

На правах рукописи



СЫРКИН ДМИТРИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
КАЧЕСТВА РАЗОБЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ
БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

Специальность 2.8.2. – Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2025

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Научный руководитель: **Хузин Ринат Раисович**
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Каменских Сергей Владиславович**
доктор технических наук, доцент, доцент кафедры «Бурение, машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Ухтинский государственный технический университет»

Мулюков Ринат Абдрахманович
кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Ведущая организация: **Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва**

Защита диссертации состоится 18 декабря 2025 года в 15:30 часов на заседании диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина по адресу: 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186А, аудитория 6А.35.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru.

Автореферат разослан «___» 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Кабирова Алевсия Хатиповна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертации

В настоящее время большинство месторождений Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, тем не менее основные объекты разработки, а также перспективы на увеличение добычи по-прежнему связаны с терригенными коллекторами девонской системы. При этом строительство скважин осложнено горно-геологическими условиями: наличием интервалов неустойчивых глинистых отложений – аргиллитов бобриковского и кыновского горизонтов. Для бурения кыновских аргиллитов в последние годы на месторождениях ПАО «Татнефть» применяется буровой раствор на углеводородной основе (РУО), который позволяет сохранять стабильность стенок скважины. Из-за низких забойных температур (25–35 °C), высоких реологических показателей бурового раствора и его гидрофобности качество крепления эксплуатационных колонн и хвостовиков (по данным акустического каротажа) существенно ниже, чем в скважинах, пробуренных с применением буровых растворов на водной основе (РВО). Освоение скважин, законченных с использованием РУО, требует дополнительных затрат по восстановлению герметичности цементной крепи. Так, по статистике, на месторождениях ПАО «Татнефть» доля заколонной циркуляции (ЗКЦ) в таких скважинах при освоении достигает 23,6 % (данные за 2022 г.). На ремонтно-восстановительные работы одной скважины в среднем затрачивается от 3,5 млн руб., что составляет около 7 % от стоимости строительства скважины. Основными причинами некачественного цементирования и возникновения ЗКЦ являются неполное вытеснение РУО буферными составами и цементным раствором, а также негативное влияние пленки РУО на силу сцепления тампонажного камня с обсадной колонной и горной породой.

В этой связи для повышения качества цементирования обсадных колонн, снижения доли скважин с ЗКЦ при освоении, а также для достижения качественного разобщения пластов требуется теоретическое обоснование с последующей доработкой методик оценки отмывающей способности буферных

жидкостей и их подбор для эффективной очистки ствола скважины от РУО в условиях месторождений Республики Татарстан.

Степень разработанности темы

Исследованиями в области повышения качества крепления скважин и разработкой буферных и тампонажных жидкостей занимались отечественные и зарубежные ученые: С.И. Амерханова, Ф.А. Агзамов, Р.Г. Ахмадеев, М.О. Ашрафьян, А.И. Булатов, Г.Р. Вагнер, А.А. Гайворонский, Р.А. Гасумов, Л.А. Голышкина, В.С. Данюшевский, М.В. Двойников, А.Х. Мирзаджанзаде, И.С. Катеев, Р.И. Катеев, А.И. Овчинников, Е.М. Соловьев, Г.Н. Хангильдин, Р.И. Шищенко, И.Г. Юсупов, J.B. Clark, George R. Gray, G.C. Howard и др.

Ими предложены достаточно эффективные технико-технологические решения в области повышения качества крепления скважин. Однако в полной мере не решена задача проведения качественного цементирования скважин, пробуренных с применением РУО. В связи с этим совершенствование существующего комплекса методик по оценке отмывающей способности буферных жидкостей и их подбор является важной научно-технической задачей.

Объект исследования – буферные жидкости.

Предмет исследования – отмывающая способность буферных жидкостей.

Цель работы – повышение качества разобщения пластов и снижение вероятности возникновения заколонной циркуляции в скважинах, пробуренных на терригенные отложения девонской системы с использованием бурового раствора на углеводородной основе, путем применения буферных жидкостей.

Идея работы заключается в повышении силы сцепления цементного камня с вмещающими поверхностями при применении буферных жидкостей, состоящих из растворяющей и отмывающей порций.

Задачи исследования:

1. Анализ качества крепления эксплуатационных колонн (хвостовиков) за период с 2017 по 2024 гг., типизация причин возникновения заколонной

циркуляции (ЗКЦ) на месторождениях ПАО «Татнефть» и анализ влияния применяемых буферных жидкостей на качество крепления скважин, пробуренных на РУО.

2. Совершенствование существующих и разработка новой методики по определению отмывающей способности буферных жидкостей при применении РУО.

3. Оценка отмывающей способности различных буферных жидкостей с поверхности обсадной колонны и горной породы.

4. Изучение влияния величины кольцевого зазора модели скважины на степень вытеснения бурового раствора цементным при концентричном вертикальном положении обсадной колонны.

5. Проведение опытно-промышленных испытаний подобранных буферных жидкостей при креплении скважин, пробуренных с применением РУО на терригенные отложения девонской системы.

Методология и методы исследований

Работа выполнена в соответствии с существующими и общепринятыми методиками проведения лабораторно-экспериментальных исследований, а также в соответствии со стандартами ГОСТ, ISO и API: ГОСТ 33697-2015, ГОСТ 1581-2019, ISO 10426. Поставленные задачи решались путем статистического анализа данных по пробуренным скважинам и обобщения результатов лабораторных, стендовых и промысловых испытаний.

Научная новизна:

1. Определен максимум отмывающей способности дизельного топлива (ДТ) и 30 %-ного водного раствора терпенов при удалении с металлической цилиндрической поверхности с шероховатостью Ra 12,5 пленки РУО с содержанием углеводородной фазы 60–70 % при температуре 25 °C.

2. Установлено, что при применении 30 %-ного водного раствора терпенов и 10 %-ного водного раствора комплекса анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в качестве буферных жидкостей максимум отмыва по

изменению массы пленки РУО составляет 90,7 % при отмыве с металлической цилиндрической поверхности с шероховатостью Ra 12,5, при этом отмывающая способность по изменению адгезии между цементным камнем, сформированным из ПЦТ-I-G-СС-1, и этим же цилиндром составляет 49,45 % от адгезии между поверхностью и цементным камнем без пленки РУО.

3. Выявлено, что степень вытеснения РУО плотностью 1300 кг/м³ (содержание углеводородной фазы 60–70 %) цементным раствором (ПЦТ-I-G-СС-1) на 6–8 % ниже, чем степень вытеснения РВО плотностью 1150 кг/м³ (известковый полимер карбонатный) при одинаковых кольцевых зазорах и реологических характеристиках замещаемых растворов при концентричном вертикальном положении колонны.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработана новая и усовершенствованы существующие методики определения отмывающей способности буферных жидкостей.

2. Обоснованы и промышленно апробированы эффективные буферные жидкости для цементирования скважин, пробуренных с применением РУО.

3. Определена эмпирическая зависимость величины силы сцепления цементного камня с горной породой (известняк обломочный органогенный и синтетический терригенный образец) от степени отмывания пленки РУО буферными жидкостями.

4. Установлено, что при удалении 90 % массы пленки бурового раствора на углеводородной основе с металлической поверхности, адгезия между цементным камнем и металлом снижается в 2 раза по сравнению с адгезией цементного камня к чистой поверхности металла.

5. Новизна технических решений, лежащих в основе новых технологических процессов, защищена патентом на изобретение № 2836208 «Способ подготовки к цементированию скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе».

6. Результаты исследований применены при строительстве 206 скважин, при этом доля скважин с ЗКЦ снижена с 23,6 % (2022 г.) до 16,9 %, по результатам опытно-промышленных работ (ОПР) внесены изменения в инструкцию по креплению скважин ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина ЕРБ 2431-2023.

Положения, выносимые на защиту:

1. Предложенные алгоритмы исследования удаления пленки РУО с цилиндрической металлической поверхности шероховатостью Ra 12,5 и Ra 0,8, с поверхности известняка и синтетического терригенного образца и определение влияния величины отмыва на изменение адгезии цементного камня к данным поверхностями могут применяться для определения критерия отмывающей способности буферных жидкостей.

2. При применении ДТ для удаления пленки РУО с цилиндрической металлической поверхности с шероховатостью Ra 12,5 отмывающая способность составляет 75 %, а при применении после ДТ 5 %-ного водного раствора сульфонола отмывающая способность возрастает до 85,1 %.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается проведением лабораторных экспериментальных исследований по соответствующим российским и зарубежным стандартам на современном сертифицированном оборудовании, достаточной сходимостью результатов.

Апробация результатов

Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на:

- II Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов» (г. Санкт-Петербург, 2023 г.);
- III Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2024 г.);

- Научно-практической конференции «Современные вызовы и пути решения в нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2024 г.);
- IV Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2025 г.).

Личный вклад автора

Проведен анализ состояния крепления скважин, построенных в терригенных отложениях девонской системы с применением РУО. Доработаны существующие методики определения отмывающей способности буферных жидкостей. Разработана новая методика, позволяющая оценить отмывающую способность буферных жидкостей по изменению силы сцепления на границе «цементный камень – горная порода». Проведены исследования по определению отмывающей способности различных видов буферных жидкостей. Установлена необходимость и доказана эффективность применения буферного комплекса, состоящего из растворяющей и отмывающей буферных жидкостей.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы отражены в 10 опубликованных работах, из них 4 – в рецензируемых научных изданиях, получен один патент на изобретение РФ.

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами, заключения, списка литературы, включающего 120 наименований. Работа изложена на 129 страницах, содержит 59 рисунков, 22 таблицы.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю – д.т.н., доценту Р.Р. Хузину, директору по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям института «ТатНИПИнефть», д.т.н., доценту И.Г. Фаттахову за ценные замечания и советы, а также начальнику отдела бурения, к.т.н. Ф.Ф. Ахмадишину, заведующему лабораторией крепления скважин, к.т.н.

А.Р. Исхакову за постоянное внимание и неоценимую помощь в проведении исследований и внедрении полученных результатов.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, определены цели и задачи исследований, сформулирована научная новизна, защищаемые положения, практическая и теоретическая ценность работы.

В первой главе выполнен анализ развития буровых промывочных жидкостей, который указывает на совершенствование рецептур буровых растворов с целью сокращения сроков и стоимости строительства скважин.

Проанализировано состояние качества крепления скважин, пробуренных на месторождениях ПАО «Татнефть» в период с 2017 по 2024 г. Коэффициент качества цементирования эксплуатационных колонн в продуктивном интервале (K_{14}), пробуренных на девонские отложения с использованием РВО, составляет 0,78, средняя доля скважин с ЗКЦ – 4,63 % (за период с 2017 по 2020 г.), с использованием РУО K_{14} – 0,79, средняя доля скважин с ЗКЦ – 18,13 % (2021–2022 гг.).

По результатам анализа научно-технической литературы и промысловых данных установлены вероятные причины возникновения ЗКЦ: перепады давлений между пластами, наличие фильтрационной корки бурового раствора на проницаемых интервалах скважины, малые кольцевые зазоры (при заканчивании скважин с хвостовиком), отсутствие сцепления цементного камня с обсадной колонной и горной породой и неполное вытеснение РУО при цементировании.

Приведены свойства и состав РУО, используемого на месторождениях ПАО «Татнефть». Применяемый РУО состоит из 60–70 % масла или ДТ, 25–35 % водного раствора $CaCl_2$, эмульгатора, регулятора фильтрации, структурообразователя, модификатора реологии и карбонатного утяжелителя. Внедрение РУО обусловлено необходимостью удержания аргиллитов кыновского горизонта от осыпания с целью сокращения времени и стоимости строительства

скважин. Одновременно с внедрением РУО в 2021 г. была изменена традиционная конструкция скважин, предусматривающая замену эксплуатационной колонны 146 мм, на хвостовик 140 или 127 мм.

Одним из способов повышения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО, является использование специализированных буферных жидкостей.

Исходя из того, что при внедрении конструкций скважин с уменьшением кольцевых зазоров снижается качество крепления и повышается доля скважин с ЗКЦ, то для оценки влияния величины кольцевого зазора на степень вытеснения бурового раствора цементным требуется проведение стендовых лабораторных исследований и установление оптимальной конструкции скважины.

На основании проведенного анализа научной литературы и промысловых данных сформулированы цель и задачи работы.

Во второй главе обоснована рабочая гипотеза и приведены методические аспекты диссертационной работы. Многокомпонентность и гидрофобность РУО обуславливает необходимость применения двух буферных жидкостей, каждая из которых имеет свое назначение. Первая порция должна обеспечивать растворение углеводородной части пленки РУО с поверхности обсадной колонны и горной породы, а вторая – смыть остатков пленки и модификацию вмещающих поверхностей из гидрофобной в гидрофильную, поскольку цементный раствор и камень имеют гидрофильную природу. Для эффективного растворения углеводородной части пленки РУО на поверхностях колонны и горной породы основной действующий компонент растворяющей буферной жидкости должен быть неполярным растворителем, так как углеводородная часть бурового раствора является неполярной жидкостью.

Для проведения исследований использованы стандартные и оригинальные методики: ГОСТ 33697-2015, ГОСТ 1581-2019, ISO 10426 и др. Представлены свойства и состав буферных жидкостей, которые использовались для проведения исследований; для определения силы сцепления применялся портландцемент

тампонажный высокой сульфатостойкости (ПЦТ-I-G-СС-1) производства ООО «Цементум» (г. Вольск). Использовалось лабораторное оборудование компаний OFITE и Matest.

Установлено, что существующие методики не позволяют оценить отмывающую способность буферных жидкостей по изменению силы сцепления между цементным камнем и горной породой. Также для унификации существующих методик была произведена их доработка (время контакта РУО и буферных жидкостей с исследуемыми поверхностями, частота вращения при перемешивании и время затвердевания цементного раствора при исследовании отмывающей способности через изменение силы сцепления).

Методики 1–3 основаны на исследовании отмывающей способности по разнице масс (цилиндра вискозиметра Ofite 800, образцов горной породы (диаметр 30 мм, высота 60 мм) и металлического патрубка (диаметр 57 мм, высота 100 мм) с чистой и сухой поверхностью, с намытой пленкой РУО и пленкой после воздействия буферных жидкостей. Исследуемый образец взвешивается (m_1), погружается в РУО в течение 10 мин по методике 1 и 60 мин по методикам 2 и 3 с вращением 200 об/мин по методике 1 и 350 об/мин по методикам 2 и 3 (при такой частоте вращения режим течения жидкости переходный от ламинарного к турбулентному, который соответствует минимальным скважинным условиям цементирования), взвешивается с пленкой РУО (m_2). Далее образец помещается в исследуемый буферный состав на 10 мин с частотой вращения, аналогичной частоте вращения при намыве, и взвешивается (m_3). По формуле (1) определяется отмывающая способность:

$$W_{\text{отмыв}} = \left(1 - \frac{m_3 - m_1}{m_2 - m_1}\right) \cdot 100, (\%). \quad (1)$$

Методика 1 достаточно проста, однако имеет погрешность и не приближена к скважинным условиям (шероховатость поверхности $Ra 0,8$), но, несмотря на это, для первичного тестирования и отсеивания неперспективных буферных жидкостей она применима. Методики 2 и 3 позволяют оценить отмывающую способность с большей точностью (большая площадь контакта) и приближены к скважинным

условиям (поверхность горной породы и металлического патрубка с шероховатостью Ra 12,5), однако они не оценивают влияние оставшейся пленки РУО на адгезию между цементным камнем и поверхностью обсадной колонны и горной породы.

Методика 4 основана на определении отмывающей способности буферных жидкостей по изменению силы сцепления (адгезии) на границе «цементный камень – металл». За 100 % отмывающую способность принимается значение адгезии цементного камня к чистой поверхности металлического патрубка. Пропорционально уменьшению силы сцепления высчитывается отмывающая способность буферных жидкостей. Режим и время намывания и отмывания пленки аналогичны методике 3. После этого к патрубку прикрепляется дно и заливается внутрь тампонажный раствор на основе ПЦТ I-G-CC-1 с водоцементным соотношением 0,44. На 48 ч патрубок помещается в камеру влажного хранения (влажность 100 %, температура 25 °C). После этого он устанавливается на проставки, и при помощи пуансона и работы пресса выдавливается цементный камень. Фиксируется сила страгивания. Адгезия рассчитывается по формуле (2):

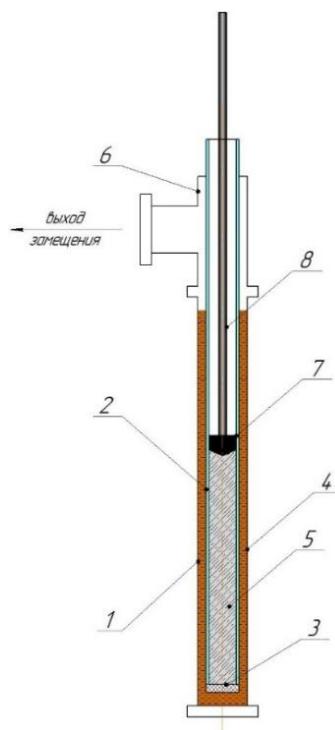
$$G = F/S, \quad (2)$$

где F – сила отрыва цементного камня, Н; S – площадь внутренней поверхности металлического цилиндра, м².

Автором предложена методика 5, по которой определяется отмывающая способность буферных жидкостей при изменении адгезии цементного камня к образцу горной породы. Режим и время намывания и отмывания пленки аналогичны методике 2. Далее образец помещается в металлический патрубок (смазанный маслом для отсутствия сцепления между цементным камнем и металлом) и заливается цементным раствором на основе ПЦТ I-G-CC-1 с водоцементным соотношением 0,44. На 48 ч образец помещается в камеру влажного хранения, далее при помощи проставок и пуансонов на прессе фиксируется сила страгивания. Адгезия рассчитывается по формуле (2). За 100 % отмывающую способность принимается адгезия цементного камня к чистой

поверхности керна. Пропорционально уменьшению силы сцепления высчитывается отмывающая способность буферных жидкостей. Разработанная методика позволяет оценить влияние пленки РУО и степень ее отмыва на изменение силы сцепления. Описанный комплекс методик позволяет в полной мере оценить отмывающую способность различных буферных жидкостей в условиях, максимально приближенных к скважинным.

Для оценки влияния величины кольцевого зазора на полноту вытеснения различных типов бурового раствора цементным подготовлен стенд, представленный на рисунке 1.



1 – скважина; 2 – колонна; 3 – мембрана; 4 – буровой раствор;
5 – цементный раствор; 6 – тройник; 7 – пробка; 8 – шток

Рисунок 1 – Схема стенда

В качестве модели скважины применялись пластиковые трубы с внутренним диаметром 46,4; 36,4 и 71 мм; в качестве модели обсадной колонны – трубы с наружным диаметром 32; 40 и 50 мм. Исследование проводилось следующим образом. Кольцевые зазоры выбирались по критериям геометрического подобия и соответствовали конструкции скважин (216/146 и 124/102 мм). Продавливание осуществлялось со скоростью 1 м/с (при такой скорости достигается переходный

режим течения жидкостей в условиях модели). Применялись РУО и РВО со схожими реологическими характеристиками: условная вязкость: РУО – 65 с, РВО – 58 с; пластическая вязкость: РУО – 15,5 мПа·с, РВО – 18,9 мПа·с; ДНС: РУО – 57,45 дПа, РВО – 70,86 дПа; СНС: РУО – 23,94/57,45 дПа, РВО – 21,06/72,77 дПа. Таким образом, на представленном стенде было изучено влияние одной переменной величины – кольцевого зазора. Модель скважины собиралась, в затрубное пространство помещался буровой раствор, внутрь обсадной колонны – цементный раствор объемом, равным затрубному объему (между растворами находится мембрана). При помощи штока производилось продавливание цементного раствора. После продавливания оставленная в затрубном пространстве смесь бурового и цементного раствора извлекалась, перемешивалась, затем определялась ее плотность. Далее смесь заливалась в формы-кубики размером 50x50x50 мм для определения прочности полученного камня через 48 ч. По системе уравнений (3) определялась доля бурового и цементного раствора в смеси:

$$\begin{cases} \rho_{\text{см}} = x \cdot \rho_{\text{p-pa}} + y \cdot \rho_{\text{цем}}, \\ x + y = 1 \end{cases} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, кг/м³; $\rho_{\text{p-pa}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³; $\rho_{\text{цем}}$ – плотность цементного раствора, кг/м³; x – доля бурового раствора в полученной смеси, доли ед.; y – доля цементного раствора в полученной смеси, доли ед.

В третьей главе представлены результаты исследований отмывающей способности различных буферных составов и исследования зависимости вытеснения бурового раствора цементным раствором при различных величинах кольцевых зазоров. Относительная погрешность измерений не превышала 2,4 %.

По методике 1 проведены исследования отмывания РУО на основе масла, так как данный тип РУО имеет более широкое применение на месторождениях ПАО «Татнефть», чем РУО на основе ДТ. По методике 1 испытаны 17 буферных жидкостей. Отмывающая способность составила от 96,77 до 11,53 %. При применении двух буферных жидкостей для отмыва каждая воздействовала на пленку РУО последовательно в течение 5 мин.

Буферные системы, показавшие наилучшие результаты по методике 1, были исследованы по методикам 2–5. Результаты испытаний по методикам 2 и 3 представлены в таблице 1 и на рисунках 2–4.

Таблица 1 – Результаты испытания отмывающей способности по массе на образцах горной породы

п/п	Буферная жидкость	Отмывающая способность по искусственному керну, %	Отмывающая способность по натуральному керну, %	Отмывающая способность по металлу, %
1	30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	90,7	87,3	90,7
2	ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола	83,6	84,7	85,1
3	ДТ + 10 % водный раствор комплекса ПАВ 1	82,5	83,4	83,5
4	ДТ	76	62,5	75
5	30 %-ный водный раствор терпенов	73	61	73,3
6	10 %-ный водный раствор соляной кислоты	61,9	130,6*	68,8

*произошло разрушение известняка под воздействием соляной кислоты.

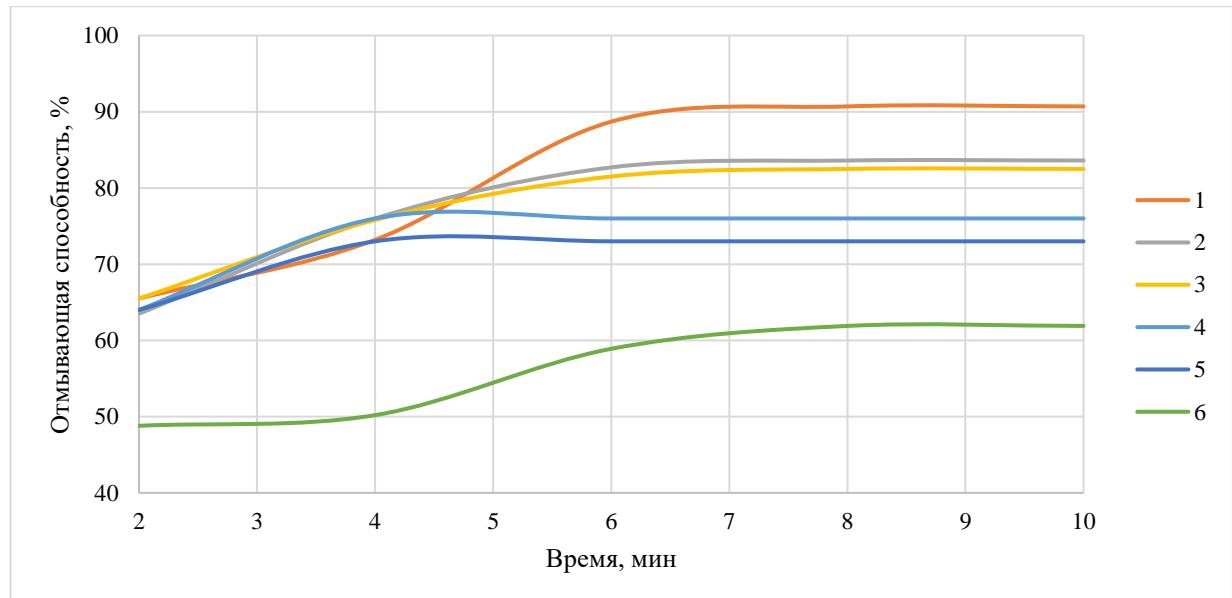


Рисунок 2 – Зависимость отмывающей способности буферных жидкостей от времени воздействия на искусственный образец

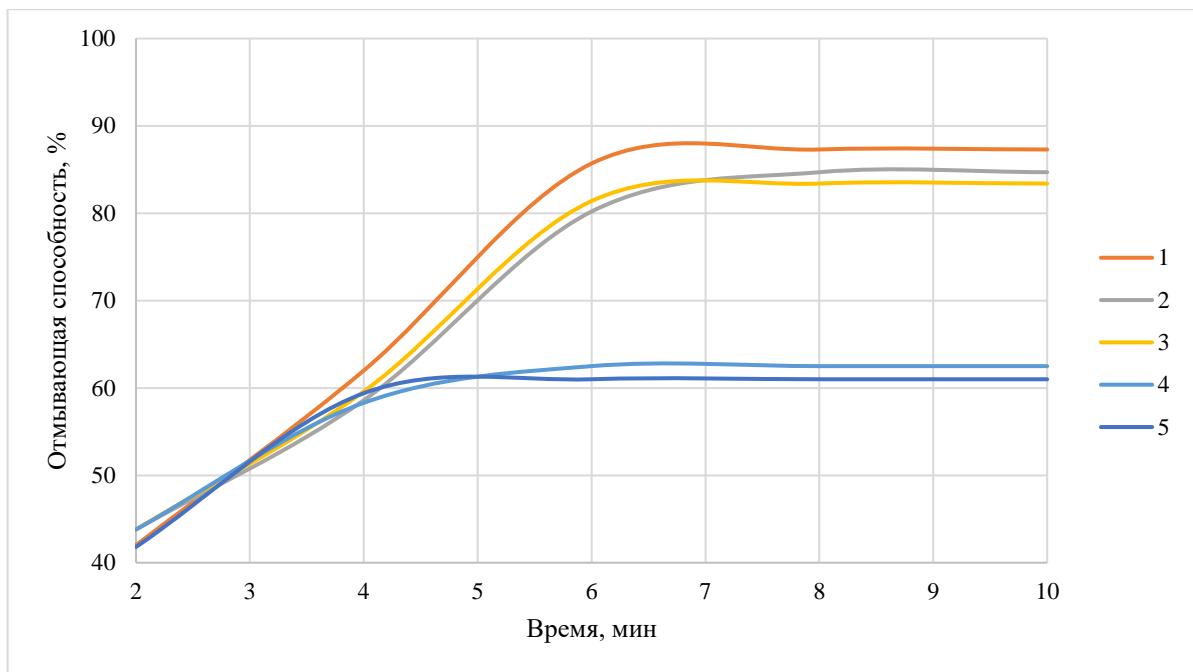


Рисунок 3 – Зависимость отмывающей способности буферных жидкостей от времени воздействия на натуральный образец

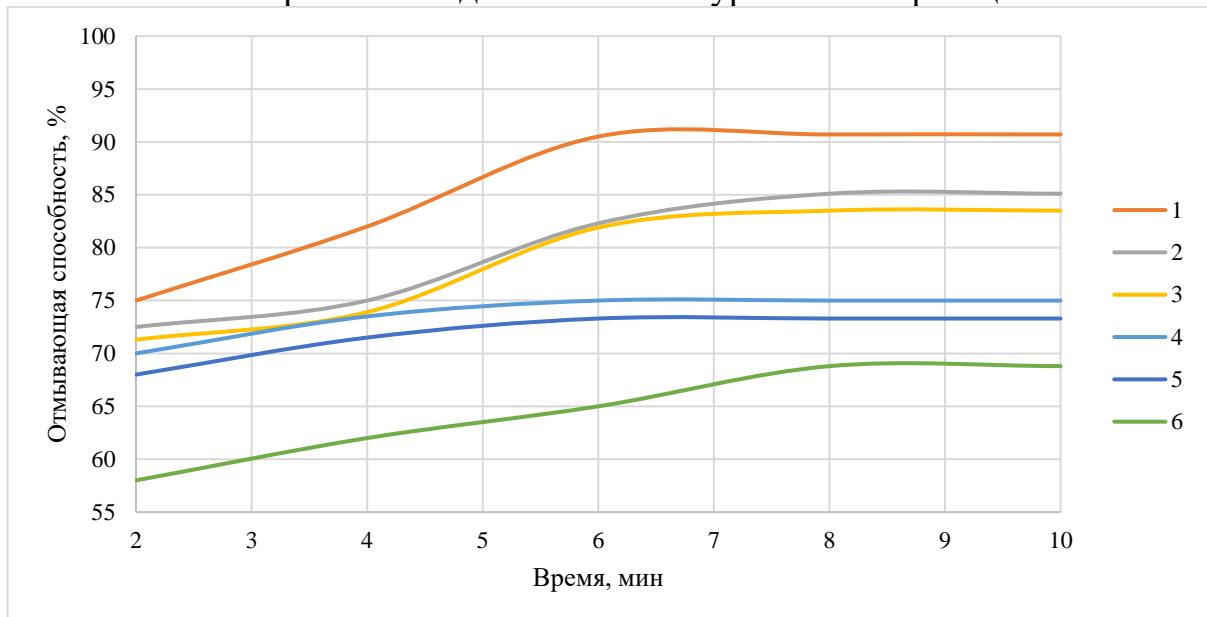


Рисунок 4 – Зависимость отмывающей способности буферных жидкостей от времени воздействия на металлический патрубок

Согласно исследованиям, при применении только растворяющей буферной жидкости (рисунки 2–4, поз. 4–6) максимум отмывающей способности достигается через 4–5 мин воздействия, при применении последовательно растворяющей (5 мин) и отмывающей (5 мин) жидкостей максимум отмывающей способности достигается через 6 мин (5 мин воздействие растворяющей и 1 мин воздействия

отмывающей буферных жидкостей), после чего отмывающая способность увеличивается незначительно, что подтверждает положения рабочей гипотезы о необходимости применения двух порций буферных жидкостей.

В таблице 2 приведены данные по исследованию отмывающей способности по методике 4.

Таблица 2 – Результаты испытания отмывающей способности по изменению массы пленки РУО с поверхности металлического патрубка и изменению адгезии цементного камня к металлу

п/п	Буферная жидкость	Отмывающая способность по изменению массы пленки, %	Адгезия, МПа	Отмывающая способность по изменению адгезии, %	Разница, %
	Чистая поверхность металла (эталонная адгезия)		2,993		
	Без применения буферной жидкости (пленка РУО)		0,445		
1	30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	90,7	1,48	49,45	41,25
2	ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола	85,1	1,46	48,78	36,32
3	ДТ + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	83,5	1,42	47,44	36,06
4	ДТ	75	1,33	44,44	30,56
5	30 %-ный водный раствор терпенов	73,3	1,21	40,57	32,73
6	10 %-ный водный раствор соляной кислоты	68,8	1,01	33,75	35,05

Согласно проведенным исследованиям по методике 4, отмывающая способность буферных жидкостей по изменению адгезии значительно ниже, чем по изменению массы пленки РУО.

В таблицах 3 и 4 представлены результаты испытания отмывающей способности по изменению адгезии цементного камня с образцов натуральной и искусственной горных пород и их сравнение с испытаниями по определению отмывающей способности по изменению массы пленки РУО. На рисунке 5 изображен график отмывающей способности по изменению адгезии цементного камня с металлом и с образцами искусственной и натуральной горных пород.

Таблица 3. Сравнение отмывающей способности буферных жидкостей по изменению массы пленки РУО и изменению адгезии цементного камня к искусственному образцу

п/п	Буферная жидкость	Отмывающая способность по изменению массы пленки, %	Адгезия, МПа	Отмывающая способность по изменению адгезии, %	Разница, %
	Чистая поверхность керна		1,78		
	Без применения буферной жидкости (пленка РУО)		0,178		
1	30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	90,7	0,8	44,94	45,76
2	ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола	83,6	0,78	43,82	39,78
3	ДТ + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	82,5	0,75	42,13	40,37
4	ДТ	76	0,73	41,01	34,99
5	30 %-ный водный раствор терпенов	73	0,7	39,33	33,9
6	10 %-ный водный раствор соляной кислоты	61,9	0,69	38,76	23,14

Таблица 4 – Сравнение отмывающей способности буферных жидкостей по изменению массы пленки РУО и изменению адгезии цементного камня к натуральному образцу

п/п	Буферная жидкость	Отмывающая способность по изменению массы пленки, %	Адгезия, МПа	Отмывающая способность по изменению адгезии, %	Разница, %
	Чистая поверхность керна		1,96		
	Без применения буферной жидкости (пленка РУО)		0,089		
1	30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	87,3	0,79	40,31	46,99
2	ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола	84,7	0,75	38,27	46,43
3	ДТ + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1	83,4	0,74	37,76	45,64
4	ДТ	62,5	0,71	36,22	26,28
5	30 %-ный водный раствор терпенов	61	0,68	34,69	26,31

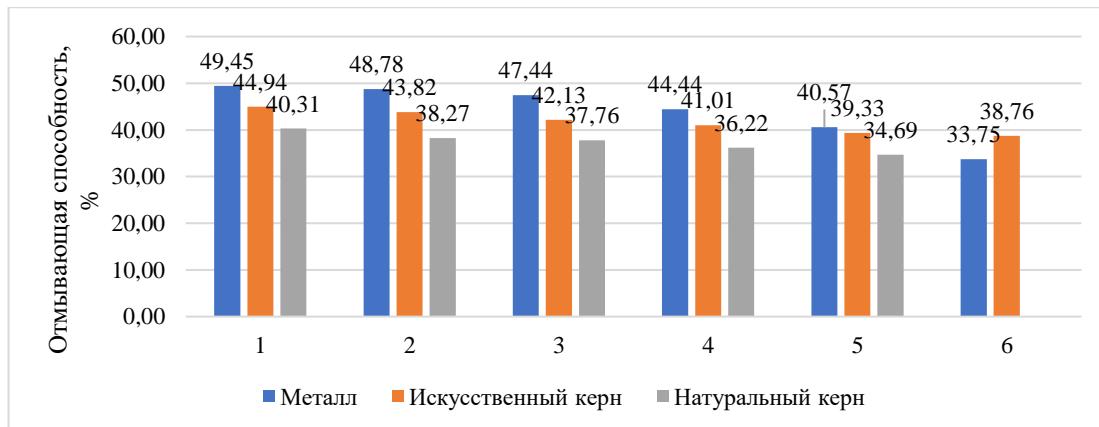


Рисунок 5 – График отмывающей способности по изменению адгезии

Согласно таблице 4, отмывающая способность буферных жидкостей по изменению адгезии между цементным камнем и образцами искусственной и натуральной горных пород значительно ниже, чем по изменению массы пленки РУО. Влияние буферных жидкостей и РУО на изменение адгезии цементного камня к металлу несколько ниже, чем на образцы горной породы, что позволяет предположить о более вероятном месте возникновения ЗКЦ по границе «цементный камень – горная порода».

По результатам лабораторных исследований установлена зависимость отмывающей способности по изменению адгезии от изменения отмывающей способности по изменению массы пленки РУО для образцов искусственного и натурального керна. Полученные зависимости представлены на рисунке 6.

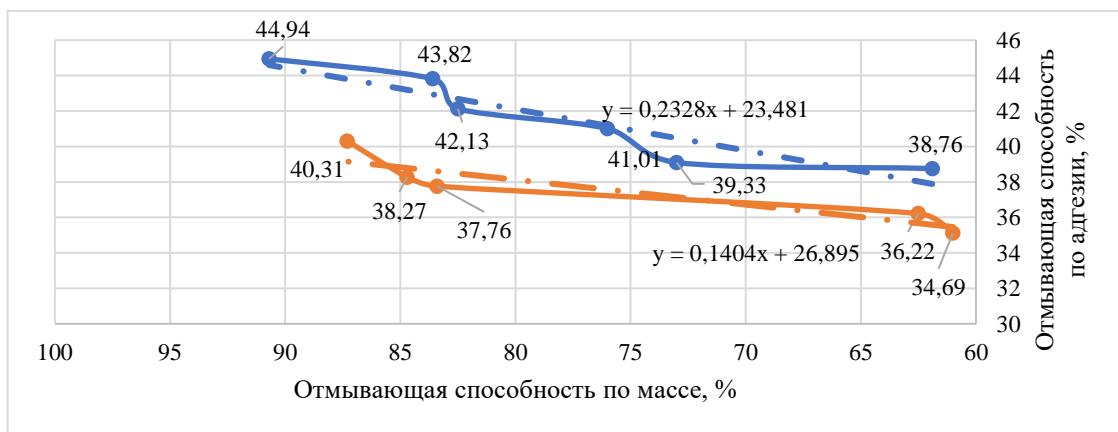


Рисунок 6 – Зависимость между двумя типами исследования отмывающей способности (синие линии – зависимость для искусственного образца, красные – для натурального)

По полученным графикам выведены эмпирические уравнения, описывающие зависимость изменения отмывающей способности по изменению адгезии от отмывающей способности по изменению массы пленки РУО:

$$y = 0,2328x + 23,481, \quad (4)$$

$$y = 0,1404x + 26,895, \quad (5)$$

где x – отмывающая способность буферной жидкости по изменению массы, %.

Таким образом, установлено, что для удаления пленки РУО необходимы растворяющая буферная жидкость для растворения углеводородной части, а также отмывающая буферная жидкость, содержащая ПАВ, для удаления остатков пленки,

что подтверждает рабочую гипотезу. Определено существенное негативное влияние пленки РУО на адгезию цементного камня с металлом и горной породой (искусственный керн): при наличии пленки РУО адгезия снижается в 6,7 и 10 раз соответственно. По итогам проведенных лабораторных исследований получен патент на изобретение РФ, который подробно описывает способ подготовки скважины к цементированию, а именно процесс закачки технологических жидкостей в скважину и их объемы.

Результаты исследований по определению влияния величины кольцевого зазора на степень вытеснения бурового раствора цементным представлены в таблице 5. По полученным данным выведена эмпирическая зависимость степени вытеснения от величины кольцевого зазора (рисунок 7).

Таблица 5 – Результаты стендовых экспериментов

№	Диаметр колонны/ скважины, мм	Зазор на сторону, мм	Доля площади кольцевого зазора к площади отк. ств. скважины, %	Плотность раствора, кг/м ³			Доли бурового/цементного растворов в смеси, доли ед.	Прочность на сжатие камня из смеси, МПа
				бурового	цементного	смесь в кольцевом пространстве		
1	32/36,4	2,2	23	1300 *	1900	1450	0,55/0,45	0,8
2	40/46,4	3,2	26			1666	0,39/0,61	3,8
3	32/46,4	7,2	52			1779	0,20/0,80	13,3
4	50/71,4	10,7	50			1822	0,13/0,87	17,9
5	32/36,4	2,2	23	1155 **		1500	0,43/0,57	***
6	40/46,4	3,2	26			1583	0,35/0,65	***
7	32/46,4	7,2	52			1799	0,14/0,86	8,95
8	50/71,4	10,7	50			1848	0,07/0,93	9,5

Примечание: * – РУО; ** – РВО; *** – смесь не твердеет.

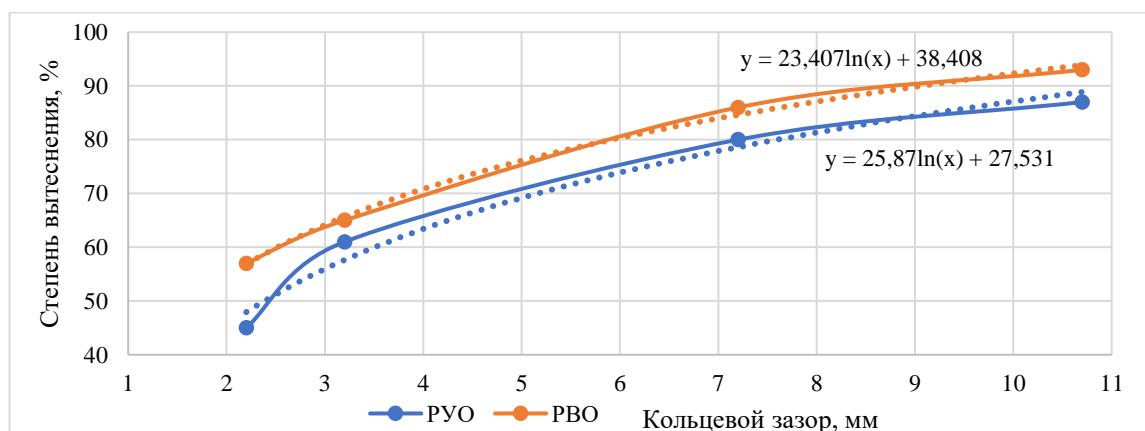


Рисунок 7 – График вытеснения бурового раствора цементным в зависимости от величины кольцевого зазора

В результате проведенных исследований установлено, что при наличии в смеси более 80 % цементного раствора смесь способна твердеть и набирать достаточную прочность, поэтому примем минимальное значение величины критерия полноты вытеснения 80 %. Максимальное вытеснение достигнуто при использовании модели 50/71,4 (таблица 5, п. 8) при кольцевом зазоре 10,7 мм и соотношении площади кольцевого пространства к площади открытого ствола 0,5 по критерию геометрического подобия данная модель соответствует скважине 146/216 с кольцевым зазором 35 мм. Учитывая отношение площади кольцевого пространства к площади открытого ствола более 50 %, переформулировав данное отношение через диаметры обсадной колонны и открытого ствола, получим, что для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным необходимо, чтобы отношение диаметра обсадной колонны к диаметру открытого ствола было не более 0,707.

В четвертой главе приведена оценка эффективности применяемых буферных жидкостей по коэффициенту K_{14} , который характеризует сплошность контакта цементного камня с колонной и горной породой. Как было отмечено, в значительной части скважин, пробуренных с применением РУО, имеется ЗКЦ, поэтому в качестве показателя эффективности предложенных буферных жидкостей использовался показатель доли скважин с гидропрорывом.

Результаты проведения ОПР представлены в таблице 6 и на рисунке 8.

Таблица 6. Результаты проведения ОПР

п/п	Буферная жидкость	Количество скважин, шт	Коэффициент качества цементирования в продуктивной части	Количество ЗКЦ	Доля скважин с ЗКЦ, %
1	ДТ + 0,2 %-ный водный раствор НТФК + 0,2 %-ный водный раствор ТПФН (базовый вариант)	113	0,58	35	31
2	ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола	195	0,69	34	17,4
3	30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ №1	11	0,75	1	9

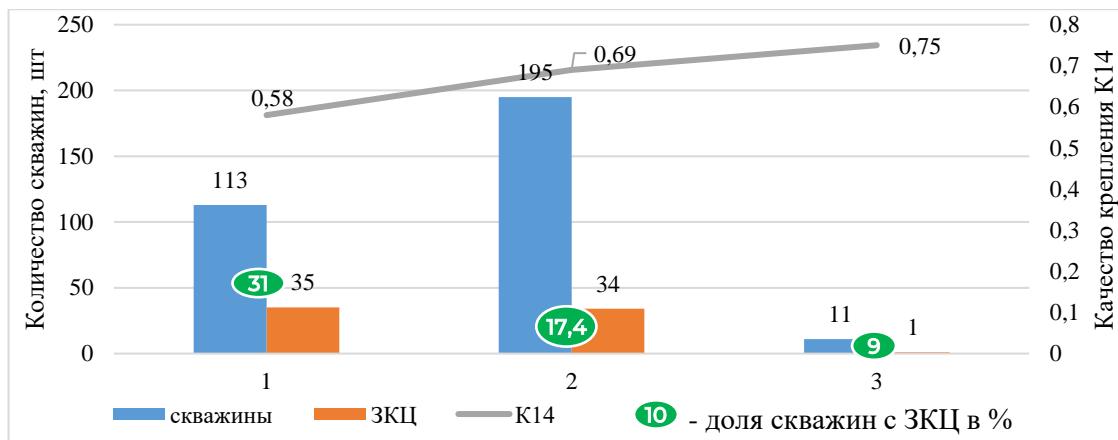


Рисунок 8 – Результаты проведения ОПР

Проведенные ОПР подтверждают эффективность буферных систем, испытанных в лабораторных условиях. В результате их применения удалось снизить долю скважин с ЗКЦ с 23,6 % (2022 г.) до 16,99 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ качества крепления скважин показал, что скважины, пробуренные на девонские отложения с использованием РУО, имеют качество крепления по К₁₄ 0,79 за период с 2018 по 2022 г., доля ЗКЦ – 8,44 %, а за 2022 г. – 23,6 %. Установлено, что неполное отмывание РУО с поверхности обсадной колонны и горной породы применяемыми буферными жидкостями, а также малые кольцевые зазоры являются одними из ключевых факторов, которые снижают качество крепления скважин и повышают риск возникновения ЗКЦ.

2. Доработаны существующие методики и разработана новая методика, позволяющая оценить отмывающую способность буферных жидкостей по изменению силы сцепления между цементным камнем и образцами горных пород.

3. Установлено, что для эффективного удаления пленки РУО необходимо применять растворяющую и отмывающую буферные жидкости, причем в качестве растворяющей жидкости применять неполярные растворители (ДГ или 30 %-ный водный раствор терпенов), а в качестве отмывающей – ПАВ (5 %-ный водный раствор сульфонола или 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1).

4. По усовершенствованному комплексу методик оценена отмывающая способность 17 буферных жидкостей, которая составила от 96,77 до 11,53 %. Установлена зависимость отмывающей способности по изменению силы сцепления между цементным камнем и образцами горной породы от отмывающей способности по изменению массы пленки РУО.

5. Проведены исследования по определению степени вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах. Эмпирически определена зависимость степени вытеснения от величины кольцевого зазора для двух типов бурового раствора: РУО и РВО. Установлено, что для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным необходимо, чтобы отношение диаметра эксплуатационной колонны (хвостовика) к диаметру открытого ствола было не более 0,707. При смешении цементного раствора с буровым при доле бурового раствора более 30 % смесь теряет способность твердеть и набирать прочность.

6. По результатам лабораторных исследований две буферные системы были рекомендованы к применению в промысловых условиях:

- 1) ДТ + 5 %-ный водный раствор сульфонола (последовательно);
- 2) 30 %-ный водный раствор терпенов + 10 %-ный водный раствор комплекса ПАВ 1 (последовательно).

7. Проведены промысловые испытания на 206 скважинах ПАО «Татнефть». По их результатам доказана эффективность применения предложенных многокомпонентных буферных систем – доля скважин с гидропрорывом снижена с 23,6 до 16,9 %. Внесены изменения в инструкцию по креплению скважин в ПАО «Татнефть» ЕРБ 2431-2023.

8. В качестве перспективных направлений дальнейших исследований можно рассматривать разработку новых составов буферных жидкостей, а также разработку новых устройств для механического удаления пленки РУО.

Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих научных изданиях, в том числе в ведущих рецензируемых:

1. Исхаков, А.Р. Совершенствование методики исследования отмывающей способности буферных составов / А.Р. Исхаков, Д.А. Сыркин, Д.А. Миронов // Инженер-нефтяник. – 2023. – №3. – С. 53-56.
2. Повышение качества цементирования скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе / Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Зарипов И.М. [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2024. – Спецвыпуск. – С. 66-69.
3. Стенд для исследования вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах / Шафигуллин Р.И., Ахмадишин Ф.Ф., Исхаков А.Р., Сыркин Д.А. [и др.] // Нефтяная провинция. – 2025. – №2(42). – С. 200-213.
4. Исследование отмываемости пленки бурового раствора на углеводородной основе с поверхности горных пород специальными буферными жидкостями / Сыркин Д.А., Ахмадишин Ф.Ф., Исхаков А.Р. [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 7. – С. 22-27.

В других научно-технических изданиях:

5. Совершенствование методики исследования буферных составов, для подготовки ствола скважины перед цементированием скважин, пробуренных с использованием буровых растворов на углеводородной основе / А.Р. Исхаков, Д.А. Сыркин, С.И. Амерханова [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2023. – Вып. 91. – С. 151-158.

6. Исхаков А.Р. Совершенствование методики исследования отмывающей способности буферных составов / А.Р. Исхаков, Д.А. Сыркин, Миронов Д.А. // Сборник тезисов II Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов». – Санкт-Петербург, 2023. – С.51.

7. **Сыркин, Д.А.** Анализ особенностей заканчивания горизонтальных скважин / Д.А. Сыркин, Р.Р. Хузин // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2020. – Т.19. – С.38-41

8. Разработка и обоснование применения буферной системы для повышения качества крепления скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе / **Д.А. Сыркин**, А.Р. Исхаков, Р.Р. Гильмутдинов, Д.Н. Камашева. // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции «Современные вызовы и пути решения в нефтегазовой отрасли». – Альметьевск. – 2024. – С. 97-99.

9. **Сыркин, Д.А.** Исследование эффективности вытеснения бурового раствора на водной и углеводородной основах цементным при различных кольцевых зазорах / Д.А. Сыркин, Д.Н. Камашева. // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 20–22 мая 2025 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2025. – 126 с.

Патенты/свидетельства на объекты интеллектуальной собственности:

10. Патент N 2836208 Российской Федерации, МПК C09K 8/467 (2025.01). Способ подготовки к цементированию скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе : N 2024132314 : заявлено 28.10.2024 : опубликовано : 11.03.2025 / **Д.А. Сыркин**, А.Р. Исхаков, И.М. Зарипов; патентообладатель ПАО «Татнефть».