

На правах рукописи

**КАМЕНСКИХ СЕРГЕЙ ВЛАДИСЛАВОВИЧ**

**БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ  
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ  
АГРЕССИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Ухта – 2023

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Ухтинский государственный технический университет» (УГТУ).

**Научный консультант** – доктор технических наук, профессор

**Быков Игорь Юрьевич**

**Официальные оппоненты:** **Агзамов Фарит Акрамович** – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»;

**Балаба Владимир Иванович** – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»;

**Хузин Ринат Раисович** – доктор технических наук, доцент, Генеральный директор ООО «КАРБОН-ОЙЛ».

**Ведущая организация** – ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

Защита диссертации состоится «22» «мая» 2024 г. в 13 ч. 30 мин. на заседании диссертационного совета **75.1.011.01** на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по адресу: 142717, РФ, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте [www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru).

Автореферат разослан «\_\_\_» «\_\_\_\_\_» 2024 г.

**Ученый секретарь**  
диссертационного совета,  
доктор технических наук



**Лаптева Татьяна Ивановна**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто более 180 нефтяных и газовых месторождений, из которых 72 (40 %) с агрессивными флюидами ( $H_2S$  до 18,5 % об.) в высокопроницаемых пластах (до 700 мД). Строительство скважин в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений и аварий: поглощений различной интенсивности, дифференциальных прихватов и проявлений флюидов, содержащих  $H_2S$ . Одним из первых сероводород взаимодействует с технологическими жидкостями, в результате чего происходит деструкция высокомолекулярных соединений (ВМС), коррозионное разрушение цементного камня, стресс-коррозия бурильного инструмента. Все это требовало приготовления новых порций технологических жидкостей или их постоянных обработок специальными химическими реагентами, что приводило к росту затрат времени строительства скважин (15-20 %), удорожанию их стоимости (5-10 %) и другим негативным последствиям. Яркими примерами подобных горно-геологических являются месторождения Колвинского мегавала, Денисовской и Косью-Роговской впадин ТПНГП (забойная температура до 100°C; градиент пластового давления 1,03-1,13 МПа на 100 м). Проведенные учеными исследования позволили разработать широкий спектр рецептов буровых растворов и тампонажных составов для бурения и крепления скважин в условиях сероводородной агрессии. Однако использование материалоемких рецептов (нейтрализаторы, ингибиторы и др.) с добавками токсичных реагентов (бактерициды) и специальных цементов повышает стоимость буровых работ, загрязняет пласты и ухудшает экологическую обстановку. Таким образом, проблема качественной проводки скважин в условиях сероводородной агрессии более многогранна и не должна ограничиваться только разработкой коррозионно-устойчивых материалов, требует комплексного решения вопросов, связанных с разработкой единой системы технологических жидкостей, обеспечивающих повышение качества строительства скважин при минимально возможной материалоемкости составов за счет использования особенностей их физико-химического

взаимодействия с агрессивными флюидами. Поэтому исследование и разработка комплекса технологических жидкостей для повышения качества бурения и крепления высокопроницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ , является **актуальной** задачей, имеющей важное значение для нефтегазовой промышленности страны и соответствующей государственной программе РФ «Развитие энергетики» (подпрограмма «Развитие нефтяной и газовой отраслей») согласно постановлению Правительства РФ от 31.03.21 № 501.

В диссертации проведены исследования сероводородной агрессии и сопутствующих осложнений (поглощения и дифференциальные прихваты) на месторождениях ТПНГП с целью разработки промывочного, буферного и тампонажного растворов, обеспечивающих при комплексном использовании качественное строительство скважин за счет нейтрализации  $H_2S$  повышенной щелочностью соединений  $Ca(OH)_2$  и кольматации высокопроницаемых пластов продуктами их взаимодействия; обеспечения герметичности разобщения пластов благодаря качественной подготовке ствола к цементированию и формированию коррозионностойкого цементного камня; восстановления проницаемости коллекторов путем кислотной обработки. В работе изложены новые научно обоснованные технические, технологические и иные решения, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны.

**Степень разработанности темы.** Значительный вклад в разработку рецептур буровых технологических жидкостей и химических агентов для качественной и безаварийной проводки скважин в коррозионно-активных и высокопроницаемых средах, методов и технологий предупреждения и ликвидации поглощений и дифференциальных прихватов, исследование природы и причин их возникновения внесли отечественные и зарубежные ученые: Ф.А. Агзамов, О.К. Ангелопуло, М.О. Ашрафьян, И.И. Белей, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, В.Д. Городнов, С.Н. Горонович, В.С. Данюшевский, К.А. Джабаров, Г.П. Зозуля, Н.Х. Каримов, А.А. Ключов, В.М. Кравцов, В.И. Крылов, Я.М. Курбанов, М.Р. Мавлютов, П.П. Макаренко, М.А. Мыслюк, Д.Ф. Новохатский, В.П. Овчинников, Д.В. Орешкин, А.А. Перейма, Ю.И. Петраков, В.М. Подгорнов, В.Н. Поляков, Л.И. Рябова, С.А. Рябоконт, Я.А. Рязанов, А.К.

Самотой, Е.М. Соловьев, А.П. Тарнавский, Н.М. Уляшева, В.Г. Ясов, А. Abrams, M.A. Dick, B.A. Eaton, T.J. Heinz, W.E. Helmick, M. Kaeuffer, B.S. Kohil, A.K. Singh, S. Vickers, L.G. Wayne и др.

Анализ опыта строительства скважин, научных публикаций, лабораторных и промысловых экспериментов в этом направлении позволил выявить состояние проблемы, суть которой заключается в загрязнении пластов при вскрытии и повышенной материалоемкости применяемых рецептур технологических жидкостей в сероводородсодержащих высокопроницаемых отложениях, что потребовало проведения комплекса исследований и обобщения полученных результатов при практической реализации на месторождениях ТПНГП. Таким образом, проблема совершенствования и разработки технологических жидкостей для качественного строительства скважин в высокопроницаемых пластах, вмещающих  $H_2S$ , сохраняет свою актуальность.

**Идея диссертационной работы** заключается в использовании комплекса технологических жидкостей, обеспечивающего нейтрализацию сероводорода гидроксидом кальция с образованием сульфидных соединений, колюматирующих проницаемые пласты, содержащие  $H_2S$ ; герметичность их разобщения за счет качественной подготовки ствола к цементированию и формирования коррозионностойкого камня пониженной проницаемости; восстановление проницаемости коллекторов путем кислотной обработки.

**Цель работы** – разработать комплекс буровых технологических жидкостей для повышения качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

**Задачи исследований.**

1. Выполнить анализ результатов применения технологических жидкостей в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии.
2. Выполнить анализ и обосновать методы проведения экспериментальных исследований буровых технологических жидкостей.

3. Разработать высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах.

4. Разработать многофункциональную буферную жидкость для повышения качества подготовки ствола скважины к цементированию в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии.

5. Разработать облегченную тампонажную смесь для цементирования обсадных колонн в высокопроницаемых пластах, содержащих сероводород.

6. Сформировать комплекс буровых технологических жидкостей для повышения качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

7. Выполнить промысловые испытания и внедрение комплекса буровых технологических жидкостей в условиях сероводородной агрессии на месторождениях ТПНГП с оценкой технико-экономических показателей.

#### **Научная новизна исследований.**

1. Доказано, что ферментативная устойчивость бурового раствора к сероводородной агрессии обеспечивается увеличением водородного показателя до 12,0-12,5 за счет обработки высокощелочными соединениями оксида кальция в количестве 0,2-0,4 %, который повышает время деструкции высокомолекулярных соединений в 3,2 раза (с бактерицидом) и 2,3 раза (без бактерицида) в диапазоне температур 20°-100°С. Установлено, что высокощелочной буровой раствор трансформируется в кольматирующую смесь, обеспечивающую изоляцию высокопроницаемых пластов, вмещающих  $H_2S$ , при добавке сшивающего агента (биоцидол 1-3 %), газоблокатора (газблок 0,4-0,6 %) и увеличении концентрации  $CaO$  (0,5-0,7 %).

2. Экспериментально установлено, что в условиях сероводородной агрессии и поглощений многофункциональная буферная жидкость, включающая моюще-эрозионную, вытесняюще-кольматирующую и адгезионно-кольматирующую порции, при турбулентном режиме течения в затрубном пространстве повышает качество подготовки ствола к цементированию за счет увеличения прочности сцепления цементного камня с сопрягаемыми поверхностями более 30 %.

3. Установлено, что в условиях сероводородной агрессии и поглощений различной интенсивности тампонажная смесь, включающая сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1, расширяющую добавку ДР-100 (1 %), газблок (0,5 %) и пеностекло (6 %), имеет пониженную плотность ( $1670 \text{ кг/м}^3$ ) и формирует при температурах до  $100^\circ\text{C}$  коррозионностойкий цементный камень ( $\text{KКC}_{36}=0,97$ ) за счет низкой проницаемости (0,81 мД), связывания гидроксида кальция и образования низкоосновных гидросиликатов кальция в зоне контакта между цементной матрицей и микросферами.

4. Доказано, что в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов комплекс технологических жидкостей повышает качество строительства скважин за счет нейтрализации биогенного и природного сероводорода гидроксидом кальция; кольматации проницаемых пород сульфидами кальция; качественной подготовки ствола скважины к цементированию; формирования коррозионностойкого цементного камня; восстановления проницаемости пластов кислотной обработкой.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы.**

Теоретическая значимость диссертационного исследования заключается в установлении общих закономерностей нейтрализации сероводорода в высокощелочных средах ( $\text{pH}=12-13$ ) с превращением в кольматирующие сульфидные соединения, придающие тампонирующие свойства буровым технологическим жидкостям, особенно важные при вскрытии проявляющих сероводородсодержащих высокопроницаемых пластов.

Практическая значимость работы:

- разработка технологических жидкостей: безглинистый высокощелочной буровой раствор (RU №2016126737 А), биополимерная кольматирующая смесь (заявка на изобретение №2020138560 от 24.11.2020), многофункциональная буферная жидкость, облегченная тампонажная смесь (RU №2741890 С2);

- качественная и безаварийная апробация и внедрение на нефтяных скважинах ТПНГП комплекса буровых технологических жидкостей, которые обеспечили экономию материальных средств в размере 544 009,207 тысяч

рублей от применения безглинистого высокощелочного бурового раствора и биополимерной кольматирующей смеси; увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями на 21-46 и 31 % соответственно от использования многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси; повышение проектных дебитов на 10-20 % после восстановления проницаемости коллекторов; что подтверждается актами ОАО «Усинскгеонефть» (ранее УНГРЭ), ЗАО «Интанефть» (ранее ИНГРЭ), ООО ИК «Технологические системы», ООО СБК «Арктика», ООО ТСК «СпецЦемент», ООО «СеверСпецГрупп»;

- научное и методическое обеспечение учебного процесса ФГБОУ ВО «УГТУ» и курсов повышения квалификации специалистов ООО «Лукойл-Коми» и ПАО «Газпром» в виде трех учебных пособий, получивших гриф УМО вузов РФ по нефтегазовому образованию, и двух монографий.

#### **Методология и методы исследования.**

Методология работы основана на принципах научного исследования и разработки буровых технологических жидкостей для вскрытия и разобщения высокопроницаемых пород в условиях сероводородной агрессии.

Работа построена на системном подходе, упорядочивающем многообразие изучаемых процессов и определяющем целостность исследования, стадии его разработки и последовательность их выполнения. Используются: статистический анализ полученных в ходе экспериментов данных с применением методов регрессионного анализа; эмпирический метод исследований для сравнения результатов с известными феноменологическими данными. Описательная часть работы, детализирующая ее структурные связи, построена на монографическом методе научного познания.

#### **Защищаемые положения.**

1. Высокощелочной буровой раствор и трансформируемая из него кольматирующая смесь, которые нейтрализуют биогенный и природный сероводород повышенной щелочностью соединений гидроксида кальция и изолируют высокопроницаемые отложения сульфидами кальция,



ограничивающими поступление  $H_2S$  в ствол скважины и загрязнение пластов фильтратом промывочной жидкости.

2. Многофункциональная буферная жидкость, которая при турбулентном режиме течения в затрубном пространстве смывает и удаляет фильтрационную корку с поверхности горных пород (моюще-эрозионная порция); вытесняет буровой раствор и кольтматирует проницаемые отложения, содержащие  $H_2S$ , (вытесняюще-кольтматирующая порция); увеличивает площадь и прочность сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями (адгезионно-кольтматирующая порция), повышая качество подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений.

3. Облегченная тампонажная смесь, включающая сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G СС-1; расширяющую добавку ДР-100 (1 %); газблок (0,5 %) и гранулированное пеностекло (6 %), формирует в условиях температур до  $100^\circ C$  коррозионностойкий цементный камень ( $KK_{C_{36}}=0,97$ ) пониженной проницаемости (0,81 мД), обеспечивая качественное цементирование обсадных колонн в условиях сероводородной агрессии и поглощений различной интенсивности.

4. Комплекс буровых технологических жидкостей повышает качество строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

#### **Степень достоверности и апробация результатов.**

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также специально разработанных методов и методик, основанных на положениях действующей нормативной документации и государственных стандартов в области исследований технологических жидкостей в сероводородсодержащих высокопроницаемых средах. В работе использовались известные методы аналитического прогнозирования и классической статистики. Полученные результаты сопоставлялись с известными технологическими данными, результатами экспериментов и теоретическими расчетами. Исследования выполнялись с использованием

современной измерительной техники, лабораторного оборудования и компьютерного обеспечения.

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели и задач научных исследований; проведении лабораторных и промышленных экспериментов; физико-математической обработке результатов испытаний и получении зависимостей; апробации и внедрении комплекса технологических жидкостей.

**Основные результаты диссертационного исследования** докладывались на международных и всероссийских научно-практических и научно-технических конференциях: «Булатовские чтения» (Краснодар, 2017-2023); «Рассохинские чтения» (Ухта, 2017-2023); «SPE Russian Petroleum Technology Conference» (Москва, 2018); «Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа» (Уфа, 2019); «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2020); «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность» (Москва, 2021); «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (Пермь, 2021); «Векторы развития ТЭК России» (Краснодар, 2021); «Ашировские чтения» (Самара, 2021); «Referatotech» (Краснодар, 2022); «Актуальные проблемы и инновации в области строительства и ремонта скважин» (Бугульма, 2022); «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (Тюмень, 2022); «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий» (Ставрополь, 2022); «Нефтепромысловая химия» (Москва, 2023).

#### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности.**

Диссертация соответствует паспорту научной специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин, в частности:

**Пункт 5. Осложнения и предупреждение осложнений** (сероводородная агрессия, поглощения, дифференциальные прихваты, проявления) в высокопроницаемых пластах, содержащих  $H_2S$ , при строительстве скважин.

**Пункт 7. Физико-химические процессы** взаимодействия  $Ca(OH)_2$  с  $H_2S$  в объёме технологических жидкостей. Составы, свойства высокощелочных

**технологических жидкостей, химических реагентов для бурения скважин. Фильтрационные процессы** в высокопроницаемых пластах, содержащих  $H_2S$ .

*Пункт 8. Крепление скважин* в высокопроницаемых и коррозионно-активных средах. **Коррозионностойкие материалы для цементирования обсадных колонн. Многофункциональные буферные жидкости. Сульфатостойкие тампонажные цементы и составы на их основе.**

#### **Публикации.**

По теме диссертации опубликовано 76 научных работ, включая 2 патента, 2 монографии, 34 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК и индексируемых в международной базе SCOPUS.

#### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, семи глав, заключения, библиографического списка и приложений. Текст диссертации изложен на 327 страницах машинописного текста, включает 225 рисунков, 124 таблицы, библиографический список литературы содержит 253 наименования.

#### **Благодарности.**

Автор выражает признательность сотрудникам кафедры бурения ФГБОУ ВО «УГТУ». Особую благодарность автор выражает научному консультанту, д.т.н., профессору И. Ю. Быкову и к.т.н., профессору Н. М. Уляшевой.

### **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** представлена краткая характеристика работы, обоснованы актуальность темы, методы исследования и достоверность экспериментов, показана научная и практическая значимость полученных результатов.

**В первой главе** выполнен анализ результатов применения буровых технологических жидкостей в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии.

Горно-геологические условия ТПНГП характеризуются присутствием сероводорода ( $H_2S$ ) в высокопроницаемых пластах. К настоящему времени разработан широкий спектр рецептов технологических жидкостей и реагентов для подобных горно-геологических условий. Накоплен значительный опыт их

использования, но до сих пор бурение и крепление сопровождается возникновением поглощений, дифференциальных прихватов, сероводородной агрессией и флюидопроявлений.

Поглощения и дифференциальные прихваты являются одними из наиболее часто встречающихся и трудоемких видов осложнений и аварий. Многочисленные исследования позволили изучить природу и причины их возникновения, разработать способы предупреждения и ликвидации. Несмотря на многолетний опыт исследований, эффективность «традиционных» методов их предупреждения и ликвидации составляет около 30 %.

Широкое распространение в практике профилактики поглощений и дифференциальных прихватов получила кольматация проницаемых отложений. Постоянные поиски эффективных способов изоляции проницаемых пластов привели к разработке большого числа кольматирующих составов, использование которых в ряде случаев способствовало успешному предупреждению осложнений и аварий. Основным недостатком данного способа является отсутствие коррозионной стойкости компонентов кольматирующих материалов к  $H_2S$ . Поэтому проектируемая кольматирующая смесь должна одновременно обладать ферментативной устойчивостью к  $H_2S$  и способностью качественно изолировать высокопроницаемые пласты.

Несмотря на негативное влияние сероводорода на свойства буровых и тампонажных растворов, объем информации об исследованиях процессов их взаимодействия относительно невелик и требует совершенствования уже существующих и разработки новых технологических жидкостей для качественной проводки скважин в условиях сероводородной агрессии.

Буровой раствор одним из первых взаимодействует с  $H_2S$ . При этом опасен не только природный сероводород, но и биогенный, что связано с ферментативной деструкцией высокомолекулярных соединений (ВМС), широко применяемых в современных рецептурах буровых растворов.

В современной практике буровых работ для предупреждения деструкции ВМС и роста бактерий используют бактерициды, в составе которых имеются

токсичные вещества (хлор, формалин, формальдегид, фенол, растворители и их производные). Другими недостатками бактерицидов являются избирательность по отношению к определенным бактериям, непродолжительность действия и низкая активность, что ухудшает технологические свойства буровых растворов. В результате применение бактерицидов экономически и экологически не всегда оправдано и эффективно, поэтому следует оценить целесообразность их использования в рецептурах буровых растворов.

Для нейтрализации сероводорода в буровых растворах большое распространение получили реагенты-поглотители  $H_2S$ . Основные недостатки: загрязнение пластов нерастворимыми сульфидными соединениями и кратное снижение нейтрализующей способности поглотителей при повышении величины рН бурового раствора от 6 до 11, что требует увеличения их концентрации, но и оно не решает в полной мере проблему нейтрализации  $H_2S$ .

Наиболее перспективным и эффективным направлением нейтрализации  $H_2S$  является поддержание высокой щелочности среды. В частности, при  $pH \geq 9,5$  за счет диссоциации  $H_2S$  в буровом растворе преобладают ионы  $HS^-$  и  $S^{2-}$ , которые обладают малой токсичностью. В настоящее время для условий сероводородной агрессии известны различные рецептуры буровых растворов, в которых в качестве регулятора показателя рН используется гидроксид натрия.

Сероводород, поступивший в буровой раствор, вызывает интенсивную коррозию бурильного инструмента, поэтому ученые рекомендуют применять защитные покрытия. Однако в процессе выполнения технологических операций инструмент подвержен воздействию различных нагрузок и ударов, которые могут нарушить целостность защитных покрытий. В условиях коррозии исследователи рекомендуют применять ингибиторы, которые тормозят процессы наводороживания, но повышают стоимость буровых работ. Наиболее простым и эффективным методом борьбы с коррозией является применение высокощелочных технологических жидкостей.

Одним из путей повышения качества цементирования является использование буферных жидкостей, выполняющих ряд важных функций,

выполнить которые с использованием одного буферного состава проблематично. Поэтому необходимо разработать многофункциональную буферную жидкость для подготовки ствола скважины к цементированию в высокопроницаемых отложениях, вмещающих  $\text{H}_2\text{S}$ . Для качественного заполнения заколонного пространства тампонажным составом необходимо повысить коэффициент вытеснения и замещения бурового раствора тампонажным, что достигается при турбулентном режиме вытеснения путем увеличения скорости восходящего потока в затрубном пространстве.

Цементирование обсадных колонн является одним из важных и ответственных этапов всего цикла строительства скважины. Поэтому многие проектные, научные и производственные организации уделяют качественному выполнению этой операции пристальное внимание, которое осложняется присутствием в разрезе  $\text{H}_2\text{S}$ , сосредоточенного в высокопроницаемых пластах, что связано с ускоренным разрушением цементного камня, поглощением тампонажного раствора, недоподъемом его до проектных значений и др. Многочисленные исследования отечественных и зарубежных ученых позволили разработать ряд требований к фазовому составу тампонажных цементов и установить, что в условиях сероводородной агрессии цементный камень должен обладать пониженной проницаемостью. Этот факт предопределяет проведение исследований по разработке тампонажной смеси, формирующей коррозионностойкий цементный камень пониженной проницаемости с устойчивым фазовым составом, способным противостоять сероводороду.

Значительное влияние на обратимость и скорость реакции сероводорода и компонентов технологических жидкостей оказывает химическая природа дисперсионной среды, направленная на необходимость увеличения щелочности бурового раствора на водной основе за счет использования высокощелочных соединений оксида кальция. Это позволит при  $\text{pH} \geq 9,5$  одновременно нейтрализовать сероводород высокощелочными соединениями гидроксида кальция и закольматировать проницаемые отложения продуктами реакции  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  ( $\text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{CaS} \downarrow + 2\text{H}_2\text{O}$ ).

Изложенное позволило сформулировать цель работы и задачи исследований, направленные на повышение качества строительства скважин путем разработки комплекса технологических жидкостей (промывочный, буферный и тампонажный растворы) с использованием доступных и малотоксичных химических реагентов, обладающих ферментативной устойчивостью к сероводороду и кольматирующими свойствами.

**Во второй главе** выполнен анализ нормативных стандартов и методик, обоснованы методы проведения исследований технологических жидкостей.

Оценка параметров промывочной жидкости проводилась согласно действующим нормативным стандартам: ГОСТ 33213-2014, ГОСТ 33697-2015 и РД-39-00147001-773-2004, тампонажного раствора и цементного камня – ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-96, ГОСТ 310.3, ГОСТ 310.4. Анализ действующих нормативных методов исследования свойств и параметров технологических жидкостей позволил оценить их эффективность и усовершенствовать существующие регламентирующие документы по оценке времени ферментативной деструкции, адгезионных характеристик технологических растворов, скорости коррозии в агрессивных средах, моющей способности буферных составов, коррозионной стойкости и физико-механических параметров цементного камня. Для изучения и разработки технологических жидкостей требуется проведение экспериментальных исследований с использованием сертифицированного оборудования, способного моделировать скважинные условия (давление, температура), в соответствии с действующими нормативными документами, инструкциями, регламентами, ГОСТ, ОСТ и ТУ.

В лабораторных исследованиях использовались приборы и оборудование кафедры бурения и центра по исследованию керна ФГБОУ ВО «УГТУ». Промысловые испытания и внедрение технологических жидкостей проводились при бурении и креплении нефтяных скважин ТПНГП.

**В третьей главе** представлены результаты исследований по разработке высокощелочного бурового раствора с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах.

В современных рецептурах промывочных жидкостей широко применяют высокомолекулярные соединения (ВМС), которые выполняют ряд важных функций и способствуют дестабилизации буровых растворов. Это обусловлено спонтанным формированием в водных растворах ВМС микробных ассоциаций, продуцирующих своей деятельностью биогенный сероводород и разрушающих высокомолекулярную структуру полимерных реагентов. Обычно для снижения интенсивности деструкции применяют бактерициды, которые подавляют жизнедеятельность бактерий, но наиболее эффективно использование высокощелочных сред, количественно оцениваемых величиной рН. Проведены исследования ферментативной деструкции значительного числа полимерных композиций на основе ВМС (биополимер, крахмал, целлюлоза и др.) при температурах 20°, 60° и 100°С как с добавкой бактерицидов, так и без них (рисунки 1-3). В качестве регуляторов величины рН применялись гидроксид натрия (NaOH) и оксид кальция (CaO).

Проведенные эксперименты позволили установить ряд закономерностей.

1. Отечественные полимеры имеют относительно низкую ферментативную устойчивость (2-6 суток при 20°С) по сравнению с зарубежными ВМС. Из зарубежных полимеров наиболее эффективна композиция, включающая Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid. Бактерициды по эффективности применения располагаются в следующей последовательности (по убыванию): Petro Cide, Biocide-100, биоцидол, квасцы алюмокалиевые.

2. Нагревание до 60° и 100°С композиций ВМС, обработанных бактерицидом и NaOH, способствует коррозии стали (рисунок 4), которая отсутствует при использовании CaO даже без применения бактерицида.

3. Использование CaO возможно без бактерицида и способствует увеличению устойчивости полимерных композиций к деструкции по сравнению с NaOH.

4. Интенсивность дестабилизации полимерных композиций уменьшается при увеличении величины водородного показателя. К примеру, при увеличении показателя рН с 9 до 11 процесс дестабилизации замедляется в 1,1-2,5 раза.



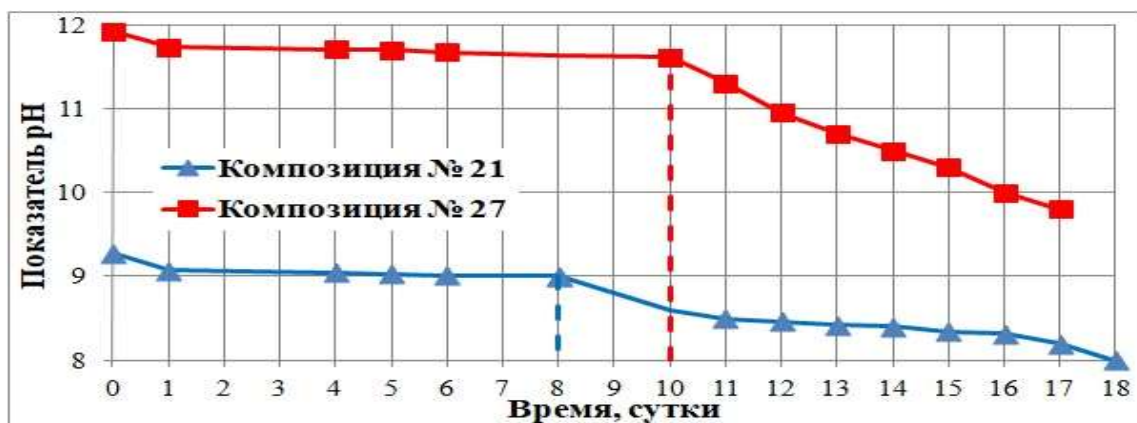


Рисунок 1 – Зависимость показателя pH от времени при температуре 20°C (композиция № 21: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Petro Cide, NaOH; композиция № 27: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Petro Cide, CaO)

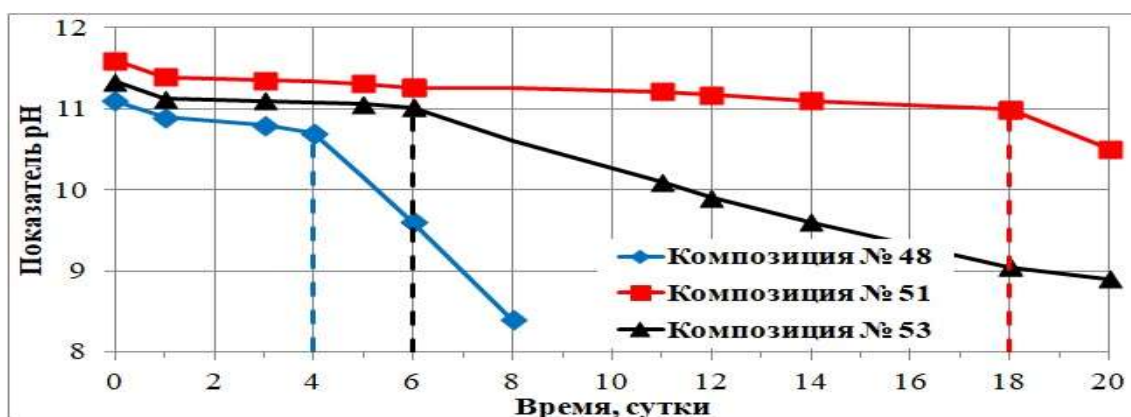


Рисунок 2 – Зависимость показателя pH от времени при температуре 60°C (композиция № 48: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Biocide-100, NaOH; композиция № 51: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Petro Cide, CaO; композиция № 53: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Biocide-100, CaO)

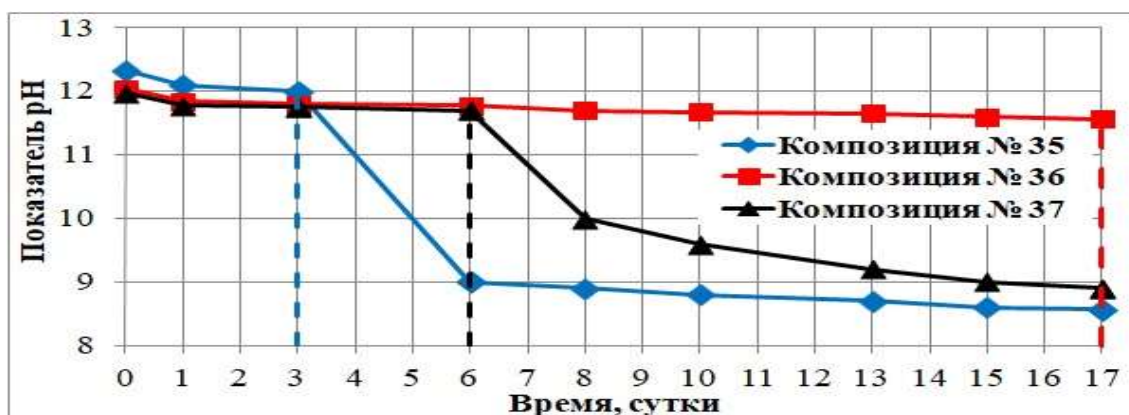


Рисунок 3 – Зависимость показателя pH от времени при температуре 100°C (композиция № 35: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Petro Cide, NaOH; композиция № 36: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Petro Cide, CaO; композиция № 37: Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid, Biocide-100, CaO)

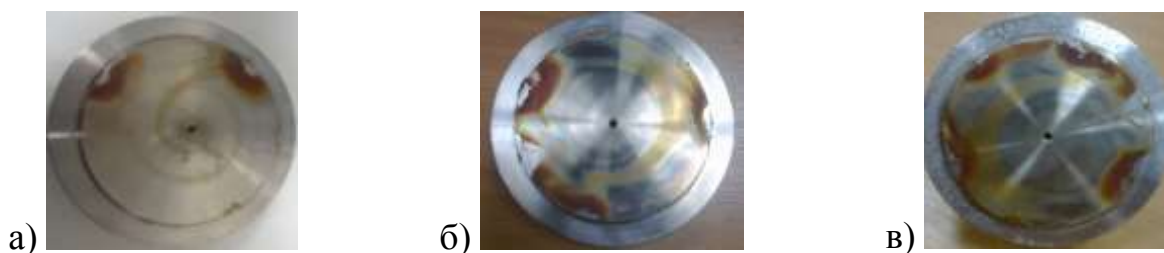


Рисунок 4 – Коррозия ячеек «старения» с композицией (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid), обработанной Biocide-100 и NaOH (а – 100°C; б – 100°C; в – 60°C)

Совместно с исследованием времени деструкции полимерных композиций определялись их реологические параметры. Полученные зависимости свидетельствуют о возможности использования полимерных соединений (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid) в высокощелочных средах.

Результаты исследований, представленных на рисунке 5, позволили установить, что с увеличением температуры от 20° до 100°C показатель pH раствора уменьшается в среднем на 2 ед. Следовательно, величина pH на поверхности (устье) должна находиться в диапазоне 12,0-12,5 с целью эффективной нейтрализации  $H_2S$  в пластовых условиях повышенной щелочностью  $Ca(OH)_2$ . Увеличение давления повышает время ферментативной устойчивости композиций (рисунок 6), снижая тем самым влияние температуры на интенсивность деструкции.

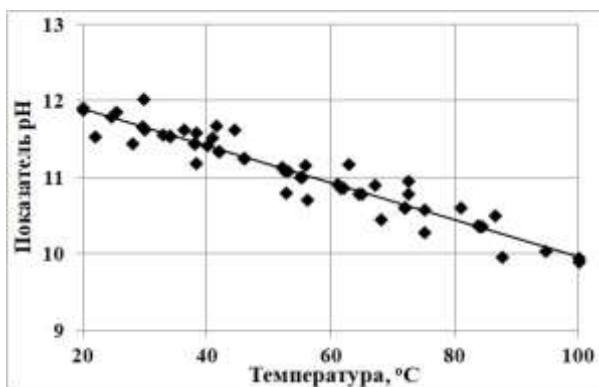


Рисунок 5 – Зависимость показателя pH композиции (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid) и CaO от температуры

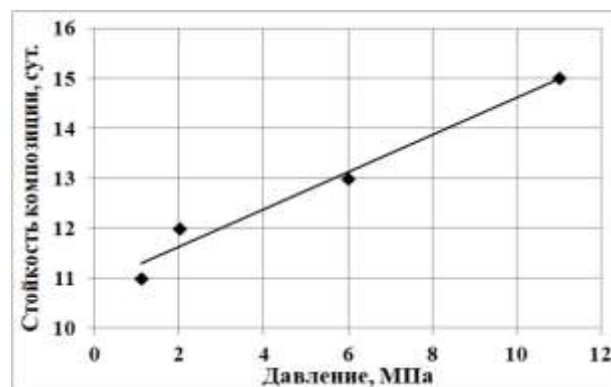


Рисунок 6 – Зависимость устойчивости композиции (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid) и CaO от давления

Разработка состава бурового раствора проводилась путем обработки исходной полимерной композиции структурообразователями и химическими реагентами. Исследовалось 6 составов буровых растворов при температурах 20°

и 100°C (таблица 1). Наибольшую ферментативную устойчивость (13 и 10 суток при 20° и 100°C соответственно) и наименьшую материалоемкость по сравнению с другими испытанными промывочными жидкостями имеет высокощелочной буровой раствор № 6.

Таблица 1 – Составы исследуемых буровых растворов

Реагент	Концентрация, кг (л)/м <sup>3</sup>	Реагент	Концентрация, кг (л)/м <sup>3</sup>	Реагент	Концентрация, кг (л)/м <sup>3</sup>
Раствор № 1 (2 и 1 сут.)*		Раствор № 2 (7 и 5 сут.)*		Раствор № 3 (9 и 7 сут.)*	
Бентонит	5	Бентонит	5	Бентонит	5
Полигликоль	20	Полигликоль	20	Полигликоль	20
Duovis	3	Duovis	3	Duovis	3
PAC-R	3	PAC-R	3	PAC-R	3
PAC-LV	3	PAC-LV	3	PAC-LV	3
Dextrid	3	Dextrid	3	Dextrid	3
CaO	3	CaO	3	CaO	3
		KCl	50	MK-5	50
Раствор № 4 (2 и 1 сут.)*		Раствор № 5 (8 и 6 сут.)*		Раствор № 6 (13 и 10 сут.)*	
Бентонит	5	Бентонит	5	Duovis	3
Полигликоль	20	Duovis	3	PAC-R	3
Duovis	3	PAC-R	3	PAC-LV	3
PAC-R	3	PAC-LV	3	Dextrid	5
PAC-LV	3	Dextrid	5	CaO	3
Dextrid	3	CaO	3	MK-5	50
CaO	3	KCl	50		
KCl	50				
MK-5	50				

Примечание. \* ферментативная устойчивость растворов при 20° и 100°C соответственно.

Обработка результатов экспериментов методами математической статистики с построением нелинейных парных регрессий, характеризующих растворы № 1-6 (таблица 1), позволила получить квадратичную зависимость, оценивающую текущую величину рН высокощелочного бурового раствора № 6 от его начального показателя рН<sub>0</sub> и времени t при температуре 100°C:

$$pH = pH_0 + a \cdot t^2 + b \cdot t, \quad (1)$$

где рН<sub>0</sub> – начальное значение показателя рН; t – текущее время, сут.

В работе установлены значения коэффициентов a, [1/сут.<sup>2</sup>]; b, [1/сут.] зависимости (1) при коэффициенте детерминации R<sup>2</sup>=0,97.

Результаты экспериментов позволили установить статистическую связь между текущей величиной рН, временем t и температурой среды T (20°-100°C) и построить уравнение регрессии:

$$pH = pH_0 + b \cdot t + c \cdot T, \quad (2)$$

где  $pH_0$  – начальное значение pH;  $t$  – текущее время, сут.;  $T$  – температура, °C.

В работе определены значения коэффициентов  $b$ , [1/сут.];  $c$ , [1/°C].

Исследование парных коэффициентов корреляции показало, что наиболее сильная связь наблюдается между временем  $t$  и температурой  $T$  ( $r_{t,T}=0,96$ ). Парные коэффициенты корреляции между величиной pH бурового раствора и временем  $t$  ( $r_{pH,t}=-0,58$ ), а также температурой  $T$  ( $r_{pH,T}=-0,57$ ) отрицательные, указывая на обратную связь между ними.

Совокупный коэффициент множественной корреляции  $R_{pH,t,T}$  указывает на достаточную статистическую связь между рассматриваемыми факторами:

$$R_{pH,t,T} = \sqrt{\frac{r_{pH,t}^2 + r_{pH,T}^2 - 2 \cdot r_{pH,t} \cdot r_{pH,T} \cdot r_{t,T}}{1 - r_{t,T}^2}} = \sqrt{\frac{0,58^2 + 0,57^2 - 2 \cdot 0,58 \cdot 0,57 \cdot 0,96}{1 - 0,96^2}} = 0,58, \quad (3)$$

где  $r_{pH,t}$ ;  $r_{pH,T}$ ;  $r_{t,T}$  – парные коэффициенты корреляции соответственно между pH и  $t$ ; pH и  $T$ ;  $t$  и  $T$ .

Модель (2) исследована на адекватность по критерию Фишера:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sigma_{pH}^2}{\sigma_{\text{ост}}^2} \cdot \frac{n - k}{k - 1} = \frac{0,52}{0,025} \cdot \frac{9 - 2}{2 - 1} = 145,6, \quad (4)$$

где  $\sigma_{pH}^2$  – дисперсия водородного показателя;  $\sigma_{\text{ост}}^2$  – остаточная дисперсия;  $n$  – объем выборки;  $k$  – число степеней свободы.

Табличное значение критерия Фишера при доверительной вероятности 0,95 составляет 5,59. Адекватность модели (2) подтверждается соотношением  $F_{\text{расч}} > F_{\text{табл}}$  ( $145,6 > 5,59$ ) и указывает на соответствие уравнения регрессии реальному процессу по свойствам, которые считаются существенными для данного исследования.

Зависимость (2) позволяет оценивать и прогнозировать текущее значение показателя pH от его начальной величины  $pH_0$ , времени  $t$  и температуры  $T$  (20°-100°C) при относительной погрешности результатов расчета менее 7 %.

Результаты исследований параметров высокощелочного бурового раствора № 6 в эксикаторе до и после насыщения сероводородом (1 и 6 %) свидетельствуют об его коррозионной стабильности по отношению к  $H_2S$ .

Проведенные на тестере проницаемости исследования позволили установить, что безглинистый высокощелочной буровой раствор № 6 способен кольматировать керамические фильтры проницаемостью до 367 мД, т. е. обладает кольматирующими свойствами.

Статистический анализ результатов обработки долот на месторождениях ТПНГП выявил, что при наличии  $H_2S$  до 6 % об. стойкость шарошечных долот уменьшается до 52 %, повышение содержания  $H_2S$  до 18,5 % об. снижает проходку на PDC долота и время долбления на 58 %.

Установлено, что одним из эффективных способов борьбы с коррозией является поддержание высокой щелочности среды, поэтому применение высокощелочного бурового раствора № 6 обеспечит снижение интенсивности коррозии породоразрушающего и бурильного инструмента.

Таким образом, за счет введения  $CaO$  в высокощелочной буровой раствор № 6 обеспечивается ферментативная устойчивость ВМС при воздействии биогенного и природного сероводорода без бактерицида и нейтрализатора, кольматация среднепроницаемых сред и слабоинтенсивная коррозия породоразрушающего и бурильного инструмента без ингибитора.

Проведенные эксперименты позволили с использованием факторного анализа разработать и рекомендовать состав высокощелочного бурового раствора (таблица 2) для бурения в агрессивных средах (RU № 2016126737 А), который обладает структурно-реологическими параметрами, ферментативной устойчивостью к деструкции при воздействии биогенного и природного  $H_2S$ , антикоррозионными и кольматационными свойствами, обеспечивая качественное вскрытие сероводородсодержащих проницаемых горных пород. Качественное вскрытие обеспечивается нейтрализацией сероводорода высокощелочными соединениями гидроксида кальция ( $pH=12,0-12,5$ ) и кольматацией проницаемых пластов карбонатным материалом и продуктами реакции  $Ca(OH)_2$  и  $H_2S$  ( $Ca(OH)_2 + H_2S \rightarrow CaS \downarrow + 2H_2O$ ) с возможностью восстановления проницаемости путем кислотной обработки ( $CaS + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2S$ ). Пониженная материалоемкость и отсутствие

токсичных реагентов делают буровой раствор экономически и экологически более привлекательным по сравнению с другими промывочными жидкостями.

Таблица 2 – Состав и параметры высокощелочного бурового раствора

Название агента	Назначение агента	Концентрация агента, кг(л)/м <sup>3</sup>	Параметры бурового раствора
Duovis	Структурообразователь	1-3	Плотность – 1010-1020 кг/м <sup>3</sup> ; Условная вязкость – 30-60 с; ПВ – 7-16 мПа•с; СНС <sub>1/10</sub> – 30-70 / 40-100 дПа; ДНС – 25-55 дПа; Фильтрация ≤ 7 см <sup>3</sup> /30 мин.; рН = 12,0-12,5.
РАС-R	Понизитель водоотдачи	1-3	
РАС-LV	Понизитель водоотдачи	2-3	
Dextrid	Разжижитель	3-5	
Defoamer	Пеногаситель	1-2	
Оксид кальция	Регулятор рН, нейтрализатор H <sub>2</sub> S	2-4	
МК-5	Утяжелитель, кольматант	до получения расчетной плотности	

Примечание. ПВ - пластическая вязкость; СНС - статическое напряжение сдвига; ДНС – динамическое напряжение сдвига.

Для повышения кольматирующей способности высокощелочного бурового раствора предлагается трансформировать его в кольматирующую смесь. Проведенные на тестере проницаемости исследования позволили установить, что высокощелочной буровой раствор при обработке биоцидолом (сшиватель) в покое (10-15 минут) переходит в гелеобразное состояние. Для повышения прочности и пластичности геля смесь обрабатывается газблоком (газоблокатор), обладающим свойствами компаунда (способность отвердевать при повышении температуры). Газблок при нагревании затвердевает, связывая ВМС, сшитые биоцидолом, в более плотные и большие по размеру соединения, кольматирующие керамические фильтры и образцы керна.

Результаты исследований кольматирующей смеси на тестере проницаемости позволили получить зависимости интенсивности фильтрации от проницаемости среды, перепада давления и температуры (рисунки 7 и 8).

Полученные результаты позволили построить для изучаемого диапазона параметров (рисунок 9) уравнение регрессии в следующем виде:

$$t = a + b \cdot k + c_1 \cdot \Delta P + c_2 \cdot (\Delta P)^2, \quad (5)$$

где  $t$  – время кольматации, ч;  $\Delta P$  – перепад давления, МПа;  $k$  – проницаемость, Д.

Для каждого диапазона проницаемостей пористой среды (высоко-, средне- и низкопроницаемые фильтры) в работе определены значения

коэффициентов уравнения регрессии (5):  $a$ , [ч];  $b$ , [ч/Д];  $c_1$ , [ч/МПа];  $c_2$ , [ч/МПа<sup>2</sup>]. При этом стоит отметить, что для высоко- и среднепроницаемых фильтров  $c_2 = 0$ , а для низкопроницаемых –  $b = 0$ .

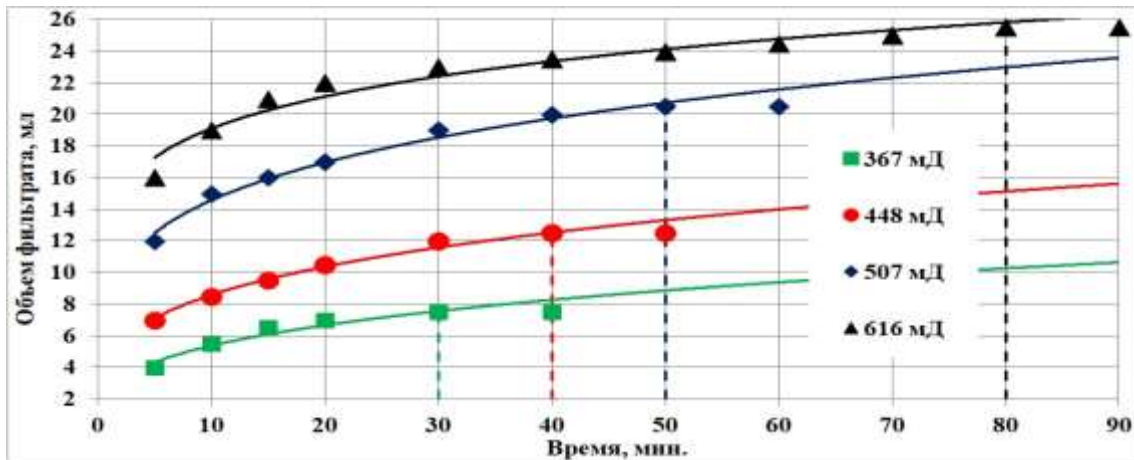


Рисунок 7 – Кинетика фильтрации смеси при  $T = 74^{\circ}\text{C}$  и  $\Delta P = 2,07$  МПа через керамические фильтры проницаемостью 367, 448, 507 и 616 мД

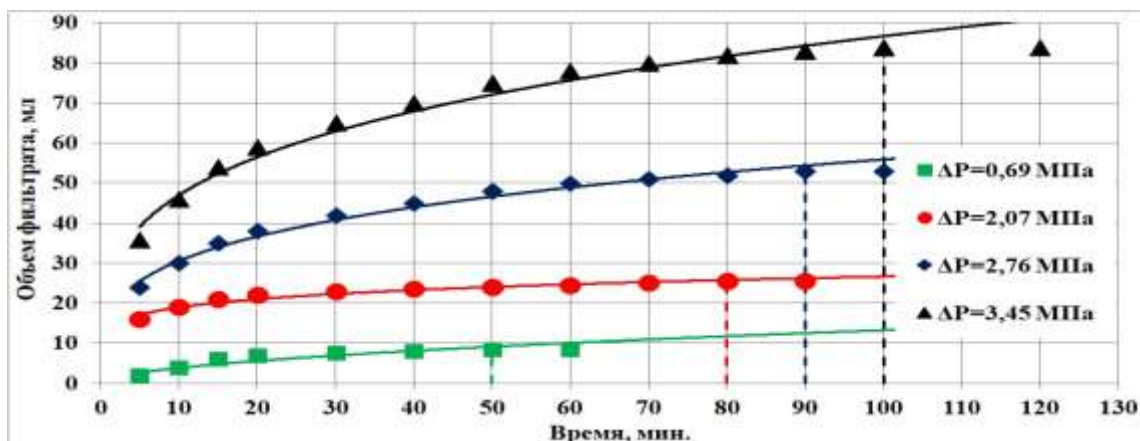


Рисунок 8 – Кинетика фильтрации смеси при  $T = 74^{\circ}\text{C}$  и перепадах давления 0,69; 2,07; 2,76; 3,45 МПа через фильтры проницаемостью 616 мД

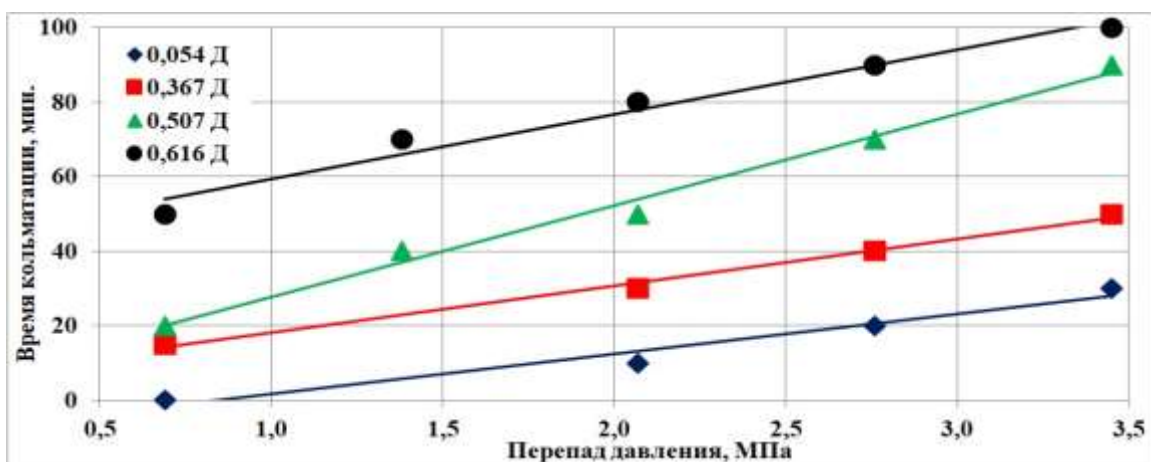


Рисунок 9 – Зависимость времени кольтматации от перепада давления и проницаемости керамических фильтров

Наиболее сильная корреляционная связь в высокопроницаемых фильтрах наблюдается между временем кольматации  $t$  и перепадом давления  $\Delta P$  ( $r_{t,\Delta P}=0,78$ ). Парный коэффициент корреляции между перепадом давления  $\Delta P$  и проницаемостью  $k$  ( $r_{\Delta P,k}=-0,03$ ) отрицательный и имеет небольшую величину, что указывает на обратную и слабую корреляционную связь между ними.

Совокупный коэффициент множественной корреляции  $R_{t,\Delta P,k}$  в высокопроницаемых фильтрах указывает на сильную корреляционную связь:

$$R_{t,\Delta P,k} = \sqrt{\frac{r_{t,\Delta P}^2 + r_{t,k}^2 - 2 \cdot r_{t,\Delta P} \cdot r_{t,k} \cdot r_{\Delta P,k}}{1 - r_{\Delta P,k}^2}} = \sqrt{\frac{0,78^2 + 0,60^2 - 2 \cdot 0,78 \cdot 0,60 \cdot 0,03}{1 - 0,03^2}} = 0,99, \quad (6)$$

где  $r_{t,\Delta P}$ ;  $r_{t,k}$ ;  $r_{\Delta P,k}$  – парные коэффициенты корреляции соответственно между  $t$  и  $\Delta P$ ;  $t$  и  $k$ ;  $\Delta P$  и  $k$ .

Адекватность модели (5) для высокопроницаемых фильтров оценена по критерию Фишера:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sigma_t^2}{\sigma_{\text{ост}}^2} \cdot \frac{n - k}{k - 1} = \frac{0,104}{0,04} \cdot \frac{8 - 2}{2 - 1} = 15,6, \quad (7)$$

где  $\sigma_t^2$  – дисперсия времени кольматации;  $\sigma_{\text{ост}}^2$  – остаточная дисперсия;  $n$  – объем выборки;  $k$  – число степеней свободы.

Табличное значение критерия Фишера при доверительной вероятности 0,95 составляет 5,99. Адекватность модели (5) для высокопроницаемых фильтров подтверждается соотношением  $F_{\text{расч}} > F_{\text{табл}}$  ( $15,6 > 5,99$ ).

Эмпирические коэффициенты зависимости (5) имеют различные единицы измерения, что затрудняет оценку влияния перепада давления  $\Delta P$  и проницаемости  $k$  на время кольматации  $t$ . Поэтому оценка вклада каждого из факторов  $\Delta P$  и  $k$  на результирующий признак  $t$  проводилась с помощью коэффициента эластичности, показывающего количественные изменения результирующего признака в процентах (%) при изменении факторного на 1 %:

$$\varepsilon_1 = c_1 \cdot \frac{\overline{\Delta P}}{t} = 0,326 \cdot \frac{2,415}{1,23} = 0,64, \quad (8)$$

$$\varepsilon_2 = b \cdot \frac{\overline{k}}{t} = 3,443 \cdot \frac{0,562}{1,23} = 1,57, \quad (9)$$



где  $c_1$  и  $b$  – коэффициенты зависимости (5) для высокопроницаемых фильтров;  $\bar{t}, \overline{\Delta P}, \bar{k}$  – средние значения соответственно времени кольматации, перепада давления и проницаемости.

Установлено, что повышение на 1 %  $\Delta P$  и на 1 %  $k$  увеличивает  $t$  на 0,64 и 1,57 % соответственно.

Проведенные эксперименты позволили разработать состав биополимерной кольматирующей смеси, трансформируемой из высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), для изоляции высокопроницаемых пластов, вмещающих  $H_2S$  (заявка № 2020138560 от 24.11.2020). Смесь (таблица 3) нейтрализует сероводород повышенной щелочностью соединений гидроксида кальция и изолирует высокопроницаемые отложения продуктами реакции  $H_2S$  с  $Ca(OH)_2$  и за счет использования сшивателя (биоцидол 1-3 %) с газоблокатором (газблок 0,4-0,6 %).

Таблица 3 – Состав и свойства биополимерной кольматирующей смеси (БПКС)

Состав БПКС, кг(л)/м <sup>3</sup>	Параметры кольматирующей смеси							
	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Фильт- рация, мл/30 мин.	ПВ*, мПа•с	ДНС*, дПа	СНС <sub>1</sub> *, дПа	СНС <sub>10</sub> *, дПа	Интенсив- ность адгезии**, мм/мин.	рН
Duovis – 1-3; РАС-R – 1-3; РАС-LV – 2-3; Dextrid – 3-5; Defoamer – 1-2; СаО – 5-7; газблок – 4-6; биоцидол – 10-30; МК*** – 40-60.	1010-1020	≤ 7	25-34	35-85	30-80	40-100	0,56-2,73	12,5- 13,0

Примечание. \* ПВ - пластическая вязкость; ДНС и СНС - динамическое и статическое напряжения сдвига. \*\* Интенсивность адгезии оценена по методике Р. Г. Ахмадеева (RU 1772699). \*\*\* МК требуемой дисперсности в зависимости от характеристик пласта.

Таким образом, разработаны высокощелочной буровой раствор и трансформируемая из него кольматирующая смесь, которые нейтрализуют  $H_2S$  повышенной щелочностью соединений  $Ca(OH)_2$  и изолируют проницаемые пласты продуктами их взаимодействия, ограничивающими загрязнение коллекторов фильтратом промывочной жидкости, а также для профилактики дифференциальных прихватов, предупреждения и ликвидации поглощений.

**В четвертой главе** представлены сведения по разработке состава многофункциональной буферной жидкости для повышения качества подготовки ствола скважины к цементированию в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии.

Важным технологическим мероприятием в комплексе работ по надежному креплению обсадных колонн в условиях сероводородной агрессии и поглощений различной интенсивности является качественная подготовка ствола скважины к цементированию путем:

- смывания и удаления фильтрационных корок с поверхности пород;
- полного вытеснения бурового раствора из ствола скважины и кольматации высокопроницаемых отложений, вмещающих сероводород;
- повышения площади и прочности сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

Это достигается применением многофункциональной буферной жидкости, включающей три порции: моюще-эрозионную, вытесняюще-кольматирующую и адгезионно-кольматирующую.

В качестве моющих буферных жидкостей применялись водные растворы электролитов ( $\text{CaCl}_2$ ;  $\text{KCl}$ ;  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ ;  $\text{NaCl}$ ) в концентрациях 5, 10 и 15 % с добавкой стабилизатора (PAC-R) как с использованием НТФ и Atren SA, так и без них. Для оценки отмывающей способности различных буферных составов использовались фильтрационные корки безглинистого высокощелочного и малоглинистых (Boremax, Poly Plus, Optima) буровых растворов.

Эффективность использования буферной жидкости повышается при ее обработке электролитом в концентрации 10 % (рисунок 10). В большинстве случаев увеличение концентрации соли с 10 до 15 % в буферной жидкости малоэффективно из-за возможности возникновения ряда трудностей, связанных с приготовлением буферного состава в промышленных условиях и повышением транспортных затрат. По эффективности использования электролиты как с применением НТФ и Atren SA, так и без них распределяются в следующем порядке:  $\text{CaCl}_2 > \text{KCl} > \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 > \text{NaCl}$ . Эффективность использования  $\text{CaCl}_2$  и

КС1 достигает своего максимума при концентрации НТФ 0,1 %. В результате установлено, что наилучшей отмывающей способностью фильтрационных корок протестированных буровых растворов обладает буферная жидкость, включающая соль ( $\text{CaCl}_2$ ) 10 %, стабилизатор (РАС-R) 0,5 % и НТФ 0,1 %.



Рисунок 10 – Зависимости объема фильтрата буферных жидкостей за 30 минут от типа и концентрации соли (Optima)

Ограниченное в промышленных условиях время контакта буферной жидкости со стенками скважины снижает ее отмывающую способность, которую возможно повысить с помощью абразивного компонента. Использование гранулированного пеностекла (ГПС) в качестве абразива позволило повысить отмывающую способность, которая зависит от количества твердой фазы в буровом растворе. Оптимальная концентрация ГПС составляет 5 % при содержании твердой фазы до 1 % в составе буровых растворов (Poly Plus и Boremax) и 10 % при увеличении ее количества до 3 % (Optima). Результаты исследований с коркой высокощелочного бурового раствора показали, что при отсутствии твердой фазы применение ГПС не требуется. Аналогичные выводы получены при оценке влияния скорости течения буферной жидкости на ее моющую способность. В частности, подтверждены оптимальные концентрации ГПС в зависимости от содержания твердой фазы. Установлено, что увеличение скорости течения буферной жидкости с 1,0 до 4,7 м/с повышает объем фильтрата на 80 % и уменьшает массу корок на 30 %. Увеличение времени воздействия буферной жидкости на корку с 5 до 10 минут также повышает объем фильтрата на 10 % и уменьшает массу корок на 12 %.

В качестве вытесняюще-кольматирующей (вязкоупругой) порции многофункциональной буферной жидкости предлагается использовать разработанную кольматирующую смесь, обеспечивающую вытеснение бурового раствора из ствола скважины и кольматацию высокопроницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ . Снижение проницаемости призабойной зоны пласта позволяет замедлить интенсивность коррозии цементного камня, находящего в контакте с агрессивными флюидами. Вытесняюще-кольматирующая порция за счет обработки оксидом кальция насыщает высокопроницаемые пласты известью, нейтрализующей сероводород еще до контакта с цементным камнем, повышая тем самым его долговечность, а при возникновении контракционных процессов при твердении в камень будет поступать высокощелочная суспензия, содержащая гидроксид кальция, а не агрессивный флюид, содержащий  $H_2S$ .

В качестве адгезионно-кольматирующей порции многофункциональной буферной жидкости предлагается использовать сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G СС-1 с добавкой газблока 0,5 % при повышенном водосмесевом отношении (1,5-3,0). При цементировании разбавленная тампонажная смесь повышает прочность сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

На основании проведенных экспериментов и расчетов установлена реологическая совместимость многофункциональной буферной жидкости с высокощелочным буровым раствором и облегченной тампонажной смесью согласно ISO 10426.

Таким образом, проведенные эксперименты позволили разработать состав многофункциональной буферной жидкости (таблица 4), который обеспечивает при турбулентном режиме течения в заколонном пространстве смывание и удаление фильтрационных корок с поверхности горных пород; вытеснение бурового раствора и кольматацию высокопроницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ ; увеличение прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями, повышая качество подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений.

Таблица 4 – Состав многофункциональной буферной жидкости

Реагент	Концентрация, кг (л) / м <sup>3</sup>	Характеристика (назначение) реагента
1. Моюще-эрозионная буферная жидкость (первая порция)		
РАС-R	5	Полианионная целлюлоза (стабилизатор)
НТФ	1	Нитрилотриметилфосфоновая кислота (отмывающее средство)
CaCl <sub>2</sub>	100	Неорганический электролит (разрыхление корки)
ГПС	50-100	Гранулированное пеностекло (абразив)
2. Вытесняюще-кольматирующая (вязкоупругая) буферная жидкость (вторая порция)		
Duovis	1-3	Биополимер (структурообразователь)
РАС-R	1-3	Полианионная целлюлоза (понижители водоотдачи)
РАС-LV	2-3	
Dextrid	3-5	Модифицированный крахмал (разжижитель)
Defoamer	1-2	Смесь спирта и жирных кислот (пеногаситель)
МК	40-60	Мраморная крошка (кольматант)
CaO	5-7	Оксид кальция (регулятор pH, нейтрализатор H <sub>2</sub> S, кольматант)
Газблок	4-6	Сульфированный полимер (пластификатор)
Биоцидол	10-30	Четвертичные аммониевые соединения (сшиватель)
3. Адгезионно-кольматирующая буферная жидкость (третья порция)		
ПЦТ I-G СС-1	0,3-0,5	Сульфатостойкий портландцемент (повышение прочности сцепления)
Газблок	5	Сульфированный полимер (снижение проницаемости)

**В пятой главе** представлены результаты исследований по разработке облегченной тампонажной смеси для цементирования высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород.

Согласно анализу научных и промышленных исследований в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1, имеющий устойчивый минералогический состав, за счет ограниченного содержания трехкальцевого силиката ( $C_3S=48-65\%$ ) и трехкальцевого алюмината ( $C_3A<3\%$ ) при сумме минералов  $C_4AF$  и удвоенного количества  $C_3A$  ( $C_4AF+2\cdot C_3A$ ) не более 24 %, уменьшающих возможность образования этtringита под действием сульфат-ионов.

Для снижения проницаемости цементного камня предлагается использовать газблок, разработанный ЗАО НПО «Полицелл» (ТУ 2458-065-97457491-2012). Проведены исследования сульфатостойкого цемента ПЦТ I-G СС-1 без добавок и с добавками газблока (таблица 5). Установлено, что смеси, обработанные газблоком, обладают пониженной на 96 % фильтрацией и повышенной на 20 % прочностью камня по отношению к базовому цементу.

Пониженное на 46 % водоотделение свидетельствует о седиментационной устойчивости, что обусловлено способностью частиц газблока связывать значительные объемы жидкости затворения на ранних стадиях гидратации. Повышенная прочность цементного камня обусловлена снижением его пористости за счет заполнения порового пространства частицами газблока.

Таблица 5 – Технологические свойства тампонажных растворов и смесей

Состав тампонажной смеси	Параметры тампонажного раствора и цементного камня								
	В/С	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Растекаемость, мм	Водоотделение, см <sup>3</sup>	Φ <sub>30</sub> , см <sup>3</sup> /30 мин.	Прочность через 2 суток, МПа		Сроки схватывания, ч.-мин.	
						при изгибе	на сжатие	начало	конец
ПЦТ I-G СС-1	0,44	1940	180	2,0	290	9,2	21,4	7-15	10-15
ПЦТ I-G СС-1 + + 0,3 % ГБ	0,45	1880	198	1,2	15,5	10,4	27,0	7-30	10-00
ПЦТ I-G СС-1 + + 0,5 % ГБ	0,45	1900	223	0,7	5	10,9	28,3	7-45	9-45
ПЦТ I-G СС-1 + + 0,6 % ГБ	0,45	1890	198	1,4	9	12,0	26,7	7-00	8-45
ПЦТ I-G СС-1 + + 0,8 % ГБ	0,48	1860	233	1,0	5	9,8	24,1	9-15	11-45

Примечание. ГБ - газблок; В/С - водосмесевое отношение; Φ - фильтрация.

Для исключения объемных изменений цементного камня при протекании контракционных процессов используется добавка расширяющая (ДР-100). Исследования по оценке деформационных изменений (кольца Ле-Шателье) при температуре 100°С после 48 часов твердения показали отсутствие деформации камня после обработки тампонажной смеси ДР-100 в концентрации 1 %.

Для снижения плотности тампонажной смеси предлагается использовать гранулированное пеностекло (ГПС). Проведенные исследования по оценке прочностных характеристик ГПС при давлениях 10, 20, 30, 40, 50 МПа и температурах 25°, 45°, 65°, 85°, 95°С свидетельствуют об его целостности и возможности использования пеностекла в реальных забойных условиях.

С целью уточнения компонентного состава тампонажной смеси и цементного камня оценены изменения их технологических свойств при обработке цемента ПЦТ I-G СС-1 пеностеклом в концентрациях 6, 8, 10 и 12 % дисперсностью 0,1-0,3; 0,25-0,5 и 0,5-1,0 мкм (таблица 6).

Таблица 6 – Составы и свойства облегченных тампонажных смесей

Составы тампонажных смесей	Дисперсность ГПС, мкм	В/С	Параметры тампонажной смеси и цементного камня										
			Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Рас-текаемость, мм	Ф <sub>30</sub> , см <sup>3</sup> /30 мин.	Водоотделение, см <sup>3</sup>	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа	Сроки схватывания, ч.-мин.		Время загустевания, мин.		ПТС	ПСПМ, Н/см <sup>2</sup>
								начало	конец	до 30 Вс	до 100 Вс		
ПЩТ I-G СС-1	-	0,44	1940	180	290	2,0	21,4	7-15	10-15	23	98	1,42	3,9
ПЩТ I-G СС-1+ГБ (0,5%)	-	0,45	1900	223	5,0	0,7	28,3	7-45	9-45	24	100	1,50	5,1
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (6%)	0,1-0,3	0,52	1670	190	11,5	0,8	9,6	9-00	10-45	25	102	1,33	1,7
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (10%)			1650	185	9,0	0,8	8,6	9-30	11-30	25	103	1,33	1,6
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (8%)			1630	183	6,5	0,9	7,4	10-30	12-45	26	105	1,33	1,5
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (12%)			1620	180	5,5	1,0	6,7	11-00	13-30	28	107	1,33	1,3
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (6%)			1660	193	12,5	1,0	8,6	9-30	11-15	26	104	1,33	1,5
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (8%)	0,25-0,5	0,52	1640	190	10,5	1,1	7,4	10-15	12-30	27	105	1,33	1,4
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (10%)			1620	188	8,0	1,3	6,8	11-15	13-30	28	107	1,33	1,3
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (12%)			1605	183	7,0	1,5	6,0	11-45	14-00	29,5	110	1,25	1,2
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (6%)			1630	200	14,0	1,4	6,3	10-45	12-30	28	108	1,33	1,3
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (8%)	0,5-1,0	0,52	1600	198	13,7	1,6	5,9	11-30	13-30	29	110	1,33	1,3
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (10%)			1580	198	13,0	1,8	5,5	12-45	14-30	30	114	1,25	1,2
ПЩТ I-G СС-1+ДР (1%)+ГБ (0,5%)+ГПС (12%)			1550	195	12,5	1,9	5,0	13-15	15-00	30	116	1,25	1,2

Примечание. ДР - добавка расширяющая; ГБ - газблок; ГПС - гранулированное пеностекло; В/С - водосмесевое отношение; ПТС - показатель тампонирующей способности; ПСПМ - удельная прочность сцепления цемента с металлом.

Результаты исследований показывают, что облегченные тампонажные смеси обладают достаточной подвижностью (180-200 мм), пониженной плотностью (1550-1670 кг/м<sup>3</sup>), фильтрацией (5,5-14,0 см<sup>3</sup>/30 мин.) и прочностью (5,0-9,6 МПа), а также повышенными сроками схватывания (начало: 9.00-13.15, конец: 10.45-15.00 ч.мин.) по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. Время загустевания облегченных смесей до консистенции 30 и 100 Вс составляет соответственно 25-30 и 102-116 мин. Облегченные тампонажные смеси обладают седиментационной и суффозионной устойчивостью, что подтверждается пониженным водоотделением (0,8-1,9 см<sup>3</sup>) и показателем тампонирующей способности (1,25-1,33). Прочность сцепления камня с ограничивающими поверхностями (114,3 и 150,5 мм) составляет 1,2-1,7 Н/см<sup>2</sup>.

Оценено влияние температуры на проницаемость и прочность цементного камня в раннем возрасте твердения. Для сравнения использованы результаты исследований Ф.А. Агзамова с ШИКЦ (шлако-известково-кремнеземистый цемент). В результате установлено, что облегченная тампонажная смесь твердеет с образованием высокопрочной малопроницаемой структуры в течение 24 часов и обладает преимуществами перед ШИКЦ по прочности и проницаемости камня в диапазоне температур от 60° до 100°С.

Исследования по оценке прочности и коррозионной стойкости цементного камня облегченной тампонажной смеси (таблица 6) проводились в герметичной установке с нефтью, насыщенной H<sub>2</sub>S (рисунки 11-13). Для тампонажных составов с пеностеклом доверительный интервал для оценки прочности камня с надежностью 0,99 имеет вид ( $\bar{P}-0,3$ ;  $\bar{P}+0,3$ ) или в процентах  $\bar{P} \pm 10$  %, где  $\bar{P}$  – средняя прочность цементного камня на сжатие через 3, 6, 9, 12, 24, 36 месяцев твердения, МПа.

Наибольшую прочность через 2 суток имеет сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1 без добавок (рисунки 11-13). Через 12 месяцев наибольшая прочность отмечается у тампонажных составов с ГПС в концентрациях 6 и 8 % (0,1-0,5 мкм), которая превышает прочность сульфатостойкого цемента без добавок, что обусловлено применением газблока и пеностекла, снижающим



проницаемость цементного камня и коррозионное влияние агрессивных сред. Аналогичные выводы следуют из анализа коэффициентов коррозионной стойкости. Таким образом, исследованные облегченные тампонажные смеси формируют коррозионностойкий цементный камень.

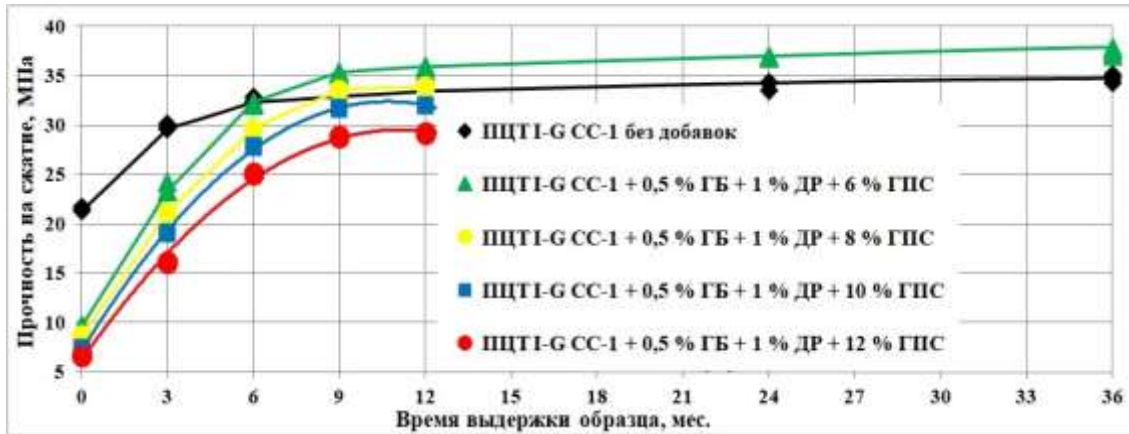


Рисунок 11 – Прочность камня (ПЦТ I-G CC-1+0,5% ГВ+1% ДР+ГПС) на сжатие в нефти, насыщенной  $H_2S$ , во времени (ГПС 0,1-0,3 мкм)

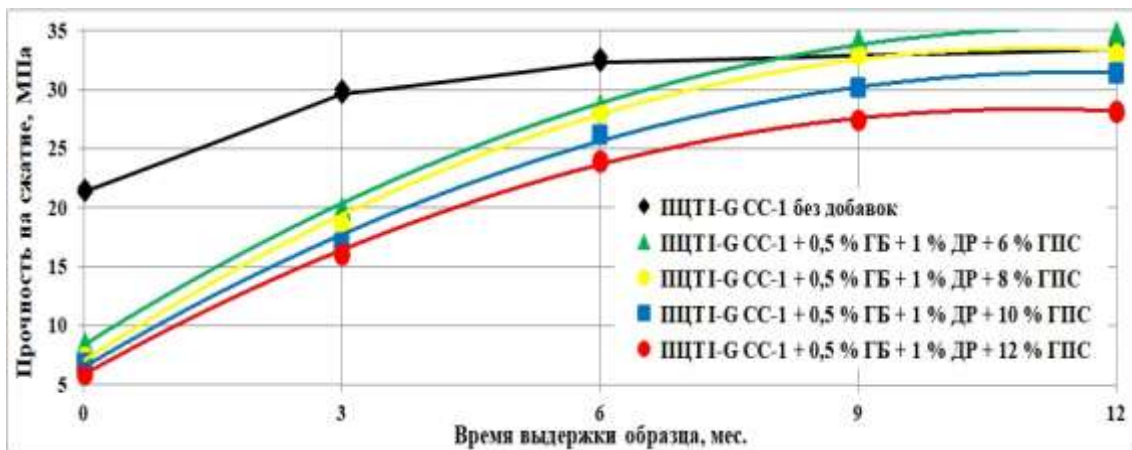


Рисунок 12 – Прочность камня (ПЦТ I-G CC-1+0,5% ГВ+1% ДР+ГПС) на сжатие в нефти, насыщенной  $H_2S$ , во времени (ГПС 0,25-0,5 мкм)

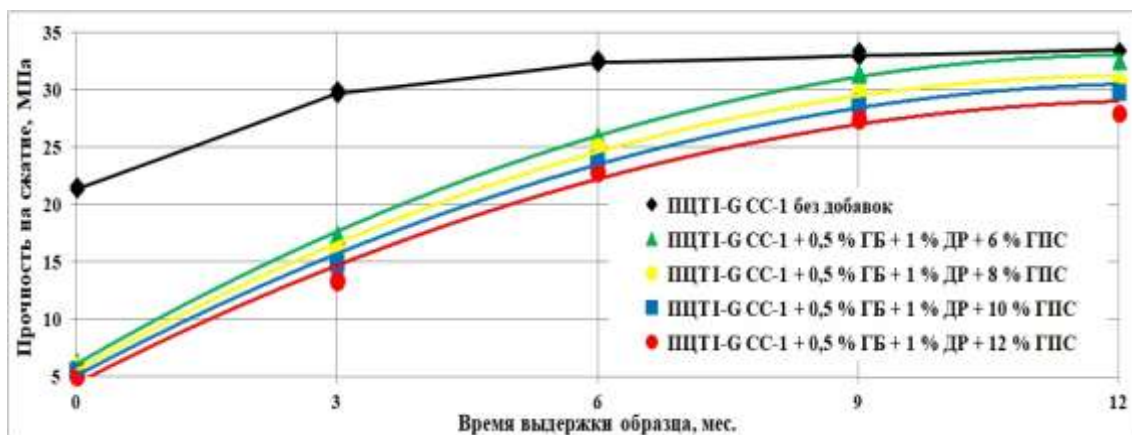


Рисунок 13 – Прочность камня (ПЦТ I-G CC-1+0,5% ГВ+1% ДР+ГПС) на сжатие в нефти, насыщенной  $H_2S$ , во времени (ГПС 0,5-1,0 мкм)

В центре по исследованию керна ФГБОУ ВО «УГТУ» проведены исследования физико-механических свойств цементного камня. Анализ результатов исследований свидетельствует о пониженной пористости и проницаемости камня облегченной тампонажной смеси, несколько превышающей параметры цемента ПЦТ I-G СС-1 без добавок. Наименьшей пористостью и проницаемостью отличается камень цемента ПЦТ I-G СС-1 с добавкой газблока 0,5 %. Дополнительно оценены скорости распространения волн, удельное электрическое сопротивление (УЭС) и прочность образцов в зависимости от размеров и концентрации ГПС в смеси (таблица 7).

Таблица 7 – Физико-механические свойства цементного камня

Состав смеси (дисперсность ГПС, мкм)	Кон- цен- тра- ция ГПС, %	Порис- тость, %	Проница- емость, мД		Скорость распространения волн, м/с		УЭС, Ом•м	Прочность образцов, насыщен- ных NaCl, на сжатие, МПа
			по воздуху	по гелию	продоль- ных	попереч- ных		
ПЦТ I-G СС-1	-	37,5	0,90	0,76	3120	1890	2	26,4
ПЦТ I-G СС-1+ +ГБ (0,5 %)	-	31,1	0,48	0,39	3260	2150	10	48,7
ПЦТ I-G СС-1+ +ГБ (0,5 %)+ +ДР (1 %)+ГПС (0,1-0,3 мкм)	6	42,2	1,27	0,81	2880	1890	19	27,5
	8	42,8	1,76	1,08	2860	1880	16	26,4
	10	43,2	2,39	1,41	2840	1840	12	25,9
	12	45,2	3,04	1,90	2800	1780	9	23,4
ПЦТ I-G СС-1+ +ГБ (0,5 %)+ +ДР (1 %)+ГПС (0,25-0,5 мкм)	6	42,8	1,59	0,97	2840	1870	15	22,2
	8	43,4	2,02	1,25	2810	1840	13	21,0
	10	43,5	2,64	1,58	2780	1800	11	20,5
	12	46,7	3,07	2,00	2770	1740	8	19,2
ПЦТ I-G СС-1+ +ГБ (0,5 %)+ +ДР (1 %)+ГПС (0,5-1,0 мкм)	6	43,4	4,11	2,36	2800	1830	13	17,8
	8	44,1	4,15	2,59	2780	1800	11	16,4
	10	44,5	4,19	2,75	2770	1760	10	14,2
	12	46,8	4,32	2,95	2740	1710	8	12,5

Примечание. ГБ - газблок, ДР - добавка расширяющая, ГПС - гранулированное пеностекло.

Известные в настоящее время методы геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяют в полной мере оценить качество цементирования и текущие физико-механические параметры цемента в затрубном пространстве. Проведенные в работе исследования позволили установить функциональные связи между физико-механическими параметрами цементного камня, которые позволяют оценивать текущие параметры цемента (прочность, пористость, проницаемость) в затрубном пространстве по результатам ГИС (акустический и

электрический каротаж). Это дает возможность своевременно определить интервал нарушения герметичности крепи и провести текущий ремонт.

Скорость гидролиза структурных элементов цементного камня играет важную роль в процессе коррозии, который в жидкой агрессивной среде можно свести к коррозии выщелачивания. При этом скорость коррозии камня будет определяться интенсивностью выноса ионов  $\text{Ca}^{2+}$  из цементного камня. Многочисленные исследования отечественных и зарубежных ученых показывают, что в условиях сероводородной агрессии замедлить скорость гидролиза возможно путем снижения основности продуктов твердения и проницаемости цементного камня. Фазовый состав камня сульфатостойкого портландцемента представлен в основном высокоосновными гидросиликатами кальция, пониженным количеством гидроалюминатов, гидроферритов и гидросульфалюминатов кальция, кристаллическим гидроксидом кальция. Для снижения основности гидросиликатов кальция применяется пеностекло, состоящее из аморфного кристаллического диоксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ), который связывает гидроксид кальция ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ) и образует гидросиликаты кальция пониженной основности ( $\text{CaSiO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), повышая коррозионную стойкость цементного камня пониженной проницаемости за счет обработки газблоком.

В итоге, разработан базовый состав облегченной тампонажной смеси для цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии и поглощений (RU № 2741890 C2), включающий при водосмесевом отношении 0,52 сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1, газблок 0,5 %, добавку расширяющую 1 % и пеностекло 6 % (таблица 8). Облегченная тампонажная смесь плотностью  $1670 \text{ кг/м}^3$  формирует коррозионностойкий цементный камень ( $\text{KКС}_{36}=0,97$ ) с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью (0,81 мД), обеспечивая качественное цементирование высокопроницаемых пластов, содержащих  $\text{H}_2\text{S}$ . Для обеспечения требуемых технологических параметров в конкретных горно-геологических условиях базовый облегченный тампонажный состав обрабатывается специальными реагентами (пластификатор, замедлитель и др.), концентрация которых подбирается в лабораторных условиях.

Таблица 8 – Технологические параметры тампонажной смеси и камня

Параметры тампонажной смеси и цементного камня	Значение
Плотность	1670 кг/м <sup>3</sup>
Растекаемость	190 мм
Водоотдача	11,5 см <sup>3</sup> /30 мин.
Водоотделение	0,8 см <sup>3</sup>
Сроки схватывания (начало / конец)	9-00 / 10-45 ч.-мин.
Время загустевания до 30 / 100 Вс	25 / 102 мин.
Показатель тампонирующей способности	1,33
Удельная прочность сцепления цемента с металлом	1,7 Н/см <sup>2</sup>
Прочность на сжатие через 8 часов твердения при 38° / 60°С	2,9 / 14,2 МПа
Прочность на сжатие через 48 часов твердения при 25°С	9,6 МПа
Коэффициент коррозионной стойкости (ККС <sub>36</sub> )	0,97

**В шестой главе** сформирован комплекс буровых технологических жидкостей для повышения качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

Комплекс буровых технологических жидкостей представлен на рисунке 14 и включает следующие этапы.

1. Приготовление промывочной жидкости с минимально возможным содержанием твердой фазы (безглинистый или малоглинистый раствор).

2. Обработка промывочной жидкости с минимально возможным содержанием твердой фазы (безглинистый или малоглинистый раствор) оксидом кальция (0,2-0,4 %) до pH=12,0-12,5 и карбонатным материалом в качестве структурообразователя или утяжелителя для приготовления высокощелочного бурового раствора с кислоторастворимой твердой фазой, изолирующего проницаемые пласты, содержащие H<sub>2</sub>S, с целью профилактики дифференциальных прихватов и поглощений.

3. Трансформация высокощелочного бурового раствора с кислоторастворимой твердой фазой в кольматирующую смесь для ликвидации поглощений в высокопроницаемых пластах, содержащих H<sub>2</sub>S, путем увеличения концентрации СаО до 0,5-0,7 % и добавки композиции сшивателя (биоцидол 1-3 %) с газоблокатором (газблок 0,4-0,6 %).

4. Использование кольматирующей смеси в качестве вязкоупругой (вытесняюще-кольматирующей) порции многофункциональной буферной

жидкости для вытеснения бурового раствора из ствола скважины и кольтматации высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород.

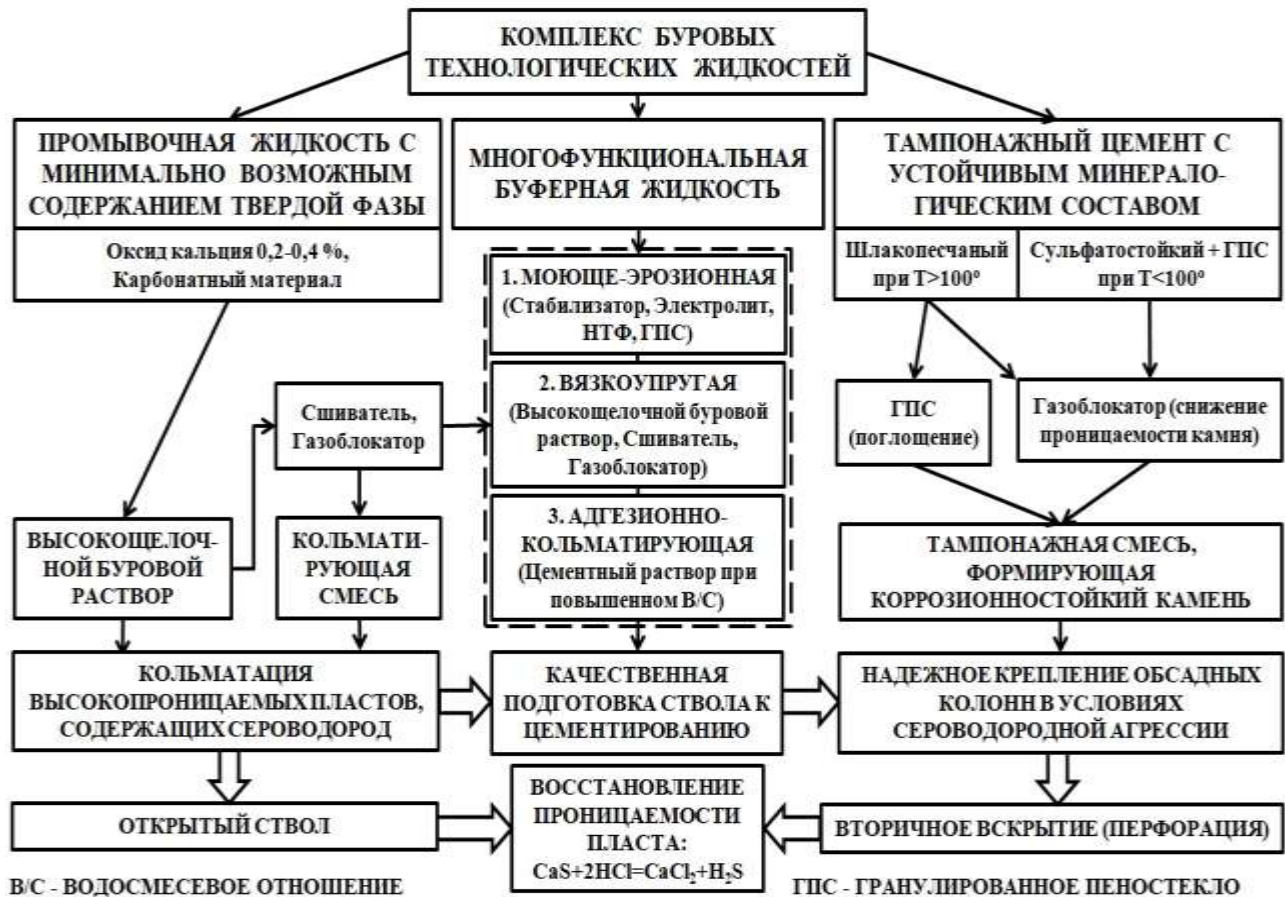


Рисунок 14 – Комплекс буровых технологических жидкостей

5. Перевод вязкоупругой порции в состав многофункциональной буферной жидкости путем расширения ее структуры передовой порцией моюще-эрозионного состава для смывания и удаления фильтрационных корок с поверхности горных пород и замыкающей порции адгезионно-кольматирующего состава для увеличения прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями, повышающих качество подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений. Рекомендуется обеспечить турбулентный режим течения многофункциональной буферной жидкости в затрубном пространстве.

6. Использование при забойных температурах менее  $100^\circ\text{C}$  сульфатостойкого портландцемента с добавкой пеностекла для формирования при твердении низкоосновных гидросиликатов кальция (основной минерал цементного камня), при более  $100^\circ\text{C}$  – шлакопесчаного, формирующего

низкоосновные гидросиликаты кальция. В обоих случаях требуется ограниченное содержание алюмо- и железосодержащих компонентов ( $C_3A$  и  $C_4AF$ ). Для снижения проницаемости цементного камня тампонажный состав обрабатывается газоблокатором. При повышенных рисках поглощений шлакопесчаный цемент обрабатывается гранулированным пеностеклом для снижения плотности тампонажной смеси.

7. Восстановление проницаемости пластов, содержащих сероводород, с помощью соляно-кислотной обработки ( $CaS+2HCl \rightarrow CaCl_2+H_2S$  и  $CaCO_3+2HCl \rightarrow CaCl_2+H_2O+CO_2$ ) после первичного (открытый ствол) или вторичного вскрытия (перфорация).

По результатам проведенных исследований сформирован и рекомендован к промышленному внедрению комплекс буровых технологических жидкостей, повышающий качество строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов за счет использования:

- при бурении высокощелочного бурового раствора и трансформируемой из него кольматирующей смеси (для профилактики дифференциальных прихватов, предупреждения и ликвидации поглощений), нейтрализующих сероводород повышенной щелочностью соединений гидроксида кальция ( $pH=12-13$ ) и изолирующих высокопроницаемые пласты карбонатным материалом и продуктами реакции  $Ca(OH)_2$  с  $H_2S$  ( $H_2S+Ca(OH)_2 \rightarrow CaS \downarrow + 2H_2O$ );

- при креплении многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси, обеспечивающих качественную подготовку ствола скважины к цементированию при турбулентном режиме течения в заколонном пространстве и надежное крепление обсадных колонн за счет формирования коррозионностойкого цементного камня с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью;

- при освоении соляной кислоты для восстановления проницаемости пластов, закольматированных сульфидами кальция ( $CaS+2HCl \rightarrow CaCl_2+H_2S$ ) и карбонатным материалом ( $CaCO_3+2HCl \rightarrow CaCl_2+H_2O+CO_2$ ).

**В седьмой главе** представлены результаты промысловых испытаний и внедрения комплекса буровых технологических жидкостей в условиях сероводородной агрессии на месторождениях ТПНГП с оценкой технико-экономических показателей.

Высокощелочной буровой раствор апробирован при бурении под эксплуатационную колонну разведочной скв. № 101 ТПНГП. Интервал бурения представлен карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и присутствием  $H_2S$  (1 % об.) в пласте проницаемостью 500-600 мД. Бурение прошло без осложнений согласно разработанному регламенту. В близрасположенной скв. № 100 ТПНГП, пробуренной с использованием полимерглинистого бурового раствора, при бурении отмечено поглощение с падением уровня. В результате подтверждена эффективность применения высокощелочного бурового раствора, который обеспечил качественное вскрытие высокопроницаемых пород, содержащих  $H_2S$ , с экономией материальных средств в размере 698,37 тыс. руб. в ценах 2011 года по сравнению с полимерглинистой промывочной жидкостью.

Кольматирующая смесь апробирована при ликвидации поглощений различной интенсивности (18-60 м<sup>3</sup>/ч) в высокопроницаемых (500-700 мД) пластах, вмещающих  $H_2S$  (1 % об.), на скв. № 21, 3302, 3303, 5017, 9126, 9133 ТПНГП. После закачивания в поглощающие пласты кольматирующей смеси в объемах 3-10 м<sup>3</sup> отмечались частичные поглощения в течение 1-4 часов, которые в дальнейшем не наблюдались. В результате установлено, что смесь позволяет качественно изолировать высокопроницаемые пласты, содержащие  $H_2S$ . Экономия материальных средств от применения смеси составила 1 324,81 тыс. руб. в ценах 2012-2018 г.г.

Облегченная тампонажная смесь и многофункциональная буферная жидкость апробированы при цементировании второй промежуточной и эксплуатационной обсадных колонн на поисковой скв. № 1 ТПНГП. Интервалы открытого ствола представлены в основном карбонатными породами, осложненными поглощениями и присутствием  $H_2S$  (1,2; 4,4; 6,2 и 15,3 % об.) в

высокопроницаемых пластах (600-700 мД). Цементирование обсадных колонн прошло без осложнений согласно разработанным регламентам. В результате установлено, что многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь обеспечили качественную подготовку ствола скважины к цементированию и надежное крепление обсадных колонн в высокопроницаемых пластах, вмещающих сероводород. Эффективность применения технологических жидкостей подтверждается увеличением площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями на 46 и 31 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными обсадными колоннами.

Комплекс буровых технологических жидкостей использовался при бурении и креплении боковых стволов на эксплуатационных скважинах № 2, 14, 17, 67, 103, 210, 217, 278, 2905, 3400, 3576, 4006, 4010 ТПНГП (таблица 9). Интервалы бурения и крепления представлены в основном карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и наличием  $H_2S$  (2,5; 3,7; 5,6 и 5,8 % об.) в высокопроницаемых пластах (500-700 мД). Бурение и крепление прошло без осложнений согласно разработанным регламентам. Комплекс буровых технологических жидкостей обеспечил при бурении и креплении экономию материальных средств в размере 517 500 тыс. руб. в ценах 2022-2023 г.г. от применения высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А); увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями соответственно на 21-22 и 31 % по сравнению с ранее зацементированными хвостовиками от использования многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси (RU № 2741890 С2); повышение проектных дебитов на 10-20 % после восстановления проницаемости кислотной обработкой.

В целом, эффективность результатов апробации и внедрения комплекса буровых технологических жидкостей, технических решений и рекомендаций на нефтяных скважинах ТПНГП заключается в достижении следующих технико-экономических показателей:



- экономия материальных средств с учетом инфляции в размере 544 009 207 рублей;

- увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями на 21-46 и 31 % соответственно;

- повышение дебитов на 10-20 % после восстановления проницаемости.

Таблица 9 – Краткая характеристика боковых стволов

Параметр	Значение			
	№ скважин	2, 103	14, 17, 67	278, 2905, 3400, 3576, 4006, 4010
Интервал бурения, м	2575-3499	1720-2709	2935-3837	2003-3190
Диаметр скважины / хвостовика, мм	142,9 / 114,3	142,9 / 114,3	152,4 / 114,3	152,4 / 127
Горные породы	известняк, мергель, аргиллит	известняк, мергель, аргиллит	известняк, доломит, аргиллит	известняк, доломит, мергель, ангидрит
Тип коллектора	поровый, каверно-поровый			
Проницаемость, мД	500-600	500-600	600-700	500-600
Содержание H <sub>2</sub> S / CO <sub>2</sub> в нефти, % об.	3,7 / 1,1	2,5 / 1,6	5,8 / 1,6	5,6 / 3,5
Градиент пластового давления, МПа/100 м	1,10	1,03	1,13	1,03
Забойная температура, °С	91	45	93	56
Возможные осложнения	поглощения, дифференциальные прихваты, нефтепроявления, сероводородная агрессия			

Комплекс буровых технологических жидкостей рекомендуется использовать при бурении и креплении скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выполненный анализ результатов применения буровых технологических жидкостей позволил установить, что они не обеспечивают качественного вскрытия и крепления высокопроницаемых пластов, вмещающих H<sub>2</sub>S. Этот факт предопределяет необходимость проведения научных исследований, направленных на разработку комплекса буровых технологических жидкостей, обладающих ферментативной устойчивостью к сероводороду и повышенными кольматирующими свойствами.

2. Обоснованы методы проведения экспериментальных исследований буровых технологических жидкостей, определены действующие нормативные

стандарты и инструкции для качественной и достоверной оценки их свойств и параметров, установлен порядок проведения экспериментов с использованием сертифицированных приборов и оборудования.

3. Разработан состав высокощелочного бурового раствора с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах (RU №2016126737 А), включающий биополимер (Duovis 0,1-0,3 %), крахмал (Dextrid 0,3-0,5 %), целлюлозу (РАС-R 0,1-0,3 % и РАС-LV 0,2-0,3 %), оксид кальция (СаО 0,2-0,4 %), пеногаситель (Defoamer 0,1-0,2 %), карбонатный материал (МК-5) и обеспечивающий качественное вскрытие проницаемых пластов, содержащих  $H_2S$ , за счет повышенной щелочности (рН=12,0-12,5), повышающей ферментативную устойчивость. Увеличение концентрации СаО до 0,5-0,7 % и обработка биоцидом 1-3 % с газблоком 0,4-0,6 % трансформирует высокощелочной буровой раствор в кольматирующую смесь (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020) для изоляции высокопроницаемых пластов, вмещающих  $H_2S$ , и использования в качестве вытесняюще-кольматирующей порции многофункциональной буферной жидкости.

4. Разработана рецептура многофункциональной буферной жидкости для повышения качества подготовки ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии и поглощений, включающая моюще-эрозионную (стабилизатор РАС-R 0,5 %, электролит  $CaCl_2$  10 %, кислота НТФ 0,1 %, абразивный компонент ГПС 5-10 %), вытесняюще-кольматирующую (биополимер Duovis 0,1-0,3 %, крахмал Dextrid 0,3-0,5 %, целлюлоза РАС-R 0,1-0,3 % и РАС-LV 0,2-0,3 %, оксид кальция СаО 0,5-0,7 %, пеногаситель Defoamer 0,1-0,2 %, биоцидол 1,0-3,0 %, газблок 0,4-0,6 % и карбонатный материал 4-6 %) и адгезионно-кольматирующую (цемент ПЦТ I-G СС-1 и газблок 0,5 % при повышенном водосмесевом отношении 1,5-3,0) порции. Многофункциональная буферная жидкость при турбулентном режиме течения в затрубном пространстве обеспечивает смывание и удаление фильтрационных корок с поверхности горных пород; вытеснение бурового раствора из ствола

скважины и кольматацию высокопроницаемых отложений, вмещающих  $H_2S$ ; увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

5. Разработан состав облегченной тампонажной смеси для цементирования обсадных колонн в высокопроницаемых пластах, содержащих сероводород (RU № 2741890 С2), включающий при водосмесевом отношении 0,52 сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G СС-1 в качестве вяжущего; синтетический сульфированный полимер (газблок) 0,5 %; расширяющую добавку (ДР-100) 1 % и пеностекло 6 %, который формирует при температурах до  $100^{\circ}C$  коррозионностойкий цементный камень ( $KK_{C_{36}}=0,97$ ) за счет пониженной проницаемости (0,81 мД), связывания гидроксида кальция диоксидом кремния и образования низкоосновных гидросиликатов кальция.

6. Сформирован комплекс буровых технологических жидкостей для повышения качества строительства скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов. Комплекс включает высокощелочной буровой раствор, многофункциональную буферную жидкость, тампонажную смесь и обеспечивает при бурении нейтрализацию  $H_2S$  высокощелочными соединениями  $Ca(OH)_2$  и изоляцию высокопроницаемых пластов продуктами их реакции – сульфидами кальция; при креплении качественную подготовку ствола скважины к цементированию и формирование коррозионностойкого цементного камня с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью; при освоении восстановление проницаемости пластов путем кислотной обработки.

7. Промысловые испытания и внедрение комплекса технологических жидкостей в условиях сероводородной агрессии на нефтяных месторождениях ТПНГП позволили получить экономию материальных средств в размере 544 009 207 рублей; увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с сопрягающими поверхностями на 21-46 и 31 % соответственно; повышение проектных дебитов на 10-20 % после восстановления проницаемости коллекторов кислотной обработкой.

### **Основные опубликованные работы по теме диссертации**

Основное содержание диссертационной работы изложено в 76 публикациях, в том числе 2 монографиях, 46 статьях, 26 тезисах докладов и 2 патентах РФ. Ниже приведены статьи только в изданиях, рекомендованных ВАК и рецензируемых в базе SCOPUS, и монографии.

#### **а) научные статьи в журналах, рекомендованных ВАК РФ**

1. **Каменских, С. В.** Оценка аварийности при строительстве скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 12. – С. 6-11. Журнал категории К 2.

2. **Каменских, С. В.** Сравнительная оценка степени влияния сероводорода на свойства полимерных химических реагентов / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 12. – С. 25-30. Журнал категории К 2.

3. Вороник, А. М. Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Ю. Л. Логачев, Н. М. Уляшева // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 5-11. Журнал категории К 3.

4. **Каменских, С. В.** Анализ опыта применения бактерицидов в бурении и добыче / С. В. Каменских, Т. Д. Ланина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 3. – С. 34-38. Журнал категории К 2.

5. **Каменских, С. В.** Анализ исследований тампонажных цементов для условий сероводородной агрессии / С. В. Каменских, Т. Д. Ланина, Е. В. Шаров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 3. – С. 39-43. Журнал категории К 2.

6. Вороник, А. М. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Ю. Л. Логачев, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 4. – С. 34-38. Журнал категории К 2.

7. Вороник, А. М. Анализ свойств и параметров облегченных тампонажных растворов и смесей / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, С. А. Краснов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 10. – С. 35-41. Журнал категории К 2.

8. **Каменских, С. В.** Исследование и анализ причин возникновения дифференциальных прихватов в высокопроницаемых горных породах / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 2. – С. 6-14. Журнал категории К 2.

9. Вороник, А. М. Исследование коррозионной стойкости цементного камня в условиях сероводородной агрессии / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Е. В. Шаров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 2. – С. 38-43. Журнал категории К 2.

10. **Каменских, С. В.** Оценка влияния сероводорода на породоразрушающий и бурильный инструмент / С. В. Каменских //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 3. – С. 21-27. Журнал категории К 2.

11. **Каменских, С. В.** Разработка рецептуры биополимерной кольтматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 15-21. Журнал категории К 2.

12. Быков, И. Ю. Пути совершенствования составов технологических жидкостей при бурении и креплении сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / И. Ю. Быков, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 27-31. Журнал категории К 2.

13. Вороник, А. М. Исследование физико-механических свойств коррозионно-стойкого цементного камня / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, В. Н. Печерин, Е. В. Шаров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 25-30. Журнал категории К 2.

14. Загвоздин, И. В. Исследование влияния смазочных добавок на вероятность прихватов бурильного инструмента / И. В. Загвоздин, **С. В. Каменских** // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 34-39. Журнал категории К 2.

15. Вороник, А. М. Исследование технологических свойств и параметров облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 2. – С. 29-35. Журнал категории К 2.

16. **Каменских, С. В.** Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 3. – С. 21-26. Журнал категории К 2.

17. Вороник, А. М. Оценка физико-механических свойств облегченного коррозионностойкого цементного камня / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, В. Н. Печерин, Н. М. Уляшева, Е. В. Шаров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 35-41. Журнал категории К 2.

18. Вороник, А. М. Определение коррозионной стойкости цементного камня облегченной тампонажной смеси / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 11. – С. 28-33. Журнал категории К 2.

19. Быков, И. Ю. Сравнительная оценка ферментативной устойчивости полимерных буровых растворов, в том числе в сероводородсодержащих средах / И. Ю. Быков, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 5-10. Журнал категории К 3.

20. **Каменских, С. В.** Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 28-34. Журнал категории К 2.

21. **Каменских, С. В.** Оценка качества (герметичности) крепления и физико-механических свойств цементного камня в заколонном пространстве / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева, И. Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 8. – С. 17-21. Журнал категории К 2.

22. **Каменских, С. В.** Статистическая модель кольматации высокопроницаемых горных пород биополимерной кольматирующей смесью / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева, И. Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 10. – С. 9-14. Журнал категории К 2.

23. Вороник, А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1. – С. 40-45. Журнал категории К 2.

24. **Каменских, С. В.** Моделирование процесса кольматации проницаемых горных пород биополимерной кольматирующей смесью / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева, И. Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 4. – С. 10-14. Журнал категории К 2.

25. Быков, И. Ю. Разработка и исследование составов технологических жидкостей для бурения и крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих сероводород / И. Ю. Быков, **С. В. Каменских**, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 4. – С. 25-30. Журнал категории К 2.

26. **Каменских, С. В.** Моделирование изменения водородного показателя безглинистого высокощелочного бурового раствора от времени и температуры среды / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева, И. Ф. Чупров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5. – С. 24-28. Журнал категории К 2.

27. Быков, И. Ю. Системный подход к разработке рецептур буровых технологических жидкостей для осложненных горно-геологических условий / И. Ю. Быков, **С. В. Каменских** // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С. 45-49.

28. **Каменских, С. В.** Буровые технологические жидкости для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 7. – С. 20-26. Журнал категории К 2.

29. **Каменских, С. В.** Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии / С. В. Каменских // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 77-92. Журнал категории К 3.

30. **Каменских, С. В.** Повышение эффективности строительства скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и

газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 9. – С. 26-32. Журнал категории К 2.

31. Быков, И. Ю. Комплекс высокощелочных рецептур технологических жидкостей для качественного вскрытия и крепления скважин в коррозионно-активных средах / И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 10. – С. 26-30. Журнал категории К 2.

32. Каменских, С. В. Апробация и внедрение комплекса буровых технологических жидкостей в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 3. – С. 37-40. Журнал категории К 2.

33. Каменских, С. В. Особенности строительства скважин в высокопроницаемых пластах, вмещающих агрессивные флюиды / С. В. Каменских // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 9. – С. 10-14. Журнал категории К 2.

#### **б) научные статьи в журналах, рецензируемых в базе SCOPUS**

34. Kamenskikh S., Ulyasheva N., Buslaev G., Voronik A., Rudnitskiy N. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions // SPE 191509-MS / SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15-17 October. – 2018. – 13p. Society of Petroleum Engineers. [URL:https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS](https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS).

#### **в) монографии**

1. Каменских, С. В. Строительство скважин в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии : монография / С. В. Каменских. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. – 112 с.

2. Каменских, С. В. Прихваты бурильного инструмента : монография / С. В. Каменских. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. – 120 с.

Подписано в печать «    »                    2024 г.

Заказ №

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
по адресу: 142717, Московская область, г.о. Ленинский,  
посёлок Развилка, ул. Газовиков  
здание 15, строение 1.