 цементирования эксплуатационных колонн скважин и предшествующих ему операций.

2. Установлено ранжирование по значимости параметров для скважин месторождений Среднего Приобья, влияющих на качество первичного цементирования 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 на 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дано обоснование актуальности решаемой научной задачи, сформулированы цель и задачи работы, приведены сведения по научной новизне, теоретической значимости и защищаемым положениям. Определена актуальность дальнейшего поиска решений по обеспечению герметичности заколонного пространства эксплуатационных колонн скважин.

В первой главе рассмотрены методы оценки качества первичного цементирования скважин и проанализированы типовые ТТР. Обоснована необходимость использования интегрального показателя качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин. Установлено, что основной интервал заколонных перетоков расположен над продуктивными пластами (до 300 м по стволу скважины).

Исходя из результатов проведенного анализа по определению параметров, прямо или косвенно влияющих на качество первичного цементирования ЭК скважин, специалисты выделяют более 100 факторов: технологические параметры тампонажных растворов, режимы промывки и т.д. На их основе отечественными и зарубежными исследователями разработано значительное количество ТТР, направленных на повышение качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин. Однако, несмотря на применение различных решений, достигнут определенный технологический предел, а именно повышение результатов АКЦ и СГДТ в интервалах над продуктивными пластами (300 м по стволу) на месторождениях Западной Сибири не отмечалось в период с 2017 по 2022 гг. (Рисунок 1).

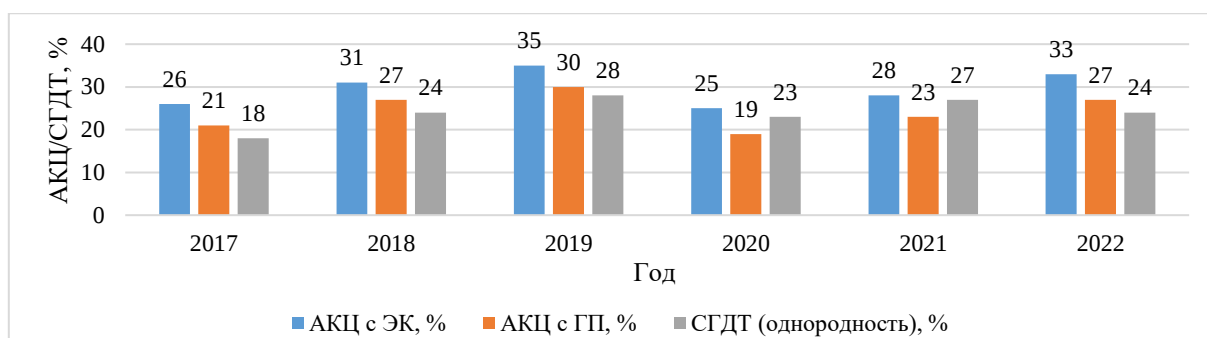


Рисунок 1 – Изменение результатов АКЦ и СГДТ

наклонно-направленных скважин месторождений Западной Сибири

Подтверждает недостаточную эффективность применяемых мер по обеспечению повышения качества первичного цементирования скважин статистика изменения количества скважин, требующих проведения восстановления герметичности крепи перед вводом в эксплуатацию, согласно которой ЗКЦ в изолированных интервалах фиксируются ежегодно на уровне 9 % новых скважин.

Качество цементирования ЭК не может быть достоверно оценено только по одному показателю, поскольку результат определяется совокупностью технологических параметров. В связи с этим в работе введен интегральный показатель качества (ИПК), объединяющий результаты АКЦ, СГДТ и опрессовки ЭК. Показатель задан в мультипликативной форме, что позволяет учитывать принцип «слабого звена», в соответствии с которым неудовлетворительное значение хотя бы одного критерия приводит к существенному снижению итоговой оценки. Весовые коэффициенты не применялись ввиду отсутствия нормативно обоснованной приоритизации критериев и с целью исключения субъективности при оценке качества первичного цементирования ЭК скважин. Для расчета ИПК результаты геофизических исследований нормируются, а итоги опрессовки принимают значения 1 – колонна герметична или 0 – негерметична:

$$\text{ИПК} = \text{АКЦ}_{\text{ЭК}} \cdot \text{АКЦ}_{\text{ГП}} \cdot \text{СГДТ} \cdot \text{РО}, \quad (1)$$

где ИПК – интегральный показатель качества, $\text{АКЦ}_{\text{ЭК}}$ – доля сплошного контакта «цементный камень-эксплуатационная колонна», $\text{АКЦ}_{\text{ГП}}$ – доля сплошного контакта «цементный камень-горная порода», СГДТ – доля однородности цементного камня за эксплуатационной колонной, РО – результат опрессовки эксплуатационной колонны.

Значения интегрального показателя ранжируются по четырем уровням качества цементирование эксплуатационных колонн скважин: «неудовлетворительное» (0,0-0,4), «низкое» (0,4-0,6), «удовлетворительное» (0,6-0,8) и «хорошее» (0,8-1,0). Такое деление соотносено с общепринятыми категориальными интерпретациями результатов АКЦ и СГДТ. Пороговые значения выбраны эмпирически на основе зависимости вероятности герметичного состояния по результатам опрессовки от величины ИПК (Рисунок 2). При значениях ИПК $<0,4$ наблюдается максимальная вероятность негерметичности по результатам опрессовки. В диапазоне 0,4-0,6 сохраняется повышенный риск негерметичности, что соответствует «низкому» качеству цементирование. Начиная с ИПК $\geq 0,6$, вероятность герметичного состояния становится преобладающей, что соответствует «удовлетворительному» уровню качества.

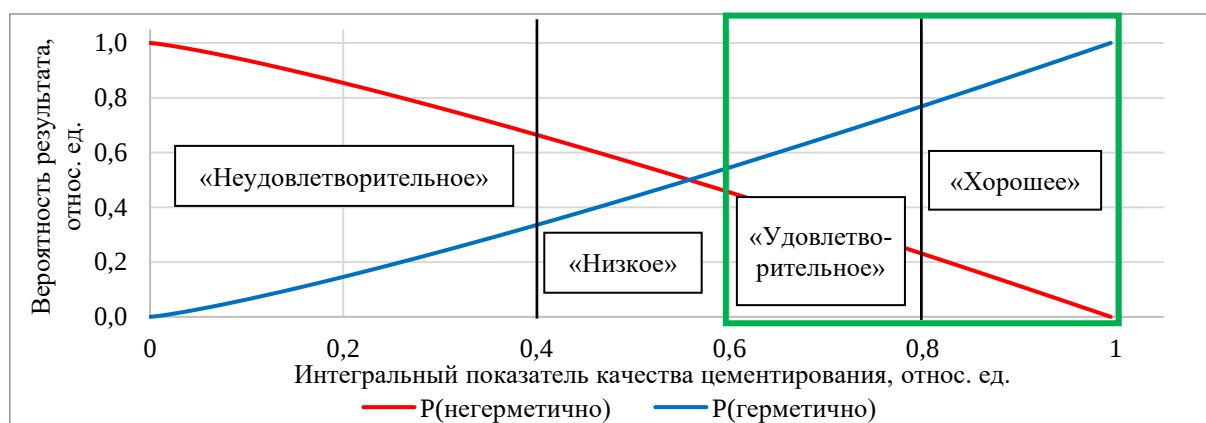


Рисунок 2 – Зависимость вероятности герметичного результата первичного цементирование скважин от интегрального показателя качества

Интервал перфорации ЭК характеризуется локальным нарушением цементного камня и снижением герметичности вследствие проведения перфорационных работ. При этом основной интервал проявления ЗКЦ в 94 % случаев фиксируется выше продуктивных пластов, т.е. в интервале 300 м по стволу над перфорированным интервалом. В связи с этим разработанные ТТР ориентированы на повышение герметичности заколонного пространства в интервале над продуктивными пластами.

Исходя из результатов проведенного анализа промыслового опыта применения различных технико-технологических решений, определена необходимость комплексного воздействия на герметичность заколонного

пространства эксплуатационных колонн скважин. Для реализации данного подхода сформулирована гипотеза о необходимости применения современных средств анализа промысловых данных, позволяющих выявлять как явные, так и скрытые взаимосвязи между технологическими параметрами различных этапов строительства скважин.

Во второй главе обоснован выбор алгоритмов анализа данных для математического моделирования процесса цементирования скважин, представлен алгоритм формирования ТТР для обеспечения «удовлетворительного» качества первичного цементирования эксплуатационных колонн, приведена разработанная методика оценки отмывающей способности буферных жидкостей в лабораторных условиях.

На основании проведенного сравнительного анализа опыта применения 50 математических алгоритмов для моделирования многофакторных технологических процессов установлено, что для прогнозирования значения ИПК и определения многофакторных закономерностей влияния различных параметров на качество первичного цементирования ЭК скважин необходимо использовать алгоритм Лес решений и теорему Байеса.

Лес решений представляет собой ансамбль деревьев решений, в котором итоговый прогноз определяется агрегированием прогнозов отдельных деревьев (2):

$$\hat{y} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M f_m(x), \quad (2)$$

где $f_m(x)$ – прогноз m -го дерева решений; M – число деревьев в ансамбле; x – вектор технико-технологических параметров строительства скважины.

Для определения оптимальных диапазонов параметров использован формализованный вид теоремы Байеса (3):

$$P(A|B) = \frac{P(B|A) \cdot P(A)}{P(B)}, \quad (3)$$

где $P(A|B)$ – условная вероятность достижения требуемого уровня качества первичного цементирования при заданном сочетании технологических параметров; $P(B|A)$ – условная вероятность наблюдения параметров при выполнении условия A ; $P(A)$ и $P(B)$ – априорные вероятности.

Совместный эффект влияния технологических параметров оценивался с использованием обобщенной функции желательности Харрингтона (4):

$$D = (\prod_{i=1}^n d_i)^{1/n}, \quad (4)$$

где $d_i(x)$ – частная желательность i -го параметра; n – количество факторов.

Стандартный подход к обоснованию ТТР основан на экспертном анализе ограниченного числа параметров (10-20 ед.) по данным отдельных документов (технологические акты, отчеты супервайзеров и др.). В предлагаемом подходе используется автоматизированное формирование базы промысловых данных по делам более 10 тыс. скважин и анализ 128 технологических параметров. Применение алгоритмов машинного обучения обеспечивает объективное ранжирование параметров и выявление нелинейных многоуровневых взаимосвязей, что позволяет формировать комплексные решения по обеспечению герметичности крепи ЭК скважин.

Разработанный алгоритм является основой для программного обеспечения (программа для ЭВМ № 2024680423), результаты вычислений которого используются для формирования проектно-технической документации на строительство ННС (Рисунок 3).



Рисунок 3 – Принципиальная схема методики разработки технико-технологических решений

Для обоснования технико-технологических решений по повышению эффективности очистки ствола скважины разработана методика лабораторной оценки отмывающей способности буферных жидкостей. Методика основана на моделировании процессов образования и удаления фильтрационной корки бурового раствора на стандартном лабораторном оборудовании (вискозиметр OFITE 900) с последующей количественной оценкой степени очистки ствола по изменению массы фильтрационной бумаги.

В третьей главе приведены результаты применения методики формирования технико-технологических решений для достижения «удовлетворительного» качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин.

В качестве объектов внедрения выбраны наклонно-направленные скважины, построенные на пласты группы Ю и пласты группы А месторождений Среднего Приобья компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Решение обусловлено тем, что у данных скважин в период 2017-2022 гг. зафиксированы наименьшие значения результатов геофизических исследований по АКЦ и СГДТ. Целевой результат – величина интегрального показателя качества 0,6-0,8, т.е. «удовлетворительное» качество первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин.

Сбор исходной информации выполнен на основе фактических промысловых данных по строительству и цементированию более 10 тыс. скважин месторождений Среднего Приобья ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В анализ включены параметры бурения, подготовки ствола, спуска обсадных колонн, промывки и цементирования. В результате сформированы репрезентативные выборки, включающие 128 параметров по 1428 ННС на пласты группы Ю и 1318 ННС на пласты группы А. Базы исходных данных сформированы по скважинам сопоставимых конструкций, построенных с применением идентичных технологических решений и материалов и пробуренных с использованием промывочных жидкостей на водной основе.

Для формирования комплекса технико-технологических решений определены приоритетные параметры строительства скважин, оказывающие наибольшее влияние на качество первичного цементирования эксплуатационных колонн с использованием алгоритма Лес решений (Рисунок 4). Результаты ранжирования использовались для отбора ключевых параметров, по которым на следующем этапе определялись оптимальные значения, обеспечивающие требуемое качество цементирования.

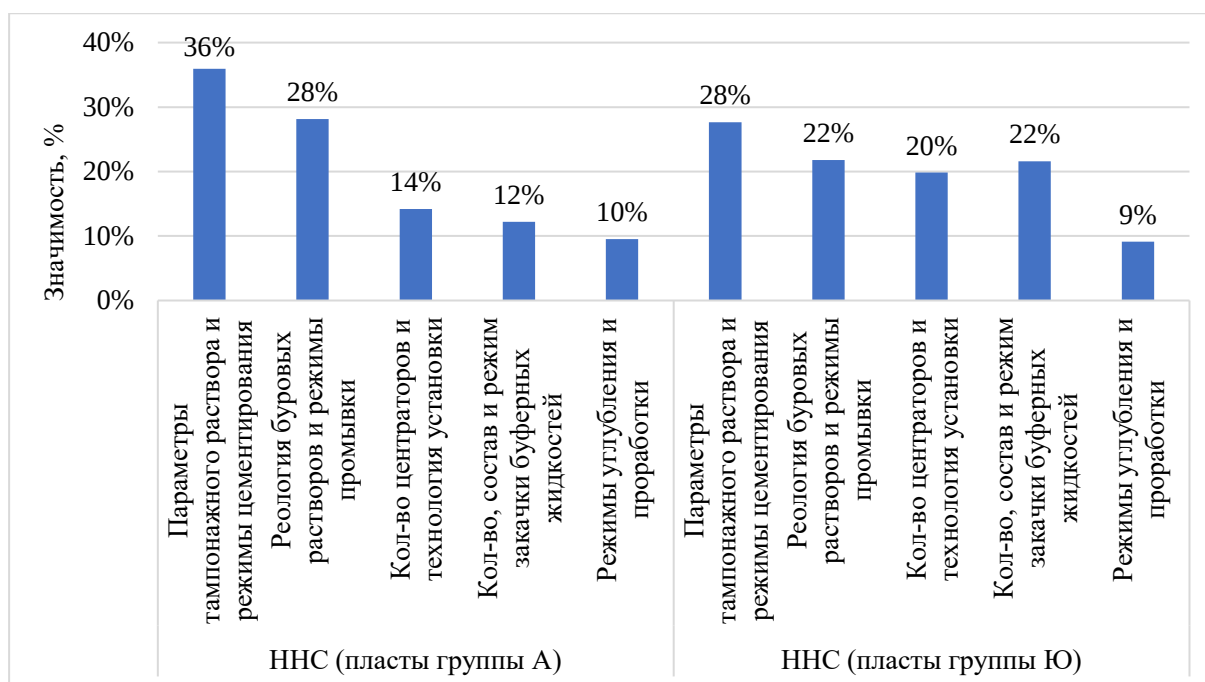


Рисунок 4 – Ранжирование групп параметров по значимости для наклонно-направленных скважин

Для иллюстрации установленных комплексных зависимостей между технико-технологическими параметрами строительства скважин и интегральным показателем качества первичного цементирования на Рисунке 5 приведен фрагмент сформированного Леса решений.

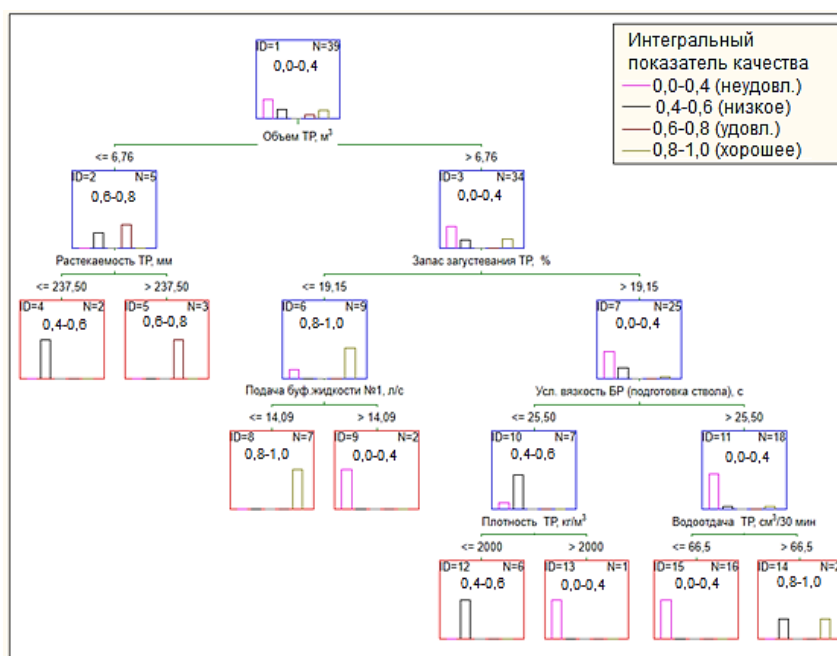


Рисунок 5 – Пример сформированного Древа решений

Анализ ветвлений Рисунка 5 показывает, что влияние отдельных технологических параметров на интегрированный показатель качества

первичного цементирования определяется их сочетанием и последовательностью взаимодействия. Это позволяет учитывать совместное влияние параметров на различных этапах строительства скважины и использовать выявленные зависимости для обоснования комплекса технико-технологических решений, обеспечивающих требуемое качество цементирования эксплуатационной колонны.

На основании результатов ранжирования выделены приоритетные технологические параметры, по которым на следующем этапе с помощью теоремы Байеса выполнено определение оптимальных значений и допустимых диапазонов, обеспечивающих достижение «удовлетворительного» качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин.

В качестве примера на Рисунке 6 представлена зависимость вероятности «удовлетворительного» результата цементирования от значений водоотдачи цементного раствора нормальной плотности. Аналогичным образом установлены зависимости для всех ключевых параметров. Полученные результаты позволяют определить области значений параметров, при которых достигается требуемый уровень качества первичного цементирования, и используются для обоснования оптимальных диапазонов при формировании технико-технологических решений.

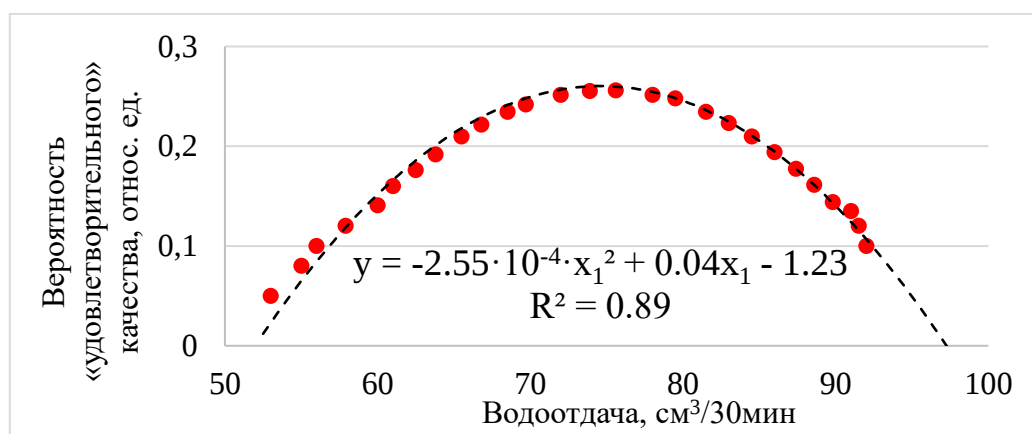


Рисунок 6 – Зависимость вероятности получения «удовлетворительного» качества цементирования от водоотдачи тампонажного раствора

Совместный эффект влияния технологических параметров определялся с использованием метода Харрингтона по группам параметров, объединенных по этапам строительства скважин и направленности действия разработанных технико-технологических решений.

В качестве примера приведен расчет оптимальных значений параметров тампонажного раствора, обеспечивающих требуемый уровень ИПК цементирования эксплуатационных колонн. В результате установлено, что максимальные значения обобщенной желательности (D_{max}) достигаются при согласованном сочетании параметров тампонажного раствора, соответствующих оптимальным областям значений частных функций желательности (d_n). Это свидетельствует о необходимости одновременного управления ключевыми параметрами, поскольку отклонение любого из них приводит к снижению обобщенной желательности и, как следствие, интегрированного показателя качества первичного цементирования. Результирующее решение представлено ниже (5):

$$\begin{cases} 0,983 \leq d_1 \leq 0,996 \\ 0,988 \leq d_2 \leq 0,999 \\ 0,940 \leq d_3 \leq 0,922 \\ 0,991 \leq d_4 \leq 0,997 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 72 \leq x_1^{opt} \leq 76 \\ 1990 \leq x_2^{opt} \leq 2000 \\ 236 \leq x_3^{opt} \leq 237 \\ 30 \leq x_4^{opt} \leq 32 \end{cases} \rightarrow 0,9751 \leq D_{max} \leq 0,9754 \quad (5)$$

Дополнительным инструментом оценки влияния технологических параметров на интегрированный показатель качества первичного цементирования является графическое представление результатов расчетов, что позволяет оперативно анализировать изменение уровня желательности при варьировании параметров и применять полученные зависимости при принятии технологических решений (Рисунок 7).

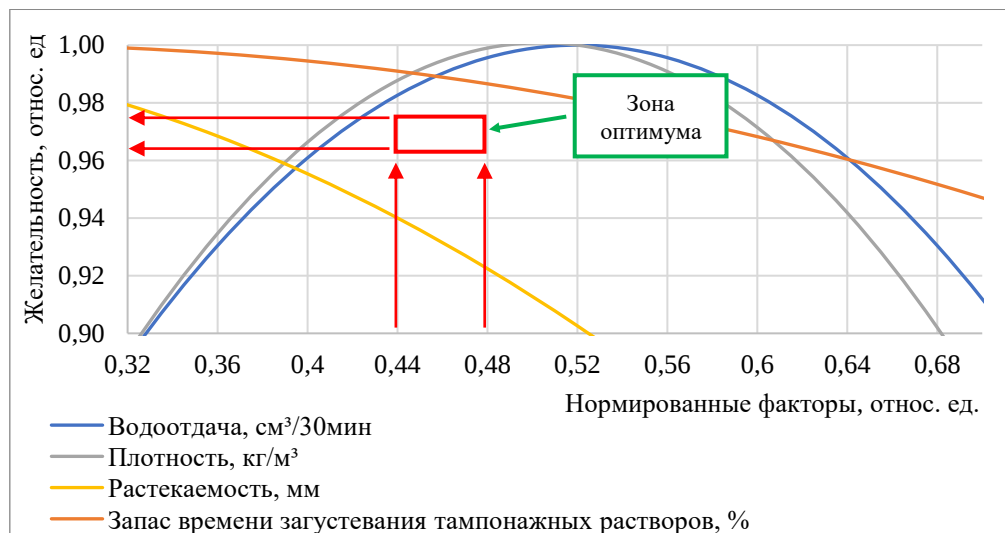


Рисунок 7 – Зависимость желательности «удовлетворительного» результата цементирования от параметров тампонажного раствора

Создание комплекса технико-технологических решений выполнено по принципу последовательного управления ключевыми этапами строительства скважин. В основу ТТР положены выявленные приоритетные параметры и их оптимальные значения, обеспечивающие достижение требуемого уровня интегрированного показателя качества первичного цементирования. Такой подход позволяет исключить разрозненные технологические действия и обеспечить взаимосвязанное управление процессами бурения, подготовки ствола, промывки и цементирования скважин.

В рамках обоснования ТТР по повышению эффективности очистки ствола выполнены лабораторные исследования отмывающей способности компонентов буферных жидкостей на вискозиметре OFITE 900. Установлено, что применение абразивных и адгезионных добавок (латекс, модифицированный лингосульфат и полианионная целлюлоза) обеспечивает более эффективное удаление фильтрационной корки бурового раствора и остаточного шлама с модельной поверхности. Полученные результаты использованы при выборе состава и режимов закачки буферных жидкостей при формировании комплекса ТТР.

Далее концептуально представлены технико-технологические решения, ориентированные на практическое регулирование параметров основных этапов строительства скважин и направленные на обеспечение требуемого уровня качества первичного цементирования эксплуатационных колонн.

Этап углубления ствола скважины. Регламентирован состав компоновки низа бурильной колонны с включением калибраторов, режим бурения и параметры бурового раствора на водной основе, обеспечивающие формирование ствола с минимальной кавернозностью и отклонением от номинального диаметра, снижение интенсивности образования фильтрационной корки и увеличение эффективности удаления бурового шлама.

Этап подготовки ствола скважины. Установлены требования к параметрам промывочной жидкости, режимам промывки и проработки, обеспечивающие эффективный вынос шлама, снижение вероятности образования загеленных зон бурового раствора и сохранение геометрии ствола, близкой к номинальной, перед спуском эксплуатационной колонны.

Этап спуска эксплуатационной колонны и окончательной промывки. Регламентированы параметры буровых растворов и режимы промывки при спуске колонны, обеспечивающие наиболее полное удаление выбуренной породы из скважины. Обоснована технология оперативного доведения параметров промывочной жидкости до требуемых значений с помощью премиксов. Предложена комбинированная схема установки центраторов (низкофрикционных полимерных и цельнометаллических полужестких), обеспечивающая снижение эксцентриситета ствола скважины. Обоснована необходимость выполнения окончательной промывки через цементирующую головку с вытеснением не менее 2 объемов затрубного пространства скважины.

Этап цементирования эксплуатационной колонны. Установлены требования к применению буферных жидкостей (состав, объем и режимы закачки), обеспечивающие разрушение фильтрационной корки и повышение эффективности очистки поверхности колонны и горных пород. Регламентированы режимы закачки тампонажных растворов (расход, скорость продавки), обеспечивающие повышение полноты вытеснения буровых растворов и снижение вероятности образования каналов в заколонном пространстве. Обосновано требование подъема цементного раствора над кровлей продуктивного пласта не менее 300 м по стволу для повышения герметичности интервала над продуктивными пластами и снижения вероятности заколонных перетоков. В результате сформировано 33 технико-технологических решения для наклонно-направленных скважин на пласты группы Ю и 41 – для ННС на пласты группы А, которые прошли экспертную оценку с привлечением 10 специалистов в области цементирования скважин. Для реализации на месторождениях Среднего Приобья сформированы две план-программы для проведения опытно-промышленных работ, которые представлены в Главе 3 диссертационной работы.

В четвертой главе приведены результаты опытно-промышленных испытаний ТТР на 30 опытных наклонно-направленных скважинах на пласты группы Ю и 34 опытных наклонно-направленных скважинах на пласты группы А месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Обоснован экономический эффект за счет снижения количества скважин, требующих

проведения ремонтно-изоляционных работ для восстановления герметичности крепи. Внедрение технико-технологических решений произведено в 2022-2023 гг. Результаты средних значений АКЦ и СГДТ представлены на Рисунке 8. Сравнение эффективности типовых и опытных ТТР выполнено по скважинам, построенным в сопоставимых условиях – одни кустовые площадки и конструкция, идентичные горно-геологические разрезы. Так, на всех опытных скважинах достигнут интегральный показатель более 0,6, т.е. «удовлетворительное» качество. Как следствие, крепь данных скважин герметична по результатам опрессовки колонн. На скважинах с типовыми ТТР интегральный показатель качества варьируется в диапазоне 0,01-0,05 – качество цементирования «неудовлетворительное».

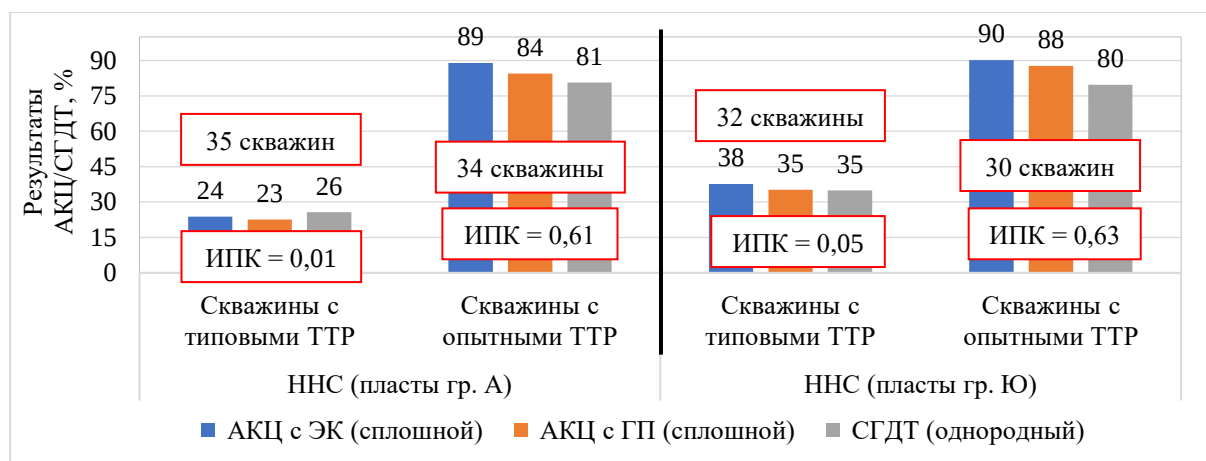


Рисунок 8 – Результаты цементирования наклонно-направленных скважин

Оценка экономического эффекта от применения разработанных технико-технологических решений произведена на основе сопоставления наличия заколонных перетоков на скважинах, построенных с применением типовых и опытных ТТР. Так, на опытных скважинах не зафиксировано заколонных перетоков, тогда как на 6 скважинах с типовыми ТТР (9 % от общего количества) отмечена негерметичность крепи на момент их сдачи в эксплуатацию. При средней стоимости одной ремонтно-изоляционной работы 4,3 млн руб. фактический экономический эффект составил 25,8 млн руб. за счет непроведения работ по восстановлению герметичности крепи ЭК. Таким образом, успешные промысловые испытания подтверждают эффективность разработанного комплекса технико-технологических решений для повышения качества первичного цементирования эксплуатационных колонн скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате анализа опыта цементировании 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.

Список основных работ, опубликованных по теме диссертации:

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Шаляпин, Д. В. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2020. - № 5. - С. 81-93.

2. Шаляпин, Д. В. Исследование фактической информации по креплению скважин с применением машинного обучения и нейронных сетей / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2021. - № 3. - С. 108-119.

3. Шаляпин, Д. В. Совершенствование методики анализа данных по креплению скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 5(353). - С. 36-39.

4. Шаляпин, Д. В. Обзор современных методов математического анализа для решения задач в области строительства скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 12(360). - С. 5-10.

5. Шаляпин, Д. В. Оценка эффективности внедрения технологических решений по повышению качества крепления скважин, разработанных на основе цифровых технологий / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, В. Г. Кузнецов. - Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2023. - № 3. - С. 68-83.

6. Шаляпин, Д. В. Теоретическое обоснование использования машинного обучения для решения задач в области цементирования скважин / Д. В. Шаляпин. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2023. - № 12(372). - С. 23-26.

7. Шаляпин, Д. В. Изменение подхода к повышению результативности производственных процессов с помощью цифровых технологий в нефтегазовой отрасли / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. - Текст : непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2024. - № 6(144). - С. 38-44.

8. Шаляпин, Д. В. Техничко-экономический эффект внедрения цифровых технологий для повышения качества цементирования скважин на месторождениях Западной Сибири / Д. В. Шаляпин, В. Г. Кузнецов. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2025. - № 12(396). - С. 21-25.

Публикации в изданиях, включенных в международную базу цитирования Scopus:

9. Shalyapin, D. V. The results of applying machine learning for improvement of well cementing / D. V. Shalyapin, A. D. Shalyapina // AIP Conf. Proc. - 27 November 2023. - 2929 (1): 020017.

Программа для ЭВМ:

10. Программа для ЭВМ № 2024680423 Российская Федерация.
Программа для определения лучших значений параметров, влияющих на
качество цементирование скважин : № 2024680423 : заявл. 27.06.2024 : опубл.
28.08.2024 / Шаляпин Д. В. ; правообладатель Шаляпин Д. В. - Текст :
непосредственный.

Подписано в печать 03.07.2026. Формат 60х90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.

Тираж 100 экз. Заказ № 3286.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.