

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

На правах рукописи



МЕЛЕХОВ АЛЕКСАНДР ВАСИЛЬЕВИЧ

**ТЕРМОСТОЙКИЕ ТАМПОНАЖНЫЕ ЦЕМЕНТЫ ДЛЯ СОЗДАНИЯ
КРЕПИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ТЕРМОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ
НА ПЛАСТ**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Овчинников Василий Павлович

Тюмень – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КРЕПЛЕНИЯ И РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН.....	12
1.1 Структура запасов нефти в России.....	12
1.2 Краткое описание третичных методов повышения нефтеотдачи, применяемых на территории России	15
1.3 Геолого-технические условия, технологии, качество крепления скважин и разобращения пластов в Западной Сибири на примере баженовской свиты Средне- Назымского месторождения	19
1.4 Технологические особенности термогазового воздействия на залежи баженовской свиты	34
Выводы по главе 1	47
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ТАМПОНАЖНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ И ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН....	48
2.1 Тампонажные материалы для цементирования скважин в условиях высоких температур.....	48
2.2 Анализ свойств тампонажных цемента, применяемых при строительстве скважин с аномально высоким пластовым давлением и высокой температурой ..	63
Выводы по главе 2.....	75
ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ. МЕТОДЫ И МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	76
3.1. Минералогический состав и механизм твердения тампонажного раствора....	82
3.2 Термическая коррозия тампонажного камня	87
3.3 Методика и методы проведения исследований	93
Выводы по главе 3	99

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ	100
4.1 Результаты исследований термостойкости камня из тампонажных цементав	100
4.2 Метод оптимизации фракционного состава смеси и улучшения тампонажно-технических свойств тампонажных цементав	114
4.3 Результаты исследований и разработка рецептур термостойких тампонажных цементав для условий крепления скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-Назымском месторождении.....	118
4.4 Разработка тампонажных цементав для цементированиа скважин в условиях АВПД и высоких температур.....	130
Выводы по главе 4.....	143
ГЛАВА 5. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ	144
Выводы по главе 5.....	149
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154
Приложение А Измененеие №1 к техническому заданию на выполнение ниокр: «разработка тампонажных мтериалов для крепления скважин в интервалах термогазового воздействия»	172
Приложение Б Результаты проведения лабораторных испытаний по подбору рецептур тампонажных цементав TermoLight-9 (300) и TermoLight-4 (160) для крепления конкретных интервалов обсадных колонн скважин Средне-Назымского месторождения	173
Приложение В Справка о внедрении	178
Приложение Г Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК». 181	

Приложение Д Приказ № П-16А от 16.01.2019 г. О введении в действие РД «Технологический регламент по применению тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»... 182

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Одним из перспективных направлений развития современной нефтяной промышленности является ввод в эффективную разработку трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), таких как нетрадиционные ресурсы керогенонефтематеринских пород, битуминозная и тяжелая нефть. Они распространены во многих регионах страны и за рубежом, в частности, наибольшее сосредоточение ТриЗ (от 6 до 10 млрд т) приходится на керогенсодержащие породы баженовской свиты Западной Сибири.

Для добычи ТриЗ преимущественно применяют третичные методы повышения нефтеотдачи, способствующие существенному увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН). По данным Международного энергетического агентства, к 2040 году общий объем добычи с применением третичных методов увеличения возрастет до 225 млн т, что составит около 4 % мировой добычи нефти. Согласно мировому опыту, применение третичных методов увеличения нефтеотдачи, таких как метод термогазового воздействия на пласт (ТГВ), позволяет увеличить нефтеотдачу пласта на 10–17 %. В настоящее время многие отечественные компании активно ведут апробацию технологии ТГВ на лицензионных участках, в частности, компания ООО «РИТЭК» работает на Средне-Назымском месторождении.

Метод ТГВ основан на закачивании в пласт под давлением паровоздушной смеси с активными агентами. Взаимодействие кислорода с нефтью и керогеном инициирует в пласте самопроизвольные окислительные процессы с выделением тепла. Закачиваемая с воздухом вода превращается в перенасыщенный пар с температурой 300–350 °С, что приводит к значительному росту давления. Кероген, находящийся в залежи, вследствие окислительных процессов подвергается пиролизу и крекингу. Естественно, при реализации технологии ТГВ конструкция скважины

подвергается значительным теплофизическим нагрузкам (300 °С и 45 МПа). В таких условиях традиционные портландцементы разрушаются при температуре выше 100 °С по причине их недостаточной термостойкости. Разрушение происходит вследствие межфазовых переходов термодинамически неустойчивых минеральных компонентов продуктов твердения тампонажного камня: протекает термическая деструкция цементного камня, сопровождаемая трещинообразованием и разрушением структуры.

Изложенное требует разработки новых и совершенствования имеющихся рецептур тампонажных цемента с улучшенными тампонажно-техническими и изоляционными свойствами, методов их приготовления и регулирования свойств для конкретных термобарических условий строительства скважин.

Степень разработанности темы исследования

Изучению свойств и разработке термостойких тампонажных материалов посвящены работы известных исследователей: Ф. А. Агзамова, В. И. Бабушкина, А. И. Булатова, В. С. Данюшевского, Н. Х. Каримова, В. М. Кравцова, Я. М. Курбанова, Г. М. Матвеева, О. П. Мchedlov-Петросяна, Д. Ф. Новохатского, В. П. Овчинникова, Ш. М. Рахимбаева, М. Э. Рояка, М. М. Сычева, З. З. Шарафутдинова, А. А. Шатова и др. Результаты научного анализа стали теоретические знания и опыт крепления скважин с применением термостойких тампонажных цемента, а также исследования физико-механических свойств продуктов твердения на их основе. В то же время, имеется ряд нерешенных аспектов, в частности, обоснования и модификации гранулометрического и минералогического состава, технологии приготовления с целью получения более высокой степени уплотнения тампонажной смеси для применения в конкретных геолого-технических условиях. Кроме того, недостаточно изучены механизмы фазовых превращений и образования устойчивых гидратных фаз в тампонажном камне под воздействием циклических температур, характерных для процессов пиролиза и крекинга при ТГВ.

Цель диссертационной работы

Обеспечение герметичности заколонного пространства скважин в условиях

термогазового воздействия на продуктивный пласт с ТрИЗ созданием специальных тампонажных цементов.

Основные задачи исследования

1. Проанализировать результаты опубликованных исследований по изучению влияния на изоляционные характеристики температурного воздействия, сформированного в заколонном пространстве тампонажного камня, и исследовать термическую деструкцию камня из тампонажных материалов, применяемых для крепления скважин с тепловыми методами воздействия на ТрИЗ.

2. Обосновать способ модификации сухих тампонажных смесей и разработать на их основе рецептуры термостойких тампонажных цементов для крепления скважин в условиях ТГВ.

3. Разработать способ снижения числа стадий процесса образования в цементном камне низкоосновных гидратных соединений (новообразований), обеспечивающих его термостойкость и улучшенные тампонажно-технические свойства.

4. Провести опытно-промысловые испытания и оценить технико-экономическую эффективность разработанных тампонажных цементов.

Объектом исследования являются тампонажные цементы и растворы для крепления скважин в условиях ТГВ.

Предметом исследования являются способы корректировки фракционного и минералогического состава тампонажной смеси в процессе приготовления.

Научная новизна работы

1. Объяснен механизм процесса деструкции цементного камня при циклическом температурном воздействии на крепь скважины многостадийной перекристаллизацией высокоосновных продуктов гидратации цемента (преимущественно гидросиликатов кальция) в низкоосновные.

2. Теоретически обоснован способ получения сухих полидисперсных тампонажных цементов со структурой плотнейшей упаковки с целью повышения тампонажно-технических характеристик цементного раствора и камня.

3. Научно обоснован способ сокращения числа стадий процесса образования

низкоосновных продуктов гидратации цемента для повышения термостабильности цементного камня в условиях термической коррозии путем подбора фракционного состава тампонажной смеси с целью создания структуры плотнейшей упаковки.

Теоретическая и практическая значимость работы

Результаты, полученные автором в ходе исследования, дополняют и развивают имеющиеся теоретические представления о взаимосвязи минералогического состава цементного камня с процессами его термодеструкции, способах регулирования структуры и упаковки исходных ингредиентов полидисперсной системы.

По результатам выполненных исследований разработаны:

1. Рецептуры термостойких тампонажных цемента для крепления обсадных колонн эксплуатационных скважин для реализации ТГВ на продуктивный пласт, а также для крепления поисково-разведочных скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и высоких температур.

2. Методика определения термостойкости тампонажных цемента в условиях циклической температурной нагрузки.

3. Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов для цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК» в условиях термогазового воздействия на пласт.

4. Технологический регламент по применению утяжеленного термостойкого тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур.

Результаты исследований реализованы при креплении скважин для ТГВ на месторождениях ООО «РИТЭК». Их внедрение позволило повысить качество крепления и значительно увеличить межремонтный период работы скважин, существенно сократить затраты на эксплуатацию и проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Методология и методы исследования

Перечисленные задачи решались путем анализа и обобщения экспериментальных и промысловых исследований российских и зарубежных

специалистов и сервисных компаний; проведением экспериментальных и практических исследований с применением сертифицированного лабораторного оборудования, математических инструментов и вычислительных алгоритмов при анализе полученных экспериментальных данных.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты экспериментальных исследований процессов термической коррозии при циклическом воздействии высоких температур в процессе ТГВ.
2. Способ, позволяющий регулировать свойства тампонажных цементов путем корректировки фракционного состава тампонажных смесей и тампонажно-технических параметров термостойких тампонажных цементов.
3. Способ сокращения стадийности образования низкоосновных продуктов гидратации (гидросиликатов кальция) и повышения термостабильности цементного камня в условиях термической коррозии при реализации тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

Личный вклад автора состоит в постановке и реализации задач исследования, обосновании способа приготовления и регулирования свойств полидисперсных гетерогенных тампонажных цементов со структурой плотнейшей упаковки и разработке рецептур термостойких тампонажных цементов и растворов, подготовке научно-технической документации и проведении промысловых испытаний.

Степень достоверности результатов проведенного исследования

Достоверность полученных результатов экспериментальных исследований подтверждается использованием методов и оборудования, аккредитованных лабораторий в национальной системе аккредитации «Росаккредитация». Для каждого определяемого физико-механического показателя, характеризующего тампонажно-технические свойства цементов, методом наименьших квадратов рассчитаны показатели точности измерений (расширенная неопределенность) с доверительным интервалом $P=0,95$. Результаты лабораторных исследований согласуются с теоретическими и практическими данными, полученными из научных источников и публикаций известных ученых и специалистов. Перспективность

работы подтверждена внедрением разработанных цементов при строительстве скважин на Средне-Назымском месторождении.

Апробация результатов

Основные положения и материалы диссертационной работы докладывались на конференциях молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Тюмень, 2016, 2018 гг.); Российской нефтегазовой технической конференции SPE (Москва, 2016 г.); II научно-практической конференции «Горизонтальные скважины 2017: проблемы и перспективы» (Казань, 2017 г.); конкурсах молодежных научно-инновационных проектов в сфере нефтегазовой отрасли Тюменского инновационного нефтегазового форума (Тюмень, 2016, 2018, 2020 гг.) и других конференциях и форумах.

Публикации

Результаты исследований опубликованы в 15 научных работах, в том числе: 7 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК РФ; 1 монография; 2 статьи в рецензируемых журналах, включенных в базу данных Scopus; 5 работ в материалах международных и всероссийских конференций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин в части пункта 8: «Крепление скважин. Технология, технические средства и материалы для цементирования обсадных колонн, установки цементных мостов. Буферные жидкости. Тампонажные цементы и составы на их основе. Технологии и технические средства заканчивания скважин».

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 144 наименования. Материал диссертации изложен на 183 страницах, содержит 45 таблиц и 45 рисунков.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю доктору технических наук, профессору Овчинникову Василию Павловичу и заместителю

генерального директора по научной работе в области строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», кандидату технических наук Бакирову Данияру Лябиповичу за содействие и поддержку при проведении исследований и внедрении результатов работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КРЕПЛЕНИЯ И РАЗОБЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН

1.1 Структура запасов нефти в России

Нефть представляет собой жидкое горючее полезное ископаемое, состоящее из смеси соединений углеводородов, которые преимущественно делятся на три класса: парафины, нафтены и ароматические углеводороды. Кроме того, в состав нефти входят всевозможные примеси, например, такие как сера и более редкие, в том числе негорючие примеси, формирующие зольную составляющую, различные соотношения и сочетания этих примесей существенно влияют на физико-химические свойства как самой нефти, так и продуктов ее переработки.

Сложность химического состава нефти приводит к разнообразию ее физических свойств. В отличие от однокомпонентных веществ у нее нет строго определенной температуры кипения — можно говорить лишь о начале процесса кипения самой легкой фракции. У нефти нет постоянной вязкости — она обычно уменьшается с нагревом. Кроме того, при нормальной температуре трудно найти нефть с одинаковой плотностью — она варьируется в достаточно широких пределах и даже может быть тяжелее воды. Поэтому с точки зрения классификации нефти существует множество вариантов: от химической классификации до классификации по ГОСТ. Согласно одной из принятых классификаций («Классификация запасов нефти и горючих газов») с ухудшенными (с точки зрения процессов освоения и добычи) физико-химическими свойствами, нефть классифицируется как: битуминозная (плотность свыше 895 кг/м^3), тяжелая (плотность $871\text{-}895 \text{ кг/м}^3$), высоковязкая (от $30,1$ до $200 \text{ МПа}\cdot\text{с}$), нефть с высокой (более $500 \text{ м}^3/\text{т}$ или с низкой (менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газонасыщенностью [1]. Кроме того, в данной работе под термином высоковязкой нефти подразумевается нефть,

вязкость которой значительно меняется под воздействием высокой температуры на трудноизвлекаемые углеводороды.

По оценке Организации Объединенных Наций, мировые геологические запасы природных битумов составляют примерно 260 млрд. тонн, а их извлекаемые ресурсы оцениваются в 70 млрд. тонн, из которых около 70 % находятся в Канаде [2, 3].

На территории России запасы высоковязкой нефти сильно разнятся в зависимости от региона (Рисунок 1) [1].



Рисунок 1 – Распределение запасов высоко– и сверхвысоковязкой нефти по федеральным округам РФ

Наибольшее сосредоточение горючих сланцев России (от 60 до 150 млрд. т.) приходится на керогеносодержащие породы баженовской свиты, которые в основном залегают на территории Западной Сибири.

Применительно к месторождениям ГК ЛУКОЙЛ на долю ТриЗ приходится около 65 % от доли всей нефти, при этом 25 % из ТриЗ составляют запасы высоковязких разновидностей нефти (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Структура запасов нефти и ТРИЗ месторождений ГК ЛУКОЙЛ

Основной сложностью при разработке месторождений высоковязкой нефти является низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Для повышения нефтеотдачи ТРИЗ и в том числе высоковязких разновидностей нефти наиболее эффективными являются третичные методы увеличения нефтеотдачи, КИН при которых может достигать 80 %, в зависимости от конкретного метода и объекта добычи (Таблица 1).

Таблица 1 – Методы увеличения нефтеотдачи

Название	Принцип	Основные методы	Достижимый КИН (%)
Первичные	Использование естественной энергии пласта (режим истощения)	Бурение скважин	20
Вторичные	Поддержание пластового давления	Закачивание воды или газа, геолого-технические мероприятия	30–40
Третичные (EOR/МУН)	Закачивание реагентов, отличающихся повышенным потенциалом вытеснения нефти, которые взаимодействуют с породами/нефтяной системой	Закачивание специальных веществ	30–80
химические	Заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное и др. виды заводнения		
тепловые	Вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых окислительных реакций		
газовые	Закачивание углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа и другие		
микробиологические	Введение в пласт бактериальной культуры или её образование в нефтяном пласте		

1.2 Краткое описание третичных методов повышения нефтеотдачи, применяемых на территории России

Интерес к третичным методам увеличения нефтеотдачи (МУН) появился еще во времена СССР. Так, в 1976 году в дополнение к Целевой комплексной научно-технической программе «Создание и широкое применение комплекса методов и технических средств для повышения нефтеотдачи пластов до 55 – 60 % и интенсификации разработки нефтяных месторождений» 26 августа 1976 г. было принято постановление № 700 «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр». Данное постановление регламентировало объемы нефти, которые должны быть извлечены с использованием третичных МУН, а также количество химреагентов и техники, необходимые для достижения этого [4].

Третичные методы увеличения нефтеотдачи – это методы, направленные на повышение нефтеотдачи с применением сложных технологических решений, которые воздействуют и изменяют первоначальные свойства пластовых флюидов. В основном третичные методы используются на завершающей стадии разработки, но фактически могут быть использованы в любое время для повышения нефтеотдачи в период жизни месторождения.

Традиционно выделяют четыре наиболее часто применяемых типа третичных МУН: химические, микробиологические, газовые и тепловые.

Выбор применяемого метода зависит от множества факторов: термобарических условий и глубины залегания нефтепродуктов в пласте, проницаемости, остаточной и текущей водо- и нефтенасыщенности, пористости коллектора, а также свойств пластовых флюидов (минерализация, вязкость, плотность и т. д.).

Исторически применение газового метода увеличения нефтеотдачи часто классифицируется как вторичный метод повышения нефтеотдачи, так как он является хорошим способом применения и утилизации попутного природного газа при невозможности его реализации в коммерческих целях. Однако закачивание

газа в пласт в основном осуществляется после заводнения или в сочетании (водогазовое воздействие или ВГВ). В этом случае такой способ использования закачивания газа в пласт классифицируется уже как третичный МУН, а заводнение и закачивание газа в пласт осуществляются поочередно.

При использовании газового метода, помимо попутного газа также применяют углекислый газ, широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) или азот, который обычно выделяют из воздуха уже непосредственно на месторождении.

Наиболее широкое распространение в мире в качестве активного компонента получил углекислый газ, по причине того, что его применение увеличивает вязкость минерализованных внутрипластовых вод при обратном положительном эффекте для нефти. Его способность перехода из водного раствора в нефть также приводит к снижению межфазного поверхностного натяжения нефти и способствует ее выходу из пласта.

Закачивание углекислого газа в пласт потенциально позволяет увеличить КИН до 20 % по сравнению с традиционными методами разработки [5].

Существенным недостатком данного способа является высокая коррозионная активность углекислого газа по отношению к металлу конструкции скважины.

При применении химических МУН в основном в качестве активных агентов используют полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и щелочи. Согласно лабораторным испытаниям и накопленному опыту применения химических МУН, их применение может повысить КИН до 80 % [6].

Традиционно полимерное заводнение используется гораздо чаще остальных химических методов. Суть метода применения полимеров заключается в повышении вязкости пластовой воды и снижении ее подвижности за счет распускания молекул полимерных цепей, что способствует выходу нефти из пласта.

В свою очередь применение ПАВ при закачивании направлено на снижение поверхностного натяжения нефти.

Альтернативой закачивания в пласт ПАВ являются щелочи, при реакции которых в пласте с нефтью происходит омыление с образованием ПАВ (реакция щелочи с органическими кислотами нефти), находящимися в нефти), обеспечивающая снижение поверхностного натяжения на границе нефти и вытесняющей жидкости.

Применение микробиологических третичных МУН заключается в введении в пласт бактериальной продукции или ее образование в нефтяном пласте, однако данный метод не получил широкого распространения, и, в основном применяется в комбинации с заводнением ПАВ [7].

Отличительной чертой третичных МУН являются высокие операционные издержки. Так, для химических МУН операционные издержки оцениваются как самые дорогие – до 65–70 % от суммарных операционных издержек. В свою очередь применение тепловых методов является менее затратным. Затраты на выработку тепла могут достигать 50 % от всех операционных затрат, которые достигают 30–35 % от всей стоимости добычи с применением этого метода. Для метода закачивания углекислого газа доля затрат составляет до 55 % [8, 9].

При применении третичных тепловых методов происходит изменение физико-химического состава углеводородов в пласте за счет повышения температуры, что в свою очередь приводит к изменению исходной вязкости нефти. Уменьшение вязкости нефти способствует повышению ее выхода из коллектора и продвижению в направлении добывающей скважины. Зачастую в качестве активных агентов для таких процессов применяют пар или различные газы.

На практике можно выделить следующие методы доставки и воздействия закачиваемых агентов на пласт: паротепловое воздействие на пласт или пароциклическая обработка пласта, использование электричества, термогазовое воздействие на пласт, внутрипластовое горение; вытеснение нефти горячей водой [8].

Наиболее широкое распространение в России в качестве тепловых методов получили пароциклическая обработка и термогазовое воздействие на пласт.

В конце 80-х – середине 90-х годов Самыми крупными объектами их применения стали месторождения: Гремихинское, Каражанбас, Кенкияк, Усинское и другие [10].

Суть метода пароциклической обработки заключается в нагнетании в пласт горячего пара с температурой до 300 °С. В течение всего периода нагнетания в пласт теплового агента происходит нагрев высоковязкой нефти, а также повышение давления в призабойной зоне скважины. После нагнетания пара скважина закрывается на выдержку. В этот период пар и сконденсировавшаяся вода прогревают нефть для снижения ее вязкости. Затем нефть с пониженной вязкостью извлекается на поверхность.

Впервые в России парогравитационные скважины были пробурены в 1998 г. на Мордово-Кармальском месторождении. Однако, в начале 2012 г. ПАО «Татнефть» законсервировала добычу на неопределенный срок в связи с убыточностью. Компания «Лукойл» разрабатывает пермо-карбоновую залежь Усинского месторождения с помощью технологии площадного паротеплового и пароциклического воздействия на пласт. Добыча нефти из пермо-карбоновой залежи в 2018 году выросла на 12,9 % и составила 2 648 тыс. т [11].

Термогазовый метод повышения нефтеотдачи был впервые предложен в 1971 г. во «ВНИИнефть». Метод основан на закачивании воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов.

В последние годы в ряде российских нефтяных компаний ведется работа по обоснованию и подготовке промысловых испытаний термогазового МУН в различных геолого-промысловых условиях, в том числе [12]:

- ПАО «Сургутнефтегаз» (Ай-Пимское и Маслиховское месторождения баженовской свиты);
- ПАО «Газпром нефть» (Приобское месторождение);
- АО «Зарубежнефть» (залежи Центрально-Хоравейского поднятия с карбонатными и низкопроницаемыми коллекторами в Ненецком автономном округе и Висовое месторождение в ХМАО).

- ООО «РИТЭК» (Галяновское и Средне-Назымское месторождения баженовской свиты);

1.3 Геолого-технические условия, технологии, качество крепления скважин и разобщения пластов в Западной Сибири на примере баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Баженовская свита расположена на значительной части территории Западной Сибири, ее площадь составляет около 1,2 миллиона квадратных километров, (Рисунок 3).

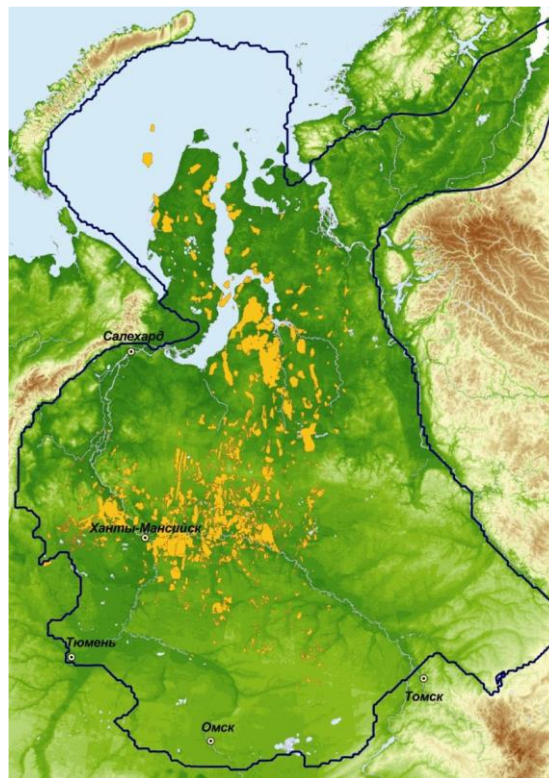


Рисунок 3 – Схематичное расположение баженовской свиты

Исторически свита образована около 145 миллионов лет назад осадочными породами морского дна в титонском-берриасском веках в конце юрского и начале мелового периода. Глубина ее залегания составляет 2–3 км, мощность - не более 60 м в депоцентре, обычно 20–30 метров.

Свита по большей части сложена из карбонатных глинистых и кремнистых пород, источником органического вещества в которых стали останки планктона с кремневым скелетом: радиолярии и диатомеи. По структуре разреза различают следующие основные породы: силициты, силициты керогеновые, аргиллиты, карбонатные породы (карбонаты) и микститы [13]. Общее содержание органического вещества в керогеносодержащих породах достигает 14 % (до 2,7 % жидкого, около 12 % керогена типа II), минеральное вещество составляет (кремнезем, гидрослюда, кальцит и др.) до 86 %.

В баженовской свите сконцентрирована большая часть горючих сланцев России в твердом органическом веществе (кероген - недозревшая нефть), и жидкой легкой нефти низкопроницаемых коллекторов (иногда некорректно называемой сланцевой нефтью), а общие запасы нефти оцениваются от 6 до 10 млрд. т., из них оцениваются как извлекаемые запасы 5,4 млрд. т. и как малоподвижная нефть 4,6 млрд. т. [14, 15, 16].

Отличительной особенностью нефтегазоносности баженовской свиты, помимо керогеносодержащих пород, являются множественные участки зон с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами. Температура в скважинах превышает 130 °С с коэффициентом аномальности пластового давления до 1,36 (Салымское и Верхнесалымское месторождения) [17, 18].

В северной части Западной Сибири пласты ачимовской и баженовской свит и юрские отложения содержат зоны с АВПД и высокой температурой (залегает на глубинах 2700-5000 м) и имеют пластовые давления порядка 60,0-80,0 МПа с температурой порядка 170 °С. Особенностью данных пропластков является малый диапазон между пластовым давлением и давлением гидроразрыва пород. К примеру, на лицензионном участке ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при строительстве поисково-разведочной скважины № 2011П Пякхинского месторождения градиент пластового давления равен $2,19 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, а градиент давления гидроразрыва пород $2,21 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, при температуре порядка 145 °С.

Схожие условия встречаются в нижней и средней частях неокомского комплексов и юрских отложениях на всей территории Ямало-Ненецкого

автономного округа. На данной территории коэффициент аномальности пластового давления повышается в направлении с юга (1,1–1,2) на север и достигает максимальных значений (2,0–2,2) в центральных районах Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО и территориях полуостровов Ямал и Гыдан.

Средне-Назымское нефтяное месторождение является опытным участком ООО «РИТЭК» на котором идет апробация термогазового воздействия на пласты баженовской свиты.

Оно расположено в Ханты-Мансийском административном районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, согласно тектоническому районированию - в Елизаровском прогибе на западном борту Фроловской мегавпадины [19] (Рисунок 4).

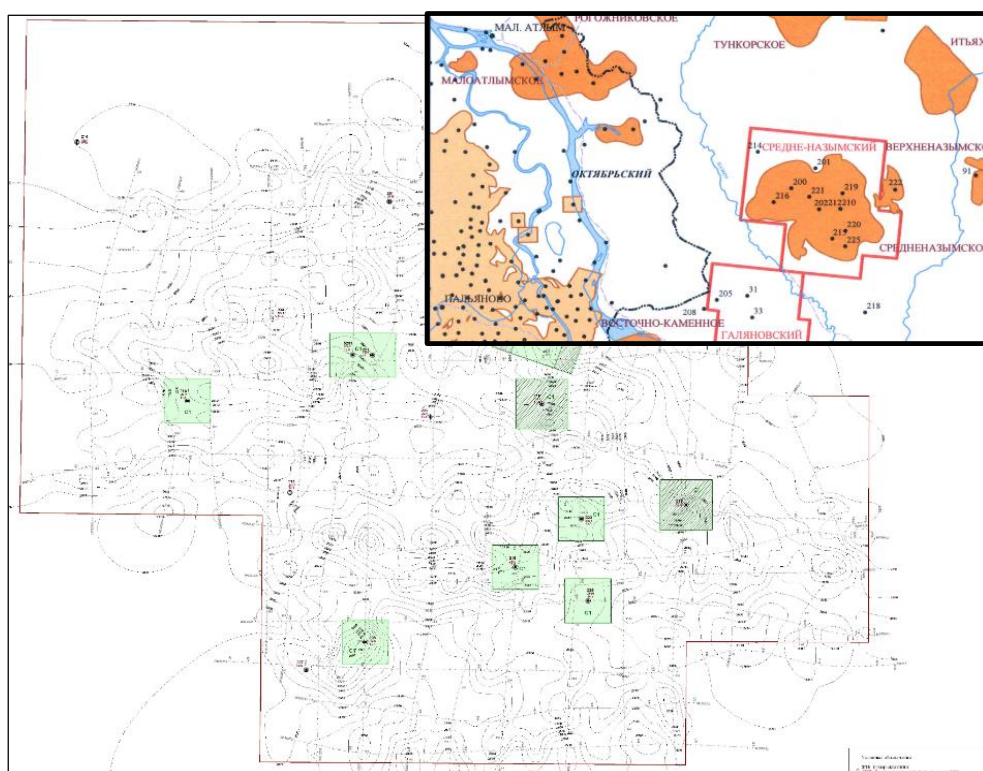


Рисунок 4 – Схема расположения Средне-Назымского месторождения

Территория исследований находится на западной границе Фроловско-Тамбейского структурно-фациального района, где происходит замещение баженовской свиты ее фациальным аналогом – нижнетутлеймской подсвитой [20]. Баженовская свита перекрывается битуминозными глинами фроловской свиты

и подстилается нормально-морской, преимущественно глинистой абалакской свитой [21].

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей Елизаровский прогиб, расположенный на северо-западе Фроловской мегавпадины. В пределах этой структуры выделяются Средне-Назымское, Западно-Назымское, Ново-Назымское и Мало-Назымское локальные поднятия. Средне-Назымское нефтяное месторождение открыто в 1978 году поисковой скважиной №200, пробуренной Правдинской нефтеразведочной экспедицией. При испытании интервала 2681–2963 м (отложения юрской системы - верхний и средний отделы - и фундамента) получен приток нефти дебитом 7,5 м³/сут.

Нефтегазоносность месторождения установлена в отложениях доюрского комплекса (пласт PZ), терригенных пластов ЮК₇, ЮК₆, ЮК₅, ЮК₃₋₄, ЮК₂ тюменской свиты среднеюрского возраста, пласта ЮК₀₋₁ баженовско-абалакского комплекса, терригенного пласта АС₁ фроловской свиты раннемелового возраста.

Всего на месторождении выявлено 38 залежей в восьми пластах (пять залежей приурочены к пласту PZ, семь – в отложениях пласта ЮК₇, шесть – в пласте ЮК₆, девять – в пласте ЮК₅, по одной – в пласте ЮК₃₋₄ и ЮК₀₋₁, четыре – в пласте ЮК₂, пять – в пласте АС₁). Основные запасы нефти месторождения приурочены к залежи пласта ЮК₃₋₄ тюменской свиты. Основная добыча осуществляется из объектов ЮК₀₋₁, ЮК₃₋₄ и PZ.

Залежи пласта АС₁ пластово-сводовые, литологически и тектонически ограниченные, залежь пласта ЮК₀ – пластовая, все залежи пластов ЮК₂, ЮК₃₋₄, ЮК₅, ЮК₆, ЮК₇ тюменской свиты литологически-ограниченные.

Коэффициенты открытой пористости, принятые для залежей пластов, определены по данным керна и промыслово-геофизическим исследованиям. При этом экспертные комиссии отмечают низкую достоверность коэффициентов открытой пористости пластов тюменской свиты на данной стадии изученности и необходимость в дальнейшем уточнения величины подсчетного параметра.

Анализ состава керна показывает сильную его изменчивость, что свидетельствует в пользу блокового строения залежей в этих отложениях. Фундамент сложен порфиритами, гранитами роговообманковыми, кислыми эффузивами с прослоями углеродистых сланцев, терригенно-вулканогенными отложениями. По породам фундамента развита кора выветривания, представленная конгломератами из эффузивных и осадочных пород.

Сведения о свойствах горных пород Средне-Назымского месторождения представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Сведения о свойствах горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Горная порода	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, х*10 ³ мкм ²
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	50	Пески Супеси Суглинки Глины	2200–2400	0	0
P _{3atl}	50	260	Пески Глины	2200–2400	0	0
P ₃ ¹ /ch	260	370	Глины Алевролиты Пески Бурый уголь	2200–2400	0	10–30
P ₂ ² /llv	370	650	Глины Алевриты Опоки	2200–2400	0	10–30
P ₁ /tl	650	800	Глины Алевролиты Песчаники	2400–2600	0	10–30
K ₂ /gn	800	890	Глины Алевролиты Пески	2200–2400	0	10–30
K ₂ /br	890	1080	Глины Алевролиты Песчаники	2400–2650	15–16	10–30
K ₂ /kz	1080	1150	Глины Алевролиты Опоки	2200–2400	15–16	10–30
K ₂ +K ₁ /uvt	1150	1430	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2400–2650	15–16	10–30
K ₁ /khm	1430	1700	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2400–2650	15–16	10–30

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
K ₁ /vk	1700	1980	Глины Песчаники Алевролиты	2600–2690	15–16	10–30
K ₁ /ksh	1980	2100	Глины Алевролиты	2600–2690	15–16	10–30
K ₁ /fr	2100	2670	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	2400–2690	15–16	10–30
J ₃ /bg	2670	2700	Аргиллиты	2600–2670	15–16	10–30
J ₃ /abl	2700	2760	Аргиллиты	2600–2670	15–16	10–30

Как видно из данных Таблицы 2, разрез представлен преимущественно глинами, песчаниками, аргиллитами и алевролитами, при этом в пласте АС₁ наблюдается переслаивание аргиллитов и алевролитов, в пласте ЮК₀ – переслаивание радиоляритов, вторичных карбонатов, кремнисто-фосфатно-карбонатных пород, алевролитов; пласт ЮК₂ – представлен алевролитами и песчаниками; ЮК₃₋₄ – в основном песчаниками и алевролитами, а также прослоями аргиллитов; ЮК₅ – алевролитами и песчаником; ЮК₆ – песчаником, алевролитом и тонкими прослоями аргиллита; ЮК₇ – песчаником, пласт PZ – эффузивной магматической породой кислого состава. Коэффициенты пористости и проницаемости пород изменяются в узких пределах, соответственно, от 0 до 16 % и от 0 до 300 мД.

Подсчетные параметры, характеризующие физико-химические свойства (далее – ФХС) пластовой нефти на Средне-Назымском месторождении для пластов ЮК₀, ЮК₂-ЮК₇ и PZ, приняты по результатам ступенчатой сепарации собственных глубинных пластовых проб флюидов. Для залежей пласта АС₁ параметры приняты по аналогии с залежами пласта АС₃ месторождения им. В. Н. Виноградова в связи с отсутствием собственных проб.

Нефть залежей пластов АС₁ легкая, маловязкая, малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, пласта ЮК₀ – легкая, незначительной вязкости, малосернистая, парафинистая, смолистая; пластов тюменской свиты ЮК₂₋₇ – легкая, незначительной вязкости, малосернистая, парафинистая, смолистая; пласта PZ – легкая, незначительной вязкости, малосернистая, парафинистая, смолистая.

Таким образом, на Средне-Назымском месторождении нефть относится к лёгкой по плотности ($0,829\text{--}0,840\text{ г/см}^3$), маловязкая ($0,59\text{--}3,15\text{ МПа}\cdot\text{с}$), малосернистая ($0,41\text{--}0,52\%$), малопарафинистая и парафинистая ($1,39\text{--}3,69\%$), малосмолистая и смолистая ($4,93\text{--}8,79\%$).

Существенным отличием нефти Средне-Назымского месторождения от традиционных углеводородов является ее нахождение в керогеносодержащей породе, что крайне ограничивает ее подвижность и извлекаемость. Остаток органического вещества (керогена) в среднем составляет $23,3\%$ от объема породы. Данная особенность таких залежей позволяет отнести ее по способу извлечения к высоковязкой или малоподвижной нефти, поскольку для извлечения таких запасов требуется пиролиз керогена с образованием высоковязкой нефти и последующим снижением конечной вязкости (Рисунок 5).

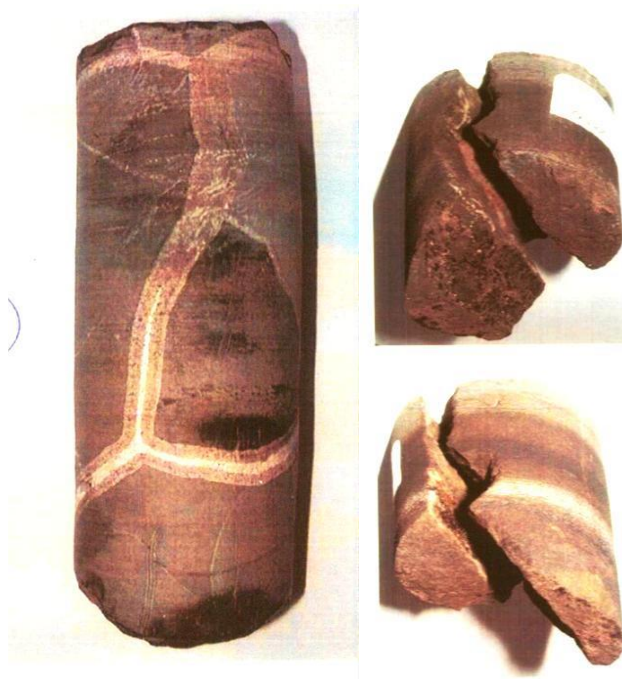


Рисунок 5 – Вид керна материала баженовской свиты Средне-Назымского месторождения

Сведения градиентов давления по разрезу представлены в Таблице 3 [22].

Таблица 3 – Значения градиентов давления по разрезу

Пласт	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°C	источник
			МПа*10 ⁻² на м		источник	МПа*10 ⁻² на м		источник	МПа*10 ⁻² на м		источник					
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	50	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	0	1,76	РФЗ	0	2,00	ПГФ	9	РФЗ
P ₃ ¹ / atl	50	260	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,76	1,80	РФЗ	2,00	2,10	ПГФ	-1	РФЗ
P ₃ ¹ /ch	260	370	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,80	1,83	РФЗ	2,10	2,20	ПГФ	5	РФЗ
P ₂ ² /llv	370	650	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,83	1,83	РФЗ	2,20	2,24	ПГФ	7	РФЗ
P ₁ /tl	650	800	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,83	1,83	РФЗ	2,24	2,32	ПГФ	13	РФЗ
K ₂ /gn	800	890	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,83	1,84	РФЗ	2,32	2,32	ПГФ	18	РФЗ
K ₂ /br	890	1080	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,84	1,84	РФЗ	2,32	2,35	ПГФ	21	РФЗ
K ₂ /kz	1080	1150	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,84	1,84	РФЗ	2,35	2,36	ПГФ	26	РФЗ
K ₂ +K ₁ /uvt	1150	1430	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,84	1,82	РФЗ	2,36	2,34	ПГФ	27	РФЗ
K ₁ /khm	1430	1700	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,82	1,75	РФЗ	2,34	2,38	ПГФ	56	РФЗ
K ₁ /vk	1700	1980	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,75	1,75	РФЗ	2,38	2,40	ПГФ	64	РФЗ
K ₁ /ksh	1980	2100	0,98	0,98	РФЗ	0,98	0,98	РФЗ	1,75	1,65	РФЗ	2,40	2,42	ПГФ	67	РФЗ
K ₁ /fr	2100	2670	0,98	1,21	РФЗ	0,98	1,21	РФЗ	1,65	1,71	РФЗ	2,42	2,42	ПГФ	86	РФЗ
J ₃ /bg	2670	2700	1,21	1,21	РФЗ	1,21	1,21	РФЗ	1,71	1,71	РФЗ	2,42	2,42	ПГФ	130	РФЗ
J ₃ /abl	2700	2760	1,21	1,10	РФЗ	1,21	1,10	РФЗ	1,71	1,71	РФЗ	2,42	2,42	ПГФ	88	РФЗ

Примечание - Пластовые давления и температуры приведены к середине интервалов; Условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах

Исходя из данных литологического строения Средне-Назымского месторождения и данных Таблицы 3 можно выделить несколько зон с потенциальными осложнениями: зоны поглощения буровых и цементных растворов (интервал пластов Атлымской, Баженовской, Фроловской и Уватской свит); на глубинах 650–100 м расположены зоны разжижения глинистого раствора пластовыми водами с образованием обвалов и осыпей стенок скважины; в интервалах глубин 800–1450 м, 1700–2000 м и 2100–2750 м расположены зоны сужения стенок ствола скважины и возможными сальникообразованиями.

В настоящее время геологические запасы нефти Средне-Назымского месторождения оцениваются в 399,8 млн. т., технически извлекаемые 85,6 млн. т., 62,8 млн. т. рентабельно извлекаемые. Основные ресурсы нетрадиционных углеводородов сосредоточены в интервале пород баженовской свиты. Запасы нефти оцениваются в 55,1 млн. т., из них к извлекаемым запасам относят 4,1 миллионов тонн нефти [23].

В баженовской свите Средне-Назымского месторождения выделяются две основные толщи. Нижняя толща представлена кремнистой породой с небольшим содержанием доломита, кальцита и глин. Верхняя толща содержит вкрапления радиоактивных элементов, с повышенным содержанием доломита, кальцита и глин. Каждая описанная толща имеет условное подразделение на три пачки, отличающиеся литолого-палеонтологической характеристикой и положением в разрезе [21].

Первые три пачки составляют нижнюю толщу баженовской свиты:

1. «Высококремнистая» пачка - малоглинистые темно-буровато-серые силициты толщиной 2–5 см и с содержанием органических веществ 2–5 %.
2. «Кремнистая» пачка, состоящая из малоглинистых силицитов, с высоким содержанием органических веществ (5–10 %).
3. «Радиоляритовая» пачка, состоящая из радиоляритов и малоглинистых силицитов с повышенным содержанием карбонатов.

Верхнюю толщу баженовской свиты составляют также три пачки.

4. «Высокоуглеродистая» пачка, состоящая из высокоуглеродистых (до 10–25 %) глинистых силицитов.

5. «Кокколитофоридовая» пачка, состоящая из кокколитофоридов и высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных пород.

6. «Пиритовая» пачка, состоящая из бескарбонатных пиритизированных силицитов и кремнистых углеродистых глин.

В геологическом разрезе проектируемых скважин на Средне-Назымском месторождении присутствуют горизонты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), а также высокой внутрипластовой температурой и зонами значительных осложнений, поэтому разрез представляет собой ряд несовместимых условий для бурения (Таблица 3, Рисунок 6).

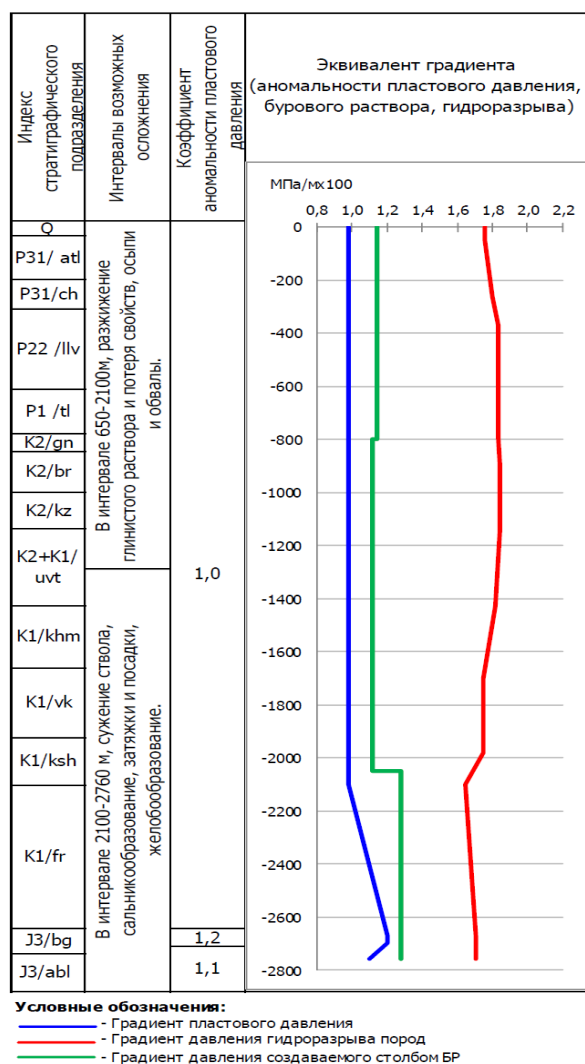


Рисунок 6 – Совмещенный график изменения градиентов давлений по пласту

Наличие водонасыщенных пластов в разрезе проектируемых скважин, а также возможных газонефтепроявлений при вскрытии продуктивных пластов, обуславливают производить выбор конструкции с учетом этих особенностей.

Выбор конструкции скважины осуществляется исходя из решаемых ею задач, с учетом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [24, 25]. В условиях Средне-Назымского месторождения при применении термогазового воздействия на пласт используют как минимум две скважины – добывающую и нагнетательную (Рисунок 7).

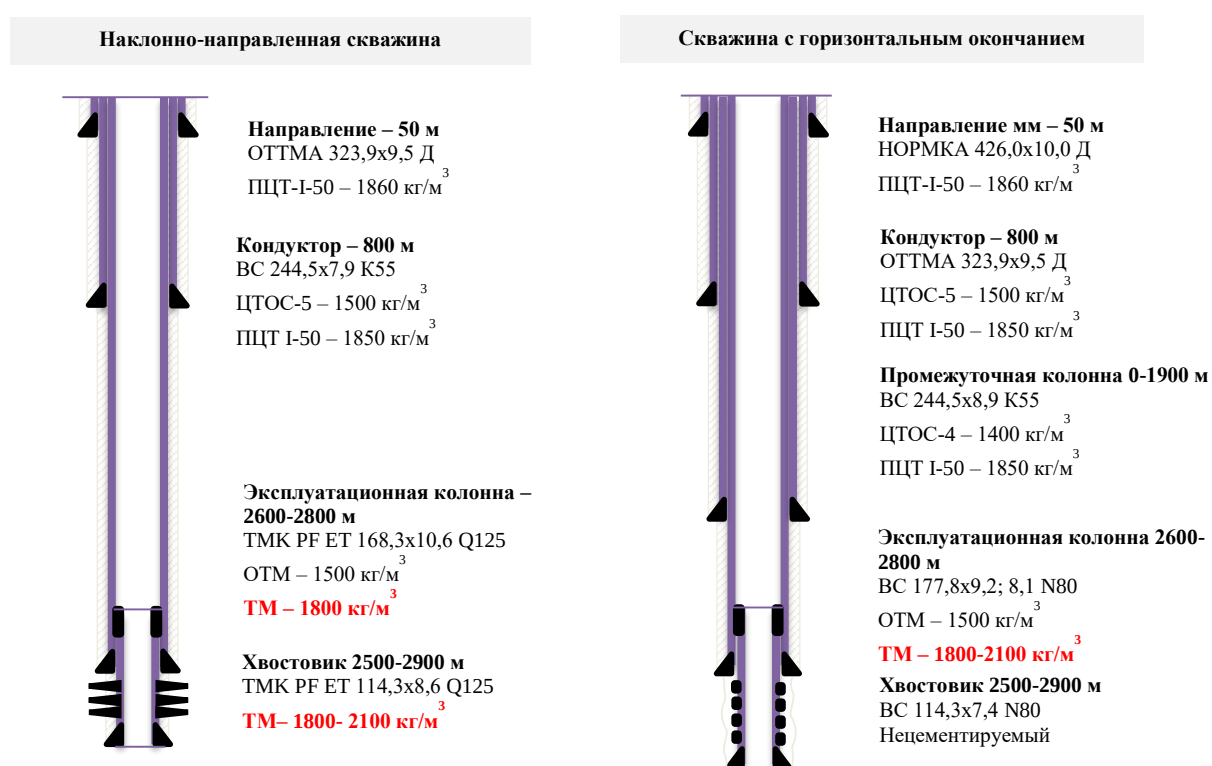
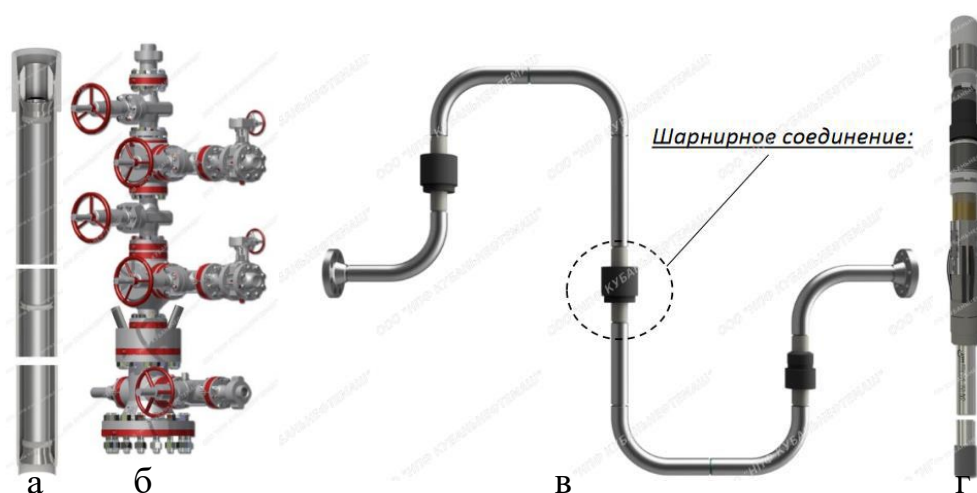


Рисунок 7 – Схема типовой конструкции скважин

В типовую схему конструкции разведочных скважин при недостаточной изученности разреза или наличия несовместимых по условиям бурения интервалов геологического разреза пласта допускается включение промежуточной (резервной) обсадной колонны. Типовая технологическая оснастка включает: скребки, турбулизаторы, обратный клапан, башмак и центраторы. Для реализации тепловых методов используют специальное термостойкое оборудование, устойчивое

к высоким температурам при методах увеличения нефтеотдачи и минимизирующее тепловое воздействие на вышележащие пласты (Рисунок 8).



а- Труба теплоизолированная внутрискважинная ТК 114-73-350-В

б- Арматура термостойкая паровая АТПКв 65-17-350

в- обвязка арматуры термостойкой АТПК 65-16-350 (трехшарнирное соединение)

г- пакер термостойкий ПТК 2-140-350

Рисунок 8 – Устьевое и внутрискважинное оборудование, применяемое при тепловых методах увеличения нефтеотдачи

Для получения качественного ствола скважины, повышения его герметичности и прочности предусматривается комплекс мероприятий направленных на предупреждение поглощений промывочной жидкости в процессе бурения (Таблица 4).

Таблица 4 – Комплекс мероприятий по предупреждению поглощений промывочной жидкости в процессе бурения скважин в Когалымском регионе

Интенсивность поглощения, м ³ /ч	Способ предупреждения поглощения	Мероприятия по реализации способа	Технологические и технические средства предупреждения поглощений
1	2	3	4
Менее 5	Регулирование фильтрационных характеристик поглощающих пород	Кольматация и закупорка проницаемых пород	Гидромониторная обработка интервала проницаемых пород

Продолжение Таблицы 4

1	2	3	4
Менее 5	Регулирование гидравлического взаимодействия системы «скважина-пласт»	Снижение репрессии на кровлю проницаемых пород	Оптимизация и регламентирование подачи буровых насосов, скорости спуска инструмента, плотности промывочной жидкости. Ввод различных наполнителей в раствор. Очистка раствора
5-15	Регулирование гидравлического взаимодействия системы «скважина-пласт»	Снижение репрессии на кровлю проницаемых пород	Оптимизация и регламентирование подачи буровых насосов, скорости спуска инструмента, плотности промывочной жидкости. Ввод различных наполнителей в раствор. Очистка раствора

В неосложненных случаях подготовка ствола к спуску эксплуатационной колонны осуществляется в следующем порядке. После проведения заключительных геофизических исследований (ГИС) осуществляется шаблонировка с использованием компоновки инструмента последнего долбления на глубину спуска колонны. Промывка ствола скважины производится в течение не менее двух циклов после шаблонировки перед спуском эксплуатационной колонны.

При осуществлении подготовки ствола к процессу крепления:

- выполняют проработку и калибровку ствола скважины на режимах, исключающих самопроизвольное забуривание нового ствола, гидроразрыва пород, для ликвидации сужений;
- осуществляют промывку скважины с одновременным расхаживанием бурильной колонны и разжижением бурового раствора;
- при наличии признаков осложнений производят кратковременные опрессовки ствола при повышенном давлении. При необходимости проводят работы по укреплению стенок ствола скважины.

Рецептуры тампонажных растворов подбираются с учетом ожидаемых термобарических условий в цементируемом интервале скважины. Для

регулирования свойств тампонажных растворов применяются различные реагенты, направленные на улучшение тампонажно-технических свойств раствора/камня.

Анализ качества крепления скважин и разобщения пластов, построенных для реализации технологии ТГВ на Средне-Назымском месторождении, выявил проблему отсутствия контакта между ограничивающимися поверхностями породы-цемент и цемент-металл обсадной трубы (Рисунок 9) из-за низкой седиментационной устойчивости растворов и ухудшения качества крепи во времени вследствие термической деструкции.

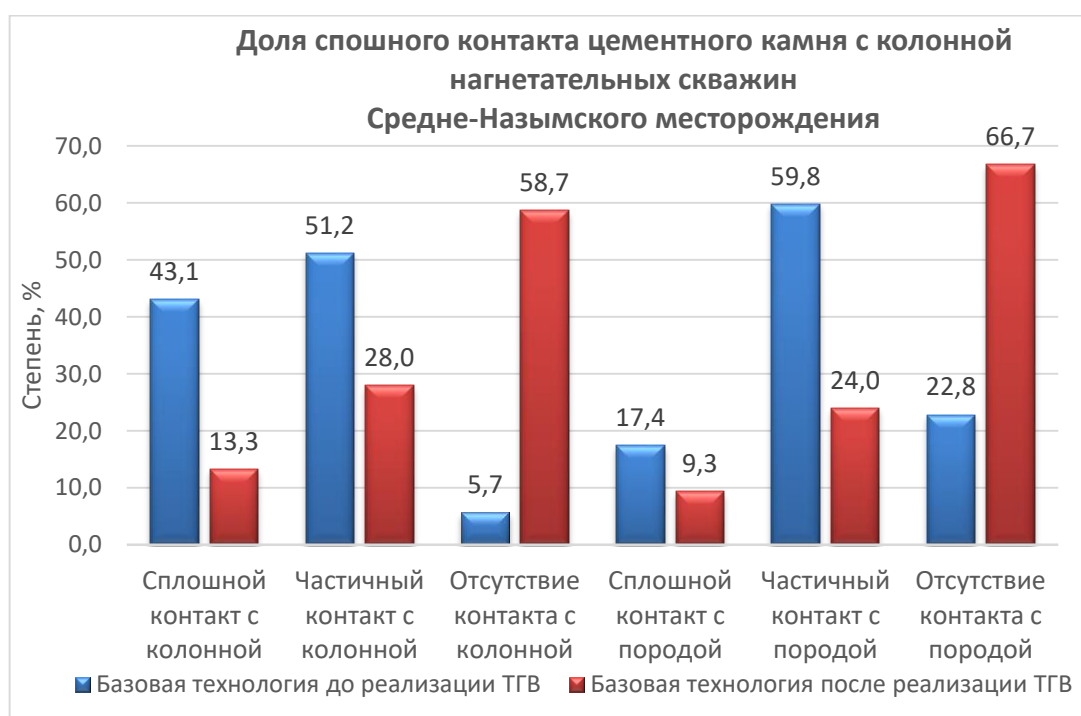


Рисунок 9 – Сведения о качестве крепления скважин с реализацией технологии ТГВ

Проведенные геофизические исследования по оценке качества цементирования и техническому состоянию обсадной колонны, проведенные с применением акустического скважинного телевизора на преломленных волнах (АСТП) на ряде скважин до и после ввода в пароциклическую обработку (ПЦО) показали резкое снижение контакта цементного камня с обсадной колонной, вследствие термической коррозии [26]. Это обуславливает необходимость

разработки и внедрения в производство специальных термостойких цементов для изоляции затрубного пространства при термических методах добычи углеводородов (Рисунок 10) [27].

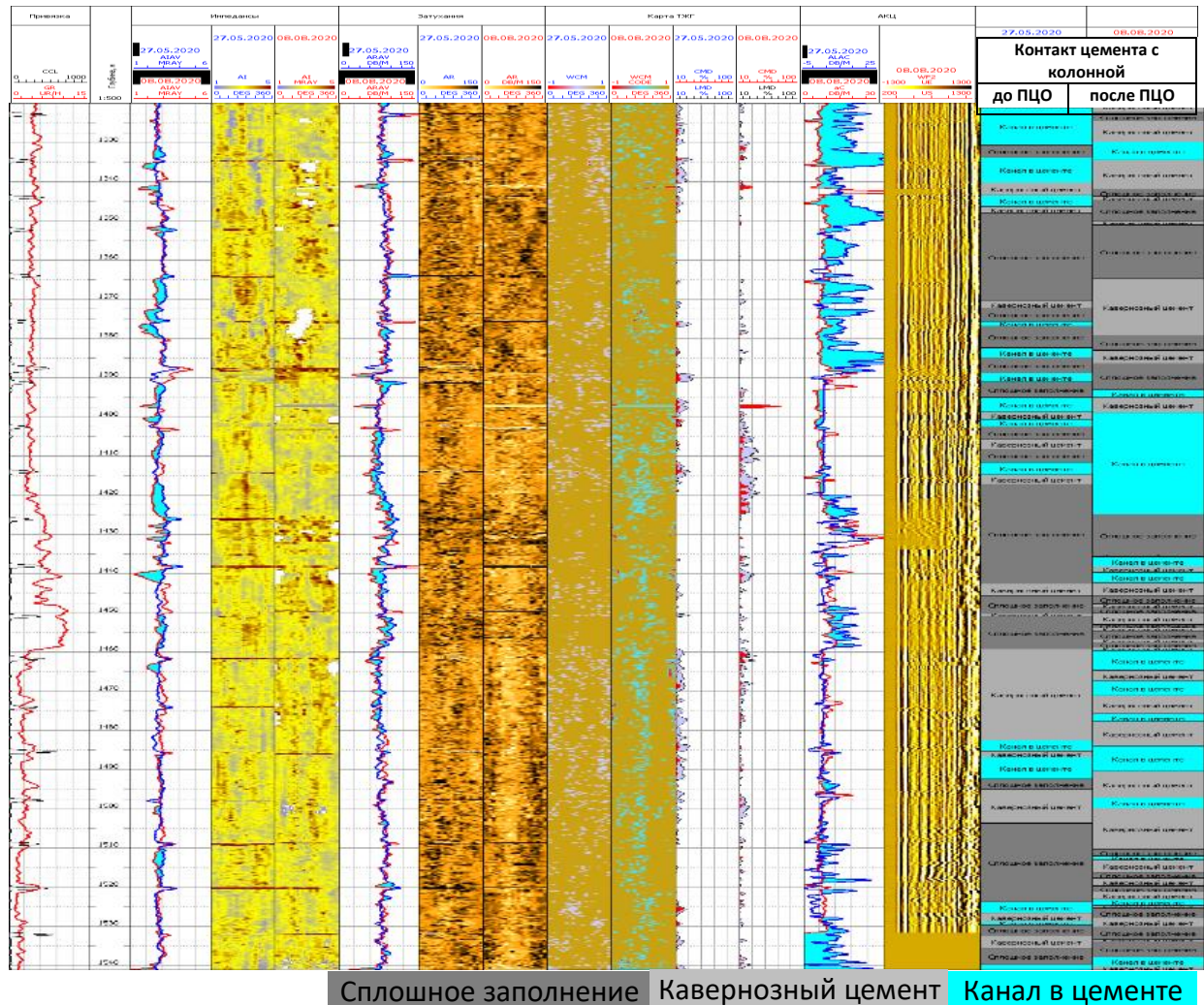


Рисунок 10 – Данные ГИС по оценке качества цементирования и техническому состоянию обсадной колонны до и после ввода в пароциклическую обработку (прибор АСТП-108/172)

Применимо к Средне-Назымскому месторождению для реализации технологии термогазового воздействия на пласт необходимо использование специальных термостойких тампонажных цементов.

1.4 Технологические особенности термогазового воздействия на залежи баженовской свиты

Метод термогазового воздействия основан на закачивании воздуха и воды с химическими добавками в пласт и их преобразование в эффективные вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных процессов.

Данное технологическое решение впервые в нашей стране было предложено в 1971 году [28, 29, 30].

Особенность термогазового способа заключается в том, что для начала самопроизвольных процессов окисления пластовых углеводородов используется внутрипластовая энергия (температура 60–65 °С и давление 30–40 МПа) [31, 32].

Одновременное закачивание горячего воздуха и воды позволяет реализовать эффект гидродинамического, термического и газового воздействий [28, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41], при этом:

- активные окислительные процессы внутри пласта нефтекерогеносодержащих пород происходят под действием кислорода воздуха в самом керогене, а не в остаточной части нефти, сам воздух преобразуется в вытесняющий агент;

- смесь воздуха и воды создает тепловую оторочку в дренируемой зоне и передает совместно с гидровоздействием значительную часть тепловой энергии не дренируемым зонам, что оказывает положительное влияние на прогрев больших участков пласта и приводит к образованию трещиноватости и разложению керогена в легкую, более подвижную нефть с сопутствующими газами (Рисунок 11).

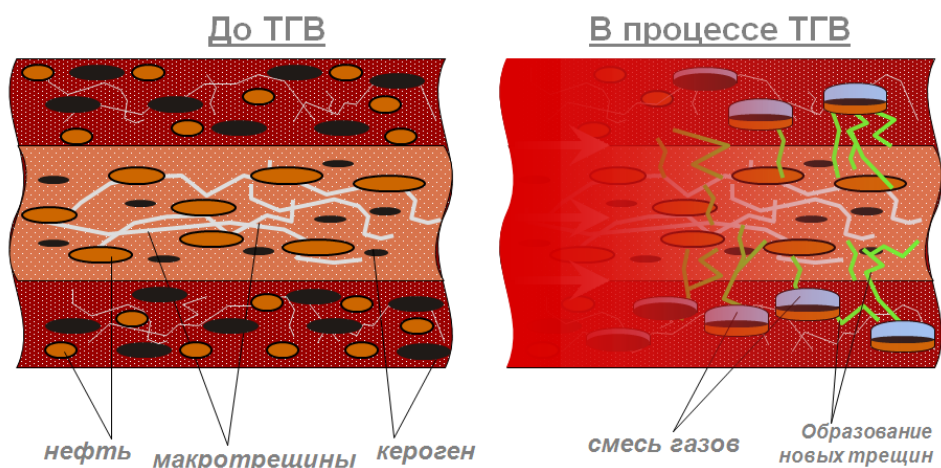


Рисунок 11 – Схема образования углеводородов при ТГВ

Таким образом, данные технологические процессы в значительной степени отличают применение метода ТГВ в баженовской свите от обычных коллекторов и сопровождаются более разнообразными внутрипластовыми процессами.

Так как в качестве топлива при внутрипластовых процессах используется кероген, который присутствует в значительно больших количествах, чем легкая нефть, и при этом обладает значительно более низкой подвижностью, то все эти процессы в основной массе протекают только в прогретых зонах.

На Рисунке 12 изображена принципиальная схема протекания процесса ТГВ внутри баженовской свиты с образованием температурных зон, возникающих при закачивании активных агентов. [39].

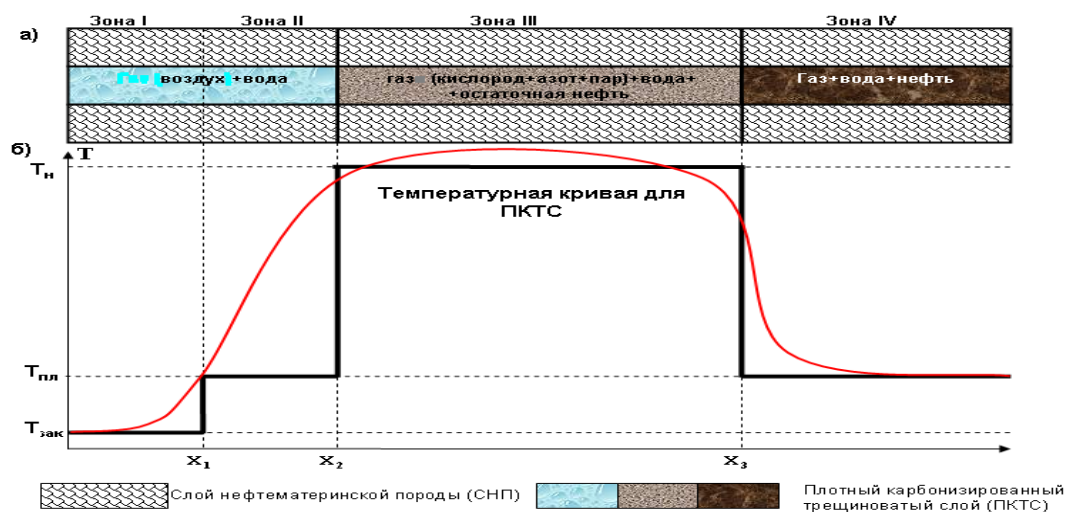


Рисунок 12 – Принципиальная схема строения баженовской свиты и температурного процесса при ТГВ [39]

В зоне I происходит движение закачиваемой в пласт водовоздушной смеси при поверхностной температуре $T_{ак}$ равной 20 °С, которая является значительно ниже внутрипластовой температуры баженовской свиты.

- В зоне II происходит движение водовоздушной смеси за счет тепломассопереноса и теплообмена с прогреванием смеси до пластовой температуры.

- В зоне III происходит основное генерирование тепла и прогрев зоны III за счет процессов окисления нефти кислородом воздуха. При этом зона III является наиболее горячей зоной окислительных процессов и считается, что в ней происходит полное потребление кислорода.

- В зоне IV происходит совместное движение и вытеснение образуемой нефти газом и водой. По температурным параметрам зона IV сопоставима с зоной II.

С точки зрения технологических процессов наибольший интерес представляет зона III, так как в этой зоне происходят процессы генерации тепла и прогрева пород, как плотного карбонизированного трещиноватого слоя, так и нефтематеринских пород баженовской свиты. Размеры зоны III, а также динамика движения и изменения ее температуры имеют решающее значение для полноты и оценки технологических параметров ТГВ, от которых, в конечном итоге, зависит количество извлекаемой нефти.

Более детальные исследования окислительных внутрипластовых процессов при ТГВ представлены в работах [42, 43, 44, 45, 46, 47]. Данные исследования показали, что процесс пиролиза условно подразделяется на несколько ключевых стадий термодеструкции керогена. В Таблице 5 приведены стадии термодеструкции при окислительных преобразованиях, температурные и энергетические характеристики протекающих процессов.

Таблица 5 – Сведения о стадиях и кинетических параметрах пиролиза керогеносодержащих пород по данным разных источников

Происходящие процессы (преобладающие)	ΔH , кал/г	Температура, °C	$E_{\text{акт}}$, ккал/моль	Источник
Выделение воды и неуглеводородных газов	5,7–18,4	< 180	10–27,0	[42]
	28,3	< 125	16,0	[43]
	7,5–58,9	< 180	9–16,8	[44]
Образование термобитума Начало интенсивного газообразования (H_2 , CH_4)	6,9–37,5	180–320	21–50,6	[42]
	60,6	125–325	21,0	[45]
	6,0–77,0	180–320	18,6–30,0	[42]
Разложение термобитума до смолы. Пик выделения H_2 . Нарастание – CH_4 , C_2 – C_4	20,1	325–400	26,0	[45]
	-	320–440	32,0	[45]
Разложение смолы на газ и жидкие УВ (нефть). Начало образования кокса	65–125,7	> 400	45,7–111,0	[42]
	38,2	400–500	42,0	[46]
	22–136,3	> 400	28–77,0	[42]
	-	440–520	42,6	[46]
Коксообразование и разложение минералов	32,0	> 500	55,0	[47]
	-	520–840	45,8	[45]

Как видно из Таблицы, энергия активации и теплота реакции деструкции нефтематеринских пород на каждой стадии значительно различаются. Необходимо также отметить, что из-за существенных различий в строении и особенностях макромолекул керогена, а также сложной природе их взаимодействия с минеральной составляющей пород, требующих различных затрат на осуществление разных стадий процесса термодеструкции образуется целый ряд газообразных, жидких и твердых продуктов реакций.

В работе [48] авторами представлены результаты оценки параметров процессов низкотемпературного окисления и горения углеводородов баженовской свиты (Таблица 6).

Таблица 6 – Сведения о параметрах процессов внутрипластового горения применительно к условиям баженовской свиты

Параметр	Величина	Единица измерения
1. Расход воздуха на выжигание 1 м ³ породы:	1250	кг/м ³
2. Максимальное содержание CO ₂ в газах горения	около 17	%
3. Отношение CO/CO ₂ в газах горения при температурах 200–400 °С	около 0	-
4. Температура воспламенения	135–145	°С
5. Время адиабатического воспламенения	0,2	сут
6. Порядок реакции окисления: по кислороду; по углеводородам	0,5	-
	1,0	-

В работе автора [49] отмечается, что для достижения максимального выхода жидких продуктов при деструкции органического вещества оптимальный температурный уровень находится в диапазоне 340–420 °С. При меньших температурах (300–320 °С) уровень конверсии керогена незначителен (от 1,3 % до 2,6 %). При температурах 420 °С и выше выход газообразных продуктов значительно превышает выход жидких продуктов.

Таким образом, для выхода жидких углеводородов из керогена необходимо ограничить температуру термического разложения и воздействия ТГВ до 350–450 °С, однако данные температуры необходимо рассчитывать в зависимости от конкретных геолого-технических условий.

Применительно к Средне-Назымскому месторождению процесс закачивания активных агентов для поддержания внутрипластовых окислительных процессов осуществляется в четыре этапа. Технологические параметры закачивания активных агентов представлены в Таблице 7.

Таблица 7 – Этапы закачивания активных агентов в течении 1-го цикла ТГВ для скв. 219 бис Средне-Назымского месторождения

№ этапа	Продолжительность закачки, час		Давление на входе, МПа	Температура на входе, °С	Удельный массовый расход, кг/м ² с
1	Воздух	постоянно	35	90	113
	Вода	нет	-	-	-
2	Воздух	20	35	90	113
	Вода	4		20	552
3	Воздух	114	35	90	113
	Вода	24		20	552
4	Воздух	600	35	90	113
	Вода	120		20	552

Реализация термических методов добычи углеводородов сопровождается повышением внутрипластовой температуры путем либо самостоятельной выработки тепловой энергии за счет окислительных процессов, либо сообщения дополнительной энергии извне. При реализации технологии ТГВ максимальное воздействие теплофизической нагрузки приходится на обсадную колонну и крепь нагнетательной скважины, особенно в зоне перфорации хвостовика. Нагрев элементов конструкции колонны сопровождается их температурными деформациями (расширением), что в свою очередь, при наличии сопутствующих механических ограничений, приводит к формированию дополнительных термомеханических напряжений. Кроме того, с ростом температуры происходят изменения в прочностных характеристиках металла.

При первом инициировании бесконтрольного внутрипластового горения произошло разрушение тела ствола скважины №219. В процессе ликвидации аварии, а также выяснении состояния обсадной колонны был осуществлен отрыв НКТ. В результате исследования части НКТ методами рентгеноструктурного анализа было установлено, что потенциальной причиной отрыва НКТ послужили деформации, связанные с нагревом до 600–650 °С, что подтверждается ростом перлитовой фазы в металле при указанных температурах [50].

Для расчёта контроля процесса проведения ТГВ, а также рассмотрения и определения максимальных нагрузок, возникающих в процессе проведения ТГВ при технологических операциях закачивания активных агентов на Средне-Назымском месторождении авторами работы [51] в программном комплексе SIMULIA Abaqus была построена математическая модель типовой нагнетательной скважины. В данной работе были предварительно проведены расчеты и проведена симуляция всего цикла закачивания активных агентов, рассмотрены процессы сообщения тепла и механических нагрузок на обсадные колонны и крепь скважины во время инициализации окислительных процессов и их поддержания.

Данными расчетами было установлено и подтверждено, что наибольшие тепломеханические нагрузки приходятся на хвостовик и цементный камень в непосредственной зоне окислительных процессов, при этом сам фронт окисления с максимальными температурами сдвигается от тела обсадной колонны за счет постоянного притока активных агентов (Рисунки 13-18).

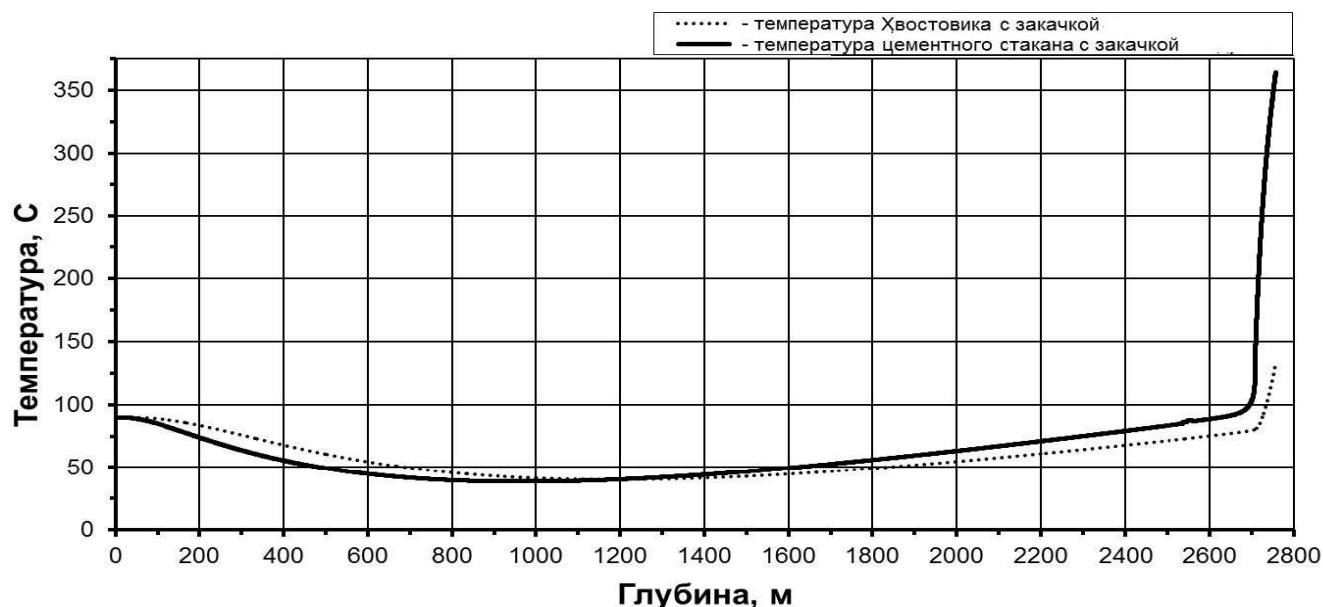


Рисунок 13 – График изменения температуры в зоне цементного камня и хвостовика

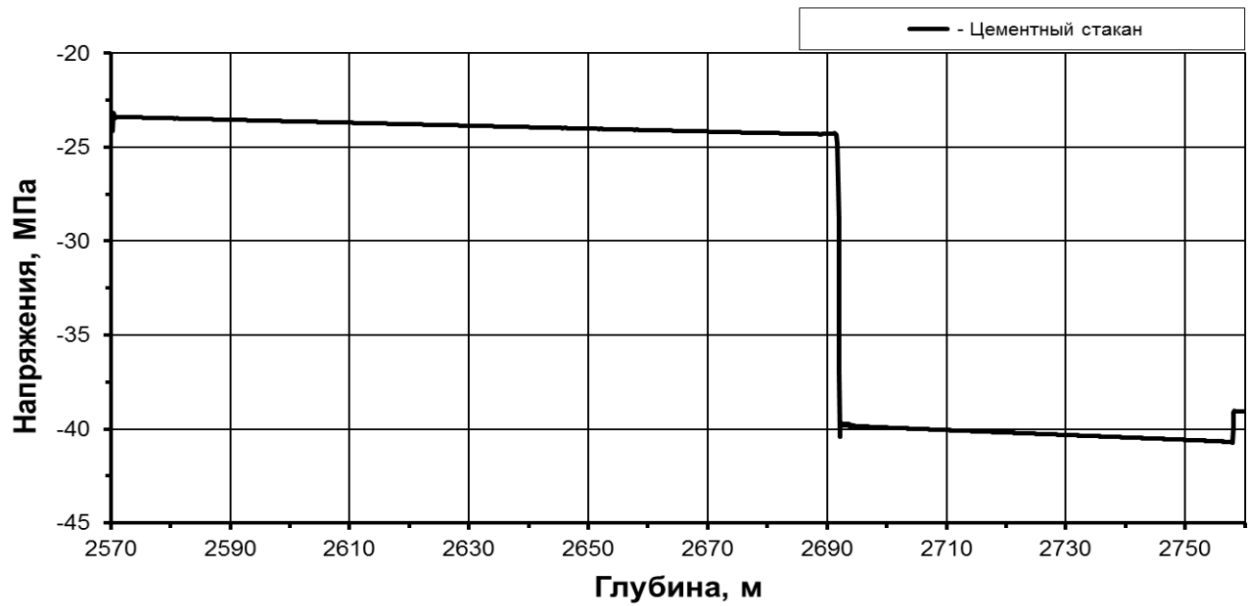


Рисунок 14 – Распределение главных напряжений в цементном кольце в массиве неповрежденного грунта на Средне-Назымском месторождении

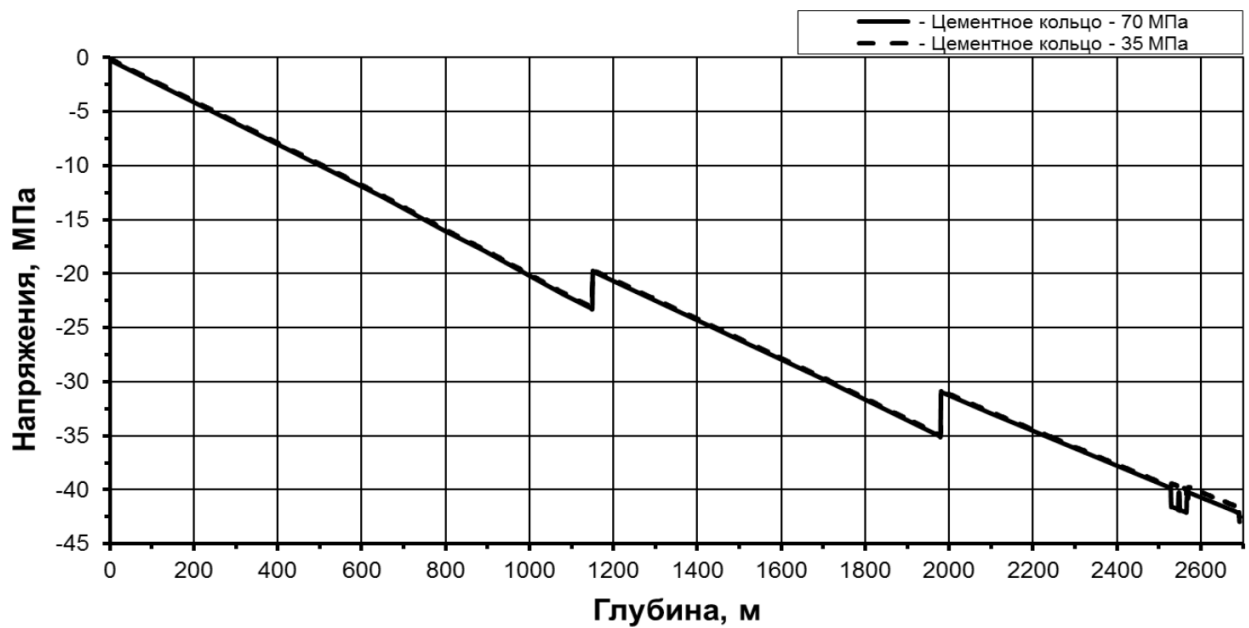


Рисунок 15 – Главные напряжения в цементном кольце ($h = 0..2692\text{м}$) при внутреннем давлении 35 и 70 МПа

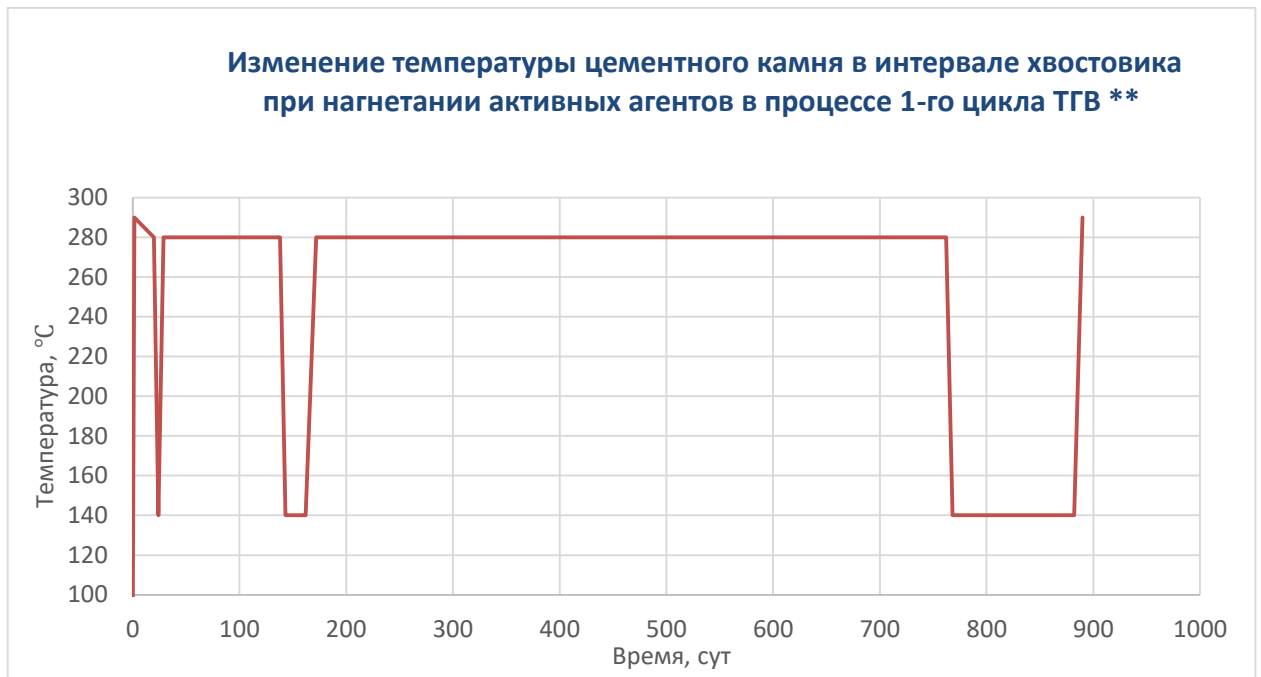


Рисунок 16 – Изменение температуры цементного камня в интервале хвостовика при закачивании активных агентов на Средне-Назымском месторождении

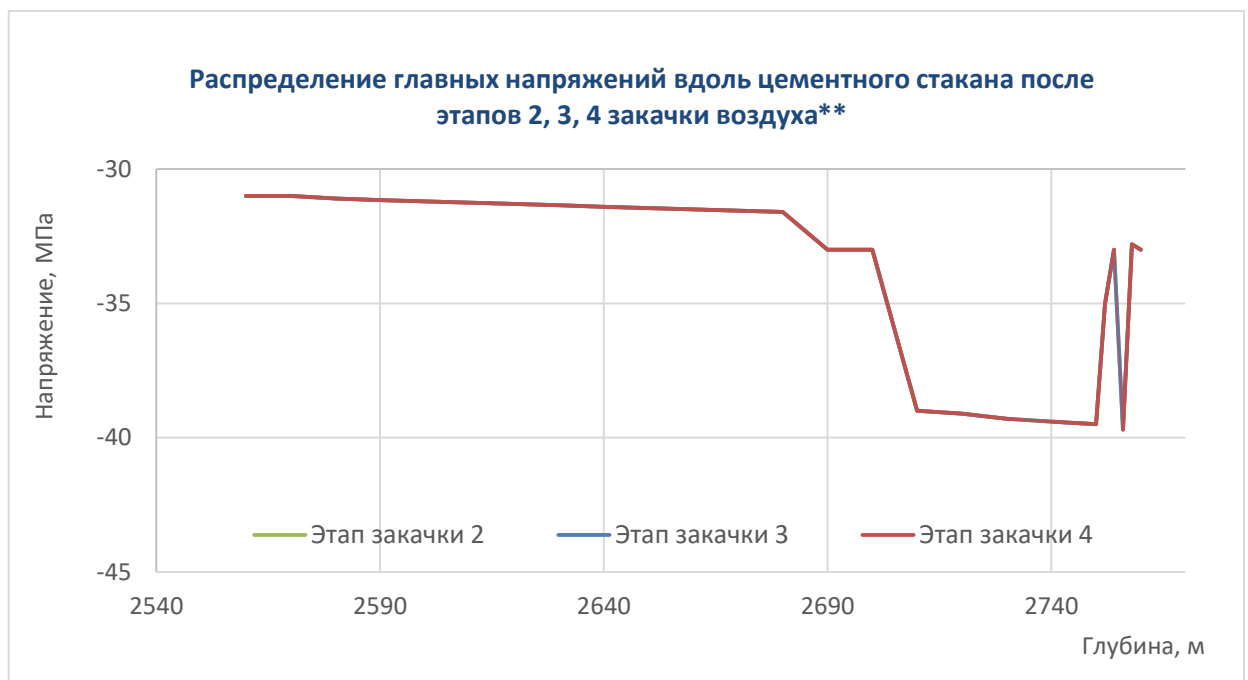


Рисунок 17 – Распределение главных напряжений вдоль цементного камня после этапов 2, 3, 4 закачивания воздуха

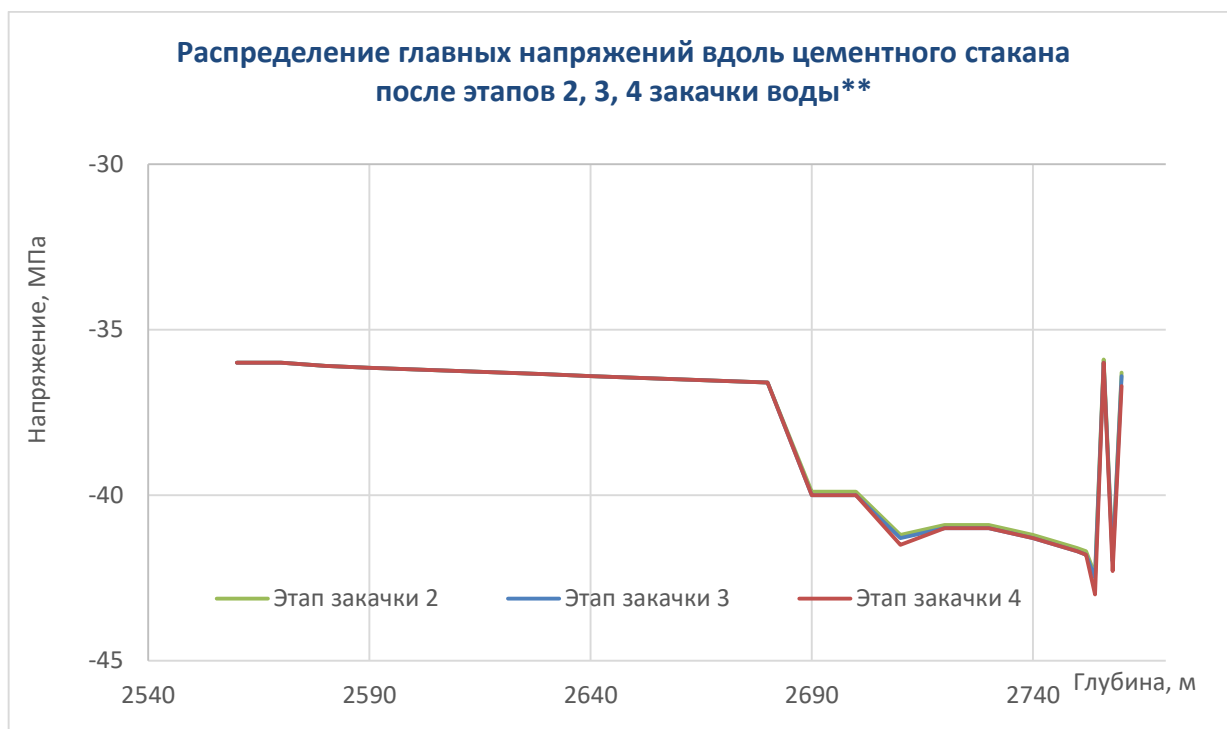


Рисунок 18 – Распределение главных напряжений вдоль цементного камня
после этапов 2, 3, 4 закачивания воды

Максимальные теплофизические нагрузки возникают только в начале окислительного процесса, далее после нескольких минут закачивания водовоздушной смеси температура в зоне цементного стакана хвостовика не превышает 300 °С.

Исследование напряженно – деформированного состояния модели скважины показали, что на первом этапе закачивания максимальные сжимающие напряжения на цементный камень достигают – 41 МПа. По мере закачивания активных агентов напряжения в тампонажном камне эквивалентны пределу прочности на сжатие 43,5 МПа.

По своим теплофизическим нагрузкам на крепь скважины процесс ТГВ сопоставим с пароциклической обработкой пласта (ПЦО), применяемой для добычи высоковязкой нефти. Сопоставление процессов и нагрузок от ПЦО и ТГВ представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Результаты сравнения операций на стадиях проведения ПЦО и ТГВ

Стадии процесса ПЦО*	Стадии процесса ТГВ**
✓ Нагнетание пара в призабойную зону - плавный подъем температуры 30 °С/час до 250–300 °С - плавный рост давления до 16 МПа - продолжительность процесса до 10 часов ✓ Пропитка пласта паром после окончания нагнетания - Постепенное снижение температуры и давления до пластовых условий - Продолжительность процесса от 7 до 10 дней ✓ Перевод скважины в добычу при пластовых условиях - продолжительность процесса до снижения эффекта ✓ количество ПЦО в цикле жизни скважины: 3–5 циклов	✓ Нагнетание воздуха при температуре 90 °С - Инициация внутрискважинного окисления с резким ростом температуры до 300 °С в зоне хвостовика скважины - рост давления до 40–45 МПа ✓ Контроль окислительных процессов внутри пласта - закачка воды в пласт в течение 4–120 часов - быстрое снижение температуры до 140 °С и давления до 35–40 МПа в зоне хвостовика скважины - нагнетание воздуха при температуре 90 °С в течение 120–600 часов - быстрый рост температуры до 300 °С и давления до 40–45 МПа в зоне хвостовика скважины ✓ Продолжительность циклической закачки в течение всего периода добычи
*На примере проведения ПЦО в скважинах Усинского месторождения **на примере проведения ТГВ в скважинах Средне-Назымского месторождения	

Проведенные расчеты показали, что для обеспечения надлежащей изоляции затрубного пространства и противостоянию термомеханическим нагрузкам при реализации ТГВ на Средне-Назымском месторождении цементный камень в зоне хвостовика должен обладать низкой теплопроводностью, а также:

- термостойкостью в нижней части нагнетательных скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны и весь интервал хвостовика скважины) до 300 °С при нагрузке до 45,0 МПа;
- термостойкостью в нижней части добывающих скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны) до 200 °С;
- термостойкостью в верхней части добывающих скважин до 160 °С.

Кроме того, на цементный раствор накладывают свои ограничения геолого-технические характеристики залегания пласта баженовской свиты (Таблица 9) и продолжительность процессов крепления обсадных колонн.

Таблица 9 – Проектные данные продуктивного интервала

Индекс пласта	Кровля по вертикали, м	Подошва по вертикали, м	Общая толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Текущее пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /т
ЮК ₀₋₁	2716,7	2760,8	44,1	13,2	33,1	88,0	120,0

Таким образом, на основании анализа геолого-технических условий месторождения, технического задания на разработку тампонажных цементов (приложение А), а также проведенных расчетов моделирования процессов ТГВ были сформированы требования, предъявляемые к тампонажным растворам/камню для крепления обсадных колонн скважин в условиях ТГВ (Таблица 10).

Таблица 10 – Требования к свойствам (раствора/камня) тампонажных цемента, предъявляемые согласно геолого-техническим условиям Средне-Назымского месторождения и условиям проведения ТГВ

Наименование показателя	Верхняя часть эксплуатационной колонны добывающих скважин	Хвостовик нагнетательной скважины	Нижняя часть эксплуатационной колонны добывающих скважин	Нижняя часть эксплуатационной колонны нагнетательных скважин
Плотность раствора не более, кг/м ³	1440	2000	2000	2000
Прочность цементного камня, не менее	через 24 часа, МПа, при 40 °С	через 48 часов, МПа, при 90 °С	через 48 часов, МПа, при 90 °С	через 48 часов, МПа, при 90 °С
- на изгиб	0,7	3,5	3,5	3,5
- на сжатие	1,9	12,0	12,0	12,0
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости, не менее, МПа	при 160 °С	при 300 °С	при 200 °С	при 300 °С
- на изгиб	0,7	3,5	3,5	3,5
- на сжатие	1,9	12,0	12,0	12,0
Прочность цементного камня на сжатие через 30 сут. при 90 °С, не менее, МПа,	-	45,0	-	-
Растекаемость цементного теста, не менее, мм	180	200	180	180
Время загустевания раствора до консистенции 30 Вс, при t _{дин} = 75 °С, Р = 45,0 МПа, не менее, мин	200	240	90	-
Водоотдача за 30 мин, не более см ³	-	100	100	150
Водоотделение, не более, %	-	0,5	0,5	1,7

Выводы по главе 1

1. Показано, что в условиях Средне-Назымского месторождения залежи баженовской свиты имеют сложное литологическое строение, в основном представлены керогеносодержащими породами с вкраплениями малоподвижной нефти. Наиболее перспективными способами извлечения нефтепродуктов являются тепловые методы добычи, в частности термогазовое воздействие на пласт.

2. Рекомендовано для достижения максимального дебита углеводородов из керогена с помощью ТГВ в условиях Среднего Назыма необходимо ограничивать интенсивность и температуру окислительных процессов в диапазоне 350–450 °С.

3. Установлено, что температура зоны прогрева при окислении керогена неоднородна и снижается по мере удаления от центральной части реакции за счет проведения технологических операций по закачиванию активных агентов.

4. Показано существенное снижение изоляционных свойств тампонажных материалов при использовании тепловых методов добычи и воздействии высоких температур.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ТАМПОНАЖНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ И ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

2.1 Тампонажные материалы для цементирования скважин в условиях высоких температур

При строительстве различных сооружений зачастую возникают пустоты, которые невозможно заполнить посредством заделки, закладки твердым материалом. Если в такие пустоты можно закачать жидкость, то их можно заполнить затвердевающими жидкостями с помощью особого технологического процесса — тампонирувания. По мере специализации строительных работ в различных отраслях этот процесс получил различные названия, например в строительстве скважин — цементирование, однако термин «тампонажные материалы» сохранился для обозначения как самих затвердевающих жидкостей — тампонажных растворов, так и для материалов, входящих в их состав, а в некоторых случаях также для обозначения затвердевшего материала [52].

По характеру применения тампонажные материалы можно разделить на три группы:

базовые тампонажные цементы, пригодные как для непосредственного применения, так и в качестве основы для получения специальных (модифицированных) тампонажных цементов;

модифицированные тампонажные цементы, называемые также тампонажными смесями;

специальные добавки к тампонажным материалам для их модифицирования, некоторые из них могут отдельно применяться в качестве тампонажных материалов.

Обоснование выбора и применения тампонажных материалов в основном обуславливается геологическими условиями и температурами их применения, вне зависимости от способа цементирования. Это требование может быть выполнено за счет использования двух или более типов цемента, на протяжении всего интервала цементирования.

Тампонажным цементом, называется продукт, состоящий из одного или нескольких вяжущих (портландцемента, шлака, извести, органических материалов и т. д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины, шлака или др.) или органических (хлопковых очесов, отходов целлюлозного производства и пр.) добавок, позволяющих после затворения водой или иной жидкостью получить раствор, а затем камень обусловленного качества [53], либо смесь порошкообразных твердых материалов, составляющих твердую фазу тампонажных растворов [54].

Применение традиционных цемента на основе минеральных вяжущих ограничено температурным диапазоном до 100 °С, при более высоких температурах применяются специальные тампонажные цементы, описание которых будет представлено далее.

Авторами работ [55, 56, 57] установлено, что при высоких температурах основной причиной деструктивных преобразований в тампонажном камне являются процессы полиморфных и изоморфных перекристаллизаций высокоосновных продуктов твердения, преимущественно гидросиликатов кальция, в устойчивые более низко основные соединения, что в свою очередь сопровождается изменением плотности и объёма последних.

Для стабилизации процессов перекристаллизации и сокращения основности продуктов твердения цемента необходимо обеспечивать в составе тампонажной цемента соотношение окислов CaO/SiO_2 (C/S) $< 1,2$ [52, 58].

Изложенное явилось предпосылкой для использования следующих материалов, способствующих повышению термостойкости образующегося цементного камня: хроматного шлака [59], фильтроперлита [60],

тонкодисперсного кремнезема [57], перлита [61], молотого кварца [62], доменного шлака [63], гашеной извести [64], микросфер [65], аэросила [66] и других.

В Таблице 11 приводится информация о их физических характеристиках.

Таблица 11 – Плотности некоторых материалов

Материал	Плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, м ² /кг
Цемент ПЦТ-I-G-CC2	3210–3250	280–500
Цемент ПЦТ-I-50	3160–3210	300–500
Цемент ПЦТ-I-100	3180–3210	300–500
Доменный шлак	2700–3200	250–350
Молотый кварц	2550–2650	150–300
Гашеная известь	2210–2250	1000–1500
Кремнезем	2600–2650	300–400
Перлит	2350–2380	300–400
Хроматный шлам	2700–2900	250–350

Одним из первых разработанных и наиболее изученных методов увеличения термостойкости тампонажного камня является добавление в состав портландцемента кварцевого песка. Благодаря своим дисперсным свойствам кварцевый песок прекрасно сочетается с большинством видов цемента и используется в их составе. В сравнении с традиционными типами цементных смесей, применение цемента с добавлением кварцевого песка при более низких температурах обеспечивает замедление процесса схватывания и загустевания тампонажного раствора. Однако, при высоких температурах (ориентировочно до 100 °С), добавление песка может негативно сказаться на свойствах замедлителей для тампонажных смесей, поскольку происходит адсорбция молекул замедлителя на поверхности кварцевых зерен и замедление реакции взаимодействия кварца с цементом. Именно поэтому цементно-песчаные смеси обладают более высокой прочностью и длительными сроками схватывания по сравнению с обычными видами цемента [67].

Еще один широко распространенный метод повышения термостойкости тампонажного камня – это добавление в смесь доменных шлаков с высоким содержанием силикатов и алюминатов кальция. [68]. Из-за низкого содержания оксида кальция свойства шлаковых цементов сильно отличаются от свойств обычного портландцемента. По своей природе минералы шлаков обладают незначительной химической активностью.

Цементные смеси с добавлением шлака не способны активно наращивать прочностные характеристики при температурах ниже 120 °С, однако через 48 часов после затвердевания при более высоких температурах прочность камня на их основе превышает прочность камня из портландцемента. Термостойкость цементного камня с добавкой молотого шлака, как и с облегченным шлако-бентонитовым цементом, ограничена температурным интервалом до 120-160 °С. Исключением является камень из шлако-песчаного цемента, чья термостойкость может достигать до 200 °С. Основным недостатком шлако-песчаного цементного раствора считается его низкая седиментационная устойчивость, даже при высоком уровне измельчения компонентов смеси цемента [63].

Для улучшения пуццолановых свойств тампонажных материалов (то есть способности компонентов соединяться с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в стабильные гидратные состояния) рекомендуется добавление аморфного кремнезема. При взаимодействии кремнезема в аморфной форме с водой и тампонажным раствором в первую очередь осуществляется (преимущественно) малостадийная гидратация клинкерных минералов с образованием низкоосновных гидросиликатов кальция, которые являются основополагающими при формировании прочностных характеристик и термостойкости цементного камня [67]. При добавлении в состав смеси микрокремнезёмов различных модификаций возрастают химическая стойкость цементного камня и его прочность. Микрочастицы кремнезема плотно заполняют пространство между крупными зёрнами цементного клинкера и высвобождают из пустот излишки воды, тем самым уменьшая водопотребность смеси и повышая плотность структуры цементного камня, а следовательно и его

долговечность – стойкость к факторам коррозии, в том числе термической деструкции [69].

Сочетание в различных пропорциях вышеперечисленных добавок является основой получения растворов тампонажных материалов, формирующих традиционные высокотемпературные продукты твердения.

Портландцементно-песчаные тампонажные смеси

Впервые тампонажные цементы, обладающие повышенной стойкостью к термической коррозии, были получены из тампонажного портландцемента и кварцевого песка. Традиционно считается, что оптимальными по термостойким свойствам являются составы с содержанием кварцевого песка с цементом от 1:3 до 1:1. В указанных пропорциях добавка измельченного кварцевого песка является довольно универсальным решением, так как она оказывает слабое влияние на основные физические свойства цементного раствора и сочетается со многими видами портландцементов.

По результатам промышленного внедрения было установлено, что для обеспечения седиментационной стабильности растворов и быстрой гидратации в указанных пропорциях необходимо измельчать кварцевый песок до удельной поверхности более $350 \text{ м}^2/\text{кг}$, а при удельной поверхности менее $350 \text{ м}^2/\text{кг}$ необходимо уменьшать водосмесевое соотношение, что приводит к повышению плотности раствора. Кроме того, при таком помоле для обеспечения полного химического связывания гидроксида кальция двуокисью кремния и завершения процессов гидратации необходимо увеличивать его концентрацию сверх расчетных значений.

На технологические свойства полученной цементно-песчаной смеси и продуктов ее твердения наибольшее влияние оказывают состав песка, его чистота, размер и форма зерен и т. д. При выборе сырья для получения цементно-песчаной смеси следует отдавать предпочтения пескам с повышенным

содержанием кремнезема, меньшим содержанием примеси слюд и других сопутствующих пород. Особое внимание следует уделить гранулометрическому составу песка, без необходимости очень мелкофракционный песок будет способствовать повышенному водопотреблению тампонажной смеси.

Белито-кремнеземистые цементы

Существенно снизить основность продуктов твердения тампонажных растворов, а следовательно, повысить термостойкость материала возможно за счет сокращения концентрации известкового компонента в цементе. Частичная замена «на» или увеличение содержания белитовой минеральной фазы в клинкере или самом цементе уменьшает скорость поступления CaO в раствор и смещает равновесие реакции в сторону образования низкоосновных гидросиликатов кальция. Этот способ реализован в белито-кремнеземистых цементах (БКЦ) [57].

В составе БКЦ входят молотый кварцевый песок и белит. Источником белита в данной смеси являются отходы производств, в том числе нефелиновый шлам. Содержание компонентов, повышающих термостойкость в пересчете на CaO/SiO_2 , колеблется в пределах 0,8-1,0 [70]. Образование низкоосновных гидросиликатов кальция происходит при повышенных значениях C/S , чем в известково-кремнеземистых цементах по причине более медленного растворения белита по сравнению с известью [71].

Процесс связывания белита совместно с кремнеземом схож со связыванием $\text{Ca}(\text{OH})_2$ молекулами SiO_2 в известково-кремнеземистых цементах, что также объясняет медленное схватывание раствора при высоких температурах. Применение БКЦ целесообразно при температурах до 180-200 °C без химических замедлителей [71].

Применение БКЦ в промышленных масштабах затруднено по причине седиментационной неустойчивости их растворов и усадочной деформации

цементного камня, а также ограниченные объемы и непостоянство состава сырьевых ресурсов нефелиновых шламов (отходов производства алюминия).

Известково-кремнеземистые цементы

Известково-кремнеземистые цементы (ИКЦ) получены путем смешения извести (природных соединений гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или CaO) с кремнийсодержащими оксидами (каменноугольной золы, кварца или диатомита). ИКЦ относятся к классу вяжущих гидротермального твердения с реакцией, протекающей в системе $\text{CaO} - \text{SiO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ [72]. Пуццолановая активность такой смеси обусловлена скоростью взаимодействия гидроксида кальция и кремнезема в растворе [73]. Традиционное соотношение CaO/SiO_2 в смеси ИКЦ составляет 0,3–0,8 [64]. Процесс гидратации происходит довольно быстро даже при невысоких температурах, особенно если твердые компоненты смеси находятся в мелкодисперсном состоянии. В крупнодисперсных фракциях при температурах менее 100 °С низкая растворимость кремнезема не позволяет протекать реакциям твердения, при повышении температуры увеличивается растворимость микрокремнеземов, при температурах близких к 150 °С растворимость CaO и SiO_2 сопоставима [72].

Поскольку продукты реакции – гидросиликаты имеют меньшую растворимость, чем исходные продукты, то раствор становится пересыщенным по отношению к конечному продукту. Из пересыщенного раствора (при определенной степени пересыщения) на поверхности твердой фазы и в объеме образуются зародыши новой фазы – кристаллогидраты, накопление и рост которых приводит к образованию скелета камня [57].

На прочностные характеристики вяжущего из ИКЦ оказывает влияние количество гидросиликатных связей и продуктов их твердения. Образование продуктов различной основности определяется как соотношением объемных

концентраций оксидов кальция и кремния, так и скоростью их поступления в раствор [74].

Лимитирующей составляющей процесса гидратации является скорость растворения CaO , она намного выше скорости растворения SiO_2 , даже несмотря на то, что с возрастанием температуры скорость растворения SiO_2 увеличивается [75]. Поэтому, сам процесс гидратации инициируется на поверхности зерен SiO_2 , и значительно ускоряется при использовании мелкодисперсных кремнеземов. Тампонажный камень с применением мелкодисперсных фракций набирает достаточную прочность за 7–12 часов, основными продуктами твердения являются низкоосновные гидросиликаты кальция структуры CSH (β) [76].

Цементы на основе доменных шлаков

В отдельный класс гидравлических вяжущих выделяют вяжущие с добавлением металлургических шлаков или на их основе.

Последние являются отходами производства. Их получают при быстром охлаждении расплавов руд с примесями различных флюсов и золы топлива. Различают шлаки черной и цветной металлургии. К шлакам черной металлургии относят ферросплавные, доменные, сталеплавильные; к шлакам цветной металлургии – медеплавильные, полиметаллические, никелевые. Поскольку шлаки являются отходами производства, то их состав крайне непостоянен. Их основной состав заключается в наборе оксидов MgO , CaO , SiO_2 , Al_2O_3 в различной концентрации.

Наибольший интерес в качестве гидравлического вяжущего имеет доменный шлак, так как он состоит преимущественно из силикатов и алюминатов кальция. На тампонажно-технические свойства вяжущего, полученного из доменных шлаков, оказывает влияние минералогический состав шлака и способ его получения. Наиболее гидравлически активный это доменный шлак, образуемый при мгновенном охлаждении или грануляции водой.

К основным особенностям шлаковых вяжущих относится их низкая гидравлическая активность при температурах ниже 120 °С, что сильно сужает область их применения [63].

Для производства тампонажных материалов в основном применяют гранулированные доменные шлаки с концентрацией от 15 до 70 %: до 15 % – портландцементы, до 60 % – шлакопортландцемент, до 70 % – сульфатно-шлаковые цементы и шлако-песчаные тампонажные цементы или шлакощелочные цементы [77].

По сравнению с портландцементным клинкером содержание СаО в шлаках на 10-20% ниже, а Al_2O_3 и Fe_2O_3 отсутствуют по причине выплавки при металлургической обработке [78], что обуславливает их незначительную химическую активность. При нормальных условиях наибольшую гидравлическую активность шлаков проявляет минерал шлака β -C₂ [78]. Поэтому наиболее активными шлаками, обладающими гидравлической активностью, являются гранулированные шлаки с повышенным содержанием СаО и Al_2O_3 [79].

Процесс кристаллизации шлаков схож с портландцементами, преимущественно идет образование низкоосновных гидросиликатов кальция, гидрата геленита ($2CaO \cdot Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot 2H_2O$) и гидрогранатов [15]. При введении щелочей, щелочных металлов и сульфатов (сульфатная активация с образованием гидросульфоалюминатов кальция) происходит существенное ускорение процессов твердения [80].

Наиболее распространённым способом увеличения гидравлической активности шлаков является добавление портландцемента. Добавление 10 % портландцемента резко сокращает сроки схватывания раствора [81]. В Таблице 12 [81] приведены данные об изменении сроков схватывания шлаковых растворов в зависимости от содержания портландцемента.

Таблица 12 – Сведения о сроках схватывания шлакопортландцемента при температуре 22 °С

Состав раствора, %			Сроки схватывания, мин	
Шлак	Цемент	Вода	начало	конец
1	2	3	4	5
0	100	40	300	395
1	2	3	4	5
10	90	40	300	395
30	70	46	325	410
50	50	30	360	430
70	30	30	400	460
80	20	29	410	460
90	10	29	410	480
100	0	29	3600	3840

На сроки схватывания значительно влияет температура. При температуре 22 °С шлаковые растворы малоактивны, при температурах выше 120 °С, происходит резкая активация гидратации любых шлаков, поэтому основное применение шлаковые цементы получили при креплении высокотемпературных скважин [82]. Ниже представлены сведения о выпускаемых согласно ТУ шлаковых вяжущих.

Шлакопесчаные цементы совместного помола (ТУ 32-00136-751-008-96)

В отечественной промышленности для цементирования высокотемпературных скважин на основе доменных шлаков была разработана серия тампонажных материалов с добавлением молотого кварцевого песка.

В ОАО НПО «Бурение» была разработана серия цементов ШПЦС – шлакопесчаный цемент совместного помола: ШПЦС-200 (тампонажная смесь из молотого гранулированного шлака 60 % и песка 40 % с областью применения 160–240 °С); ШПЦС-120 (цемент ШПЦС-200 с добавкой 10 % портландцемента). Соотношение CaO/SiO_2 в цементах составляет 0,6–0,8 [83].

Разработанные цементы за счет оптимально подобранного фракционного состава стойки к влиянию большинства пластовых флюидов [84].

Для крепления нефтяных и газовых скважин в условиях АВПД разработаны утяжеленные составы УШЦ-120, УШЦ-200 [85].

Основным недостатком шлакосодержащих цементов является их высокая седиментационная неустойчивость и изменения времени загустевания проб тампонажных растворов (от партии к партии), из-за колебаний свойств доменного шлака. Эти факторы накладывают определенные ограничения на их применение.

Тампонажные смеси с добавкой хроматного шлама

Цементно-хроматные тампонажные смеси активно применялись при цементировании скважин глубиной до 4000 м в Западном Казахстане. По данным авторов [59], с применением указанных составов было проведено крепление более 20 скважин. По результатам интерпретации данных ГИС по большинству скважин отмечено высокое качество крепления затрубного пространства.

Основным отличием хроматного шлама от остальных гранулированных шламов является его способность придавать цементному камню эффект расширения. Начало процесса расширения цемента происходит в начале схватывания раствора в период, когда ещё не сформирована прочная структура цементного камня. Концентрация хроматного шлама варьируется в пределах 10–40 % от веса цемента. Расширение цементного камня при 160 °С и 30 МПа составляет 10–25 % [59].

Существенным недостатком цементно-хроматных смесей является повышенная хрупкость и низкая ударостойкость цементного камня, что негативно влияет на его долговечность в пластовых условиях скважины.

Также широкое распространение в России получили серийно выпускаемые термостойкие тампонажные материалы производства ОАО Ильский завод «Утяжелитель» и ОАО НПО «Бурение» (Таблица 13).

Таблица 13 – Сведения о термостойких тампонажных составах используемых в России

№ п/п	Наименование цемента	Обозначение	Стандарт, ТУ	Изготовитель
1	Портландцемент тампонажный песчанистый для температур 20–150 °С	ПЦТ II-150	ТУ 39-00147-001-170-97	ОАО НПО «Бурение», ОАО Ильский завод «Утяжелитель»
2	Цемент тампонажный термостойкий для температур 80–160 °С	ЦТТ-160	ТУ 39-00147-001-170-97	
3	Цемент тампонажный термосолестойкий для температур 160–250 °С	ЦТТ-250	ТУ 39-00147-001-170-97	
4	Цемент тампонажный термосолестойкий утяжеленный для температур 80–160 °С	ЦТТУ-1,2-160	ТУ 39-00147-001-170-97	
5	Цемент тампонажный термосолестойкий утяжеленный для температур 160–250 °С	ЦТТУ-1,2-250	ТУ 39-00147-001-170-97	

Часть серийно выпускаемых термостойких тампонажных составов направлены на решение конкретных задач в области крепления скважин, к примеру изоляции затрубного пространства на скважинах с термическими методами добычи. К свойствам таких составов предъявляются дополнительные требования по термостойкости.

В частности, в Республике Коми при применении целого ряда тампонажных материалов (КАРБОН-БИО ЗА, КАРБОН-БИО АS, КАРБОН-БИО ЗЯР (С), TermoLight-4, состав НПП «Новатор») было осуществлено успешное цементирование скважин с технологией парогравитационного дренирования пласта для добычи высоковязкой нефти (SAGD) на Лыяельской площади Ярегского месторождения, а также сверхвязкой нефти (глубина скважин 200–220 м, температура при эксплуатации 220–240 °С). В работах [86] и [87] отражен положительный опыт крепления паронагнетательных скважин для добычи высоковязких фракций нефти и природных битумов на Ашальчинском месторождении ПАО «Татнефть» составом ЦТ Active 160А, производства ООО «Цементные технологии». Применение подобных составов возможно для крепления неглубоких скважин до 300 м. Доработка составов для цементирования глубоких скважин с длительными процессами цементирования требует их

корректировки и введения замедлителей сроков схватывания, которые приводят к расслоению цементного раствора.

Опыт строительства высокотемпературных скважин за рубежом

В зарубежных странах, таких как США, Япония, Мексика, Новая Зеландия, Италия и др. накоплен обширный опыт строительства высокотемпературных скважин с применением термостойких тампонажных цемента, информация о применении которых представлена с использованием международной классификации API. В данной классификации базовые тампонажные материалы подразделяются на 8 основных классов (Таблица 14) [88].

Таблица 14 – Области применения портландцементов в соответствии с API

№ п/п	Класс API	Условная глубина скважины, м	Диапазон температур, С	Сульфатостойкость	Назначение (область применение)
1	A	0–1830	27–77	O	на объектах, где специальные требования не предъявляются
2	B	0–1830	27–77	MSR и HSR	умеренной или высокой сульфатостойкости
3	C	0–1830	27–77	O, MSR и HSR	высокая прочность на ранних стадиях твердения
4	D	1830–3050	77–143	MSR и HSR	с замедленным схватыванием в условиях высоких температур
5	E	3050–4270	77–143		для условий высоких температур и давлений
6	F	3050–4880	110–160		для условий экстремально высоких температур и давлений
7	G	все глубины (ранее 0–2400)*	не устанавливается (ранее 27–160)*		базовый цемент для цементирования скважин (сроки загустевания и твердения регулируются)
8	H	все глубины (ранее 0–2400)*	не устанавливается (ранее 27–93)*		
9**	J**	все глубины (ранее 3600–4880)**	> 110	HSR	для условий экстремально высоких температур и давлений

Примечания:
 1) Классы по сульфатостойкости O – обычное, MSR – умеренной сульфатостойкости, HSR – повышенной сульфатостойкости;
 2) * В настоящее время условные глубины применения и температурные ограничения для цемента класса G и H не установлены, представлены для сведения ранее действующие требования стандарта;
 3) ** В настоящее время цемент класса J стандартом не предусмотрен, замещен классами G и H, информация в таблице представлена для сведения.

Широкое распространение получили серийно выпускаемые портландцементы типов G и H. Их свойства легко управляемы и могут быть скорректированы с помощью всевозможных добавок и наполнителей. Температурные ограничения на область применения подобных составов стандартом API не устанавливаются [89, 90].

Наиболее часто встречающиеся в иностранной литературе составы тампонажных цемента для крепления высокотемпературных скважин представлены в Таблице 15.

Таблица 15 – Сведения о тампонажных цементах, применяемых для крепления высокотемпературных скважин за рубежом

Источник информации	Номер	Компоненты	Количество в весовых частях
1	2	3	4
Департамент Энергетики США	1	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Лигнин (замедлитель)	100 35 54 1
	2	Цемент класса G (API) Вода Лигнин (замедлитель)	100 44 0,4
	3	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Диатомит Вода Замедлитель	100 35 10 91 1
	4	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Лигнин (замедлитель)	100 35 20 1
	5	Цемент класса A (API) Силикатный порошок Стеклянные микросферы Вода Замедлитель	100 25 40 115 0,6
Бруксельская национальная лаборатория	1	Твердый наполнитель Жидкие органические мономеры	100 22
	2	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Жидкий силоксановый мономер	10 90 50

Продолжение Таблицы 15

1	2	3	4
Колорадская горная школа CSM, США	1	Мод.б элитовый цемент	100
		Перлит	4,5
		Бентонит	1,1
		Вода	85
Итальянское национальное энергетическое агентство	1	Цемент	100
		Кварцевый песок	40
		Вода	45
		Замедлитель	0,7
Бательские лаборатории Колумбии BCL, США	1	Цемент класса I (API)	30
		Пуццоланы	40
		Доменный шлак	30
		Вода	60
		КМЦ	0,5
	2	Цемент класса I (API)	30
Силикатный порошок		40	
Пуццоланы		30	
Вода		60	
КМЦ		0,5	
Бательские лаборатории Колумбии BCL, США	3	Цемент класса I (API)	30
		Силикатный порошок	30
		Доменный шлак	40
		Вода	50
		КМЦ	0,5
	4	Цемент класса I (API)	30
Пуццоланы		40	
Доменный шлак		30	
Вода		60	
КМЦ		0,5	
SWR-1 (Юго-западный иссл. институт), США	1	Гидротермальный цемент	100
		Вода	20,8
RSU (Пенсильванский государственный университет), США	1	Цемент класса I (API)	80
		Прокаленный хризотил	20
		Вода	47,5
		Замедлитель	0,25
	2	Цемент состава CA-CA2	100
		Кварц размерностью 5 мм	100
3	Вода	89,1	
	Замедлитель	0,9	
Halliburton	1	Цемент класса G (API)	60
		Силикатный порошок	40
		Вода	47,5
		Диспергатор	0,75
		Замедлитель	0,4
		Обезвоженная присадка	0,75

Продолжение Таблицы 15

1	2	3	4
Halliburton	2	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Замедлитель	100 100 44 0,3
	3	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Замедлитель	100 100 85,1 0,3
	4	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Замедлитель	100 80 77 0,3
Институт исследований электричества (ИЕ), США	1	Цемент класса G (API) Силикатный порошок Вода Замедлитель	100 40 59,2 1

Стоит отметить, что данные цементы разработаны под конкретные геолого-технические условия, и требуют значительного изменения состава для применения под условия тепловых методов добычи.

2.2 Анализ свойств тампонажных цементов, применяемых при строительстве скважин с аномально высоким пластовым давлением и высокой температурой

Для надежной изоляции затрубного пространства в зонах с АВПД и высокими температурами требуется обеспечивать высокую плотность тампонажного раствора и термостойкость цементного камня. Стоит отметить, что ни один из видов утяжелителей тампонажных растворов не способствует термостойкости тампонажного камня. Поэтому для сочетания требуемых свойств необходимо в состав тампонажной смеси вводить два различных класса наполнителей.

Утяжеляющие добавки для тампонажных растворов

Из общеизвестных наполнителей с абсолютной плотностью выше, чем у цемента, наиболее широкое распространение получили утяжеляющие наполнители тампонажных смесей – гематит, магнетит и барит.

Гематит является минералом железных руд, содержащим более 70 % Fe_2O_3 . Плотность его (без примесей) 5190–5600 кг/м³. Выпускается он в виде порошка плотностью 4150–4200 кг/м³. Отличительной способностью гематита в качестве утяжелителя является его способность образовывать высокопрочные ферритные и алюмоферритные гидрогранаты [58], устойчивые в сульфатных средах [91]. Авторами [92] показано, что при гидратации стекловидной составляющей портландцемента и железисто-глинистого цемента образуются кристаллические фазы со свойствами, промежуточными между свойствами $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ и $3\text{CaO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$. Такими соединениями являются гидрогранаты, получаемые путем изоморфного замещения каждой двух молекул H_2O в $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ на одну молекулу SiO_2 . При частичном замещении Al_2O_3 и H_2O на Fe_2O_3 и SiO_2 образуются гидрогранаты, устойчивые в сульфатных водах. Таким образом, с применением гематита в качестве добавки достигается утяжеление раствора и дополнительно повышается сульфатостойкость цементного камня. При его использовании совместно с портландцементом можно достичь плотности тампонажного раствора до 2300 кг/м³. В Таблице 16 представлены сведения о тампонажно-технических свойствах раствора в зависимости от содержания гематита.

Сроки схватывания растворов из цементно-гематитовой смеси определяются в основном процессом затворения раствора из цементной составляющей и мало изменяются от количества добавки гематита и его удельной поверхности. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов низкая, но возрастает с увеличением удельной поверхности гематита, при этом коэффициент водоотделения превышает 12–14 % [85].

Таблица 16 – Сведения о тампонажно-технических свойствах растворов, полученных из смесей портландцемента и гематита

Удельная поверхность руды, г/см ³	Состав смеси, %		В/С	Растекаемость, мм	Плотность раствора, кг/м ³	Сроки схватывания при 75 °С и атм. давлении, ч-мин		Прочность через 48 ч при 75 °С и атм. давлении, МПа	
	цемент	руда				начало	конец	изгиб	сжатие
-	100	-	0,50	230	1840	2-10	3-10	9,1	19,2
1180	50	50	0,35	200	2150	2-00	2-35	6,5	16,0
1180	40	60	0,33	190	2230	2-35	3-25	6,4	11,0
1750	50	50	0,38	200	2100	2-10	2-55	7,9	14,4
1750	40	60	0,35	190	2180	2-50	3-50	5,9	10,1
2170	50	50	0,36	180	2130	2-05	2-50	5,9	12,0
2170	40	60	0,35	200	2180	2-25	3-15	4,2	7,8
2730	50	50	0,39	200	2080	2-15	3-15	7,0	10,2
2730	40	60	0,36	200	2160	2-35	3-40	5,2	8,8

Использование гематита в качестве утяжелителя цементных растворов значительно снижает механическую прочность цементного камня и увеличивает его проницаемость. При этом утяжеление раствора происходит незначительно, в связи с большой удельной поверхностью гематита, потребляющего увеличенные дозы воды на смачивание зерен.

Магнетит – минерал железных руд, представляет композицию из двух оксидов железа (31 % FeO, 69% Fe₂O₃). Плотность магнетита 4900–5200 кг/м³. Для утяжеления тампонажных растворов применяется магнетитовый песок плотностью 4200-4350 кг/м³. Обеспечивает достижение высокой плотности тампонажного раствора, но седиментационная устойчивость таких растворов низкая и как следствие, технологические свойства камня неудовлетворительны [93]. В Таблице 17 представлены сведения о свойствах тампонажных материалов в зависимости от содержания магнетита.

Таблица 17 – Сведения о тампонажно-технических свойствах раствора/камня из магнетитсодержащих цементов

Состав смеси, %		В/С	Растекаемость, мм	Плотность раствора, кг/м ³	Сроки схватывания при 90 °С и атм. давлении, ч-мин		Прочность через 48 ч при 90 °С и атм. давлении, ч-мин	
цемент	магнетит				начало	конец	изгиб	сжатие
66,6	33,4	0,53	180	2080	1-31	2-13	4,3	7,7
50,0	50,0	0,55	210	2320	1-33	2,29	4,0	7,3
40	60	0,58	210	2480	1-25	2-15	3,9	7,1
33,4	66,6	0,61	215	2600	1-22	2-09	3,5	6,5

Сроки схватывания растворов из цементно-магнетитовой смеси определяются схватыванием раствора на основе цемента и мало изменяются от количества магнетита. При увеличении концентрации магнетита изоляционные свойства тампонажного раствора (камня) снижаются.

Барит представляет собой минерал, содержащий 65,7 % BaO и 34,3 % SO₃, а также ряд примесей (Sr, Ca, Pb, Ra, Fe₂O₃) плотностью 4200-4600 кг/м³. Тампонажные растворы с его использованием имеют высокую седиментационную устойчивость, что обуславливается его большей по сравнению с магнетитовым песком и гематитом дисперсностью [58].

В Таблице 18 представлены сведения о свойствах тампонажных растворов (камня) в зависимости от содержания барита.

Таблица 18 – Сведения о тампонажно-технических свойствах баритосодержащих цементов

Состав смеси, %		В/С	Растекаемость, мм	Плотность раствора, кг/м ³	Сроки схватывания при 75 °С и атм. давлении, ч-мин		Прочность через 48 ч при 75 °С и атм. давлении, ч-мин	
цемент	барит				начало	конец	изгиб	сжатие
66,6	33,4	0,38	180	2070	1-00	2-00	5,1	17,1
50,0	50,0	0,36	180	2150	2-15	4-00	2,3	7,4
40,0	60,0	0,36	190	2180	2-40	4-50	2,1	7,1
33,4	66,6	0,36	190	2200	3-30	5-40	1,8	6,7

По данным Таблиц 16–18 можно сделать вывод, что утяжеляющие компоненты являются инертными по отношению к портландцементом и не участвуют в его гидратации на начальных этапах твердения тампонажных материалов. Увеличение их концентрации приводит к снижению прочностных свойств тампонажного камня.

Из всех перечисленных компонентов, с точки зрения создания структуры цементного камня и увеличения веса тампонажного раствора, наиболее эффективным представляется использование утяжелителей на основе барита. Применение мелкодисперсных баритовых утяжелителей способствует увеличению плотности и сохранению седиментационной устойчивости растворов по сравнению с крупнодисперсными магнетитовыми и гематитовыми утяжелителями.

Для получения барита применяют два основных метода – флотационный и гравитационный. Существенным недостатком флотационного метода получения барита является остаточная влажность материала, которая может достигать 12–14 % [94], а также наличие флотационных агентов на поверхности зерен, вызывающих вспенивание тампонажных растворов.

Гравитационный барит имеет следующие преимущества перед баритом, полученным флотационным методом[95]:

- отсутствие флотореагентов на поверхности утяжелителя;
- постоянный фракционный состав;
- отсутствие большого количества коагулирующих солей.

В Таблице 19 представлены свойства баритовых утяжелителей, применяемых для утяжеления тампонажных растворов.

Таблица 19 – Сведения о физико-химических свойствах баритовых концентратов класса Б, применяемых в нефтегазовой отрасли

Наименование показателя	Норма для марки		
	КБ-3	КБ-5	КБ-6
1. Массовая доля сернокислого бария, %, не менее	90	85	80
2. Массовая доля водорастворимых солей, %, не более	0,35	0,45	0,45
в том числе водорастворимого кальция	0,05	0,05	0,05
3. Массовая доля влаги, %, не более	2	2	2
4. Массовая доля остатка после просева на сетке N 0071K по ГОСТ 6613-86, %, не более	6	6	6
5. Плотность, г/см ³ , не менее	4,2	4,1	4,0
6. Массовая доля фракции 5 мкм, %, не более	10	20	20
7. Массовая доля пирита, %, не более	6	6	6

Опыт цементирования в условиях месторождений России

Условия строительства скважин с высокими значениями забойных температур и пластового давления привели к необходимости создания новых видов тампонажных цементов и в Российской Федерации. Исследования, проведенные во Всероссийском научно-исследовательском и проектном институте по креплению скважин и буровым растворам и Грозненском научно-исследовательском нефтяном институте показали удовлетворительные свойства растворов, утяжеленных магнетитовым песком, что позволило рекомендовать их в 70-е годы для широкого применения [61, 96]. Однако в дальнейшем изучение причин ряда осложнений в процессе цементирования скважин и некачественного разобщения пластов привели к необходимости дополнительных исследований, которые выявили седиментационную неустойчивость данных составов [97]. Впоследствии авторами были дополнительно исследованы седиментационная устойчивость и физико-

механические свойства тампонажных растворов, утяжеленных магнетитовым песком и баритом, проведена их корректировка (Таблица 20).

Таблица 20 – Сведения о седиментационной устойчивости тампонажных растворов, утяжеленных магнетитовым песком и баритом

Состав смеси, г					Замедлитель, %		Растекаемость, мм	Плотность, кг/с³	Условия испытаний		Начало схватывания,	Водоотделение, %
Вязущее	Утяжелитель											
цемент	шлак	барит	магнетит	В/С	ССБ	хромпик			Т, °С	Р, МПа		
57	-	43	-	0,36	0,15	0,15	230	2100	90	300	5-30	5,3
50	-	-	50	0,35	0,25	0,25	230	2100	110	300	5-10	6,6
-	57	43	-	0,33	0,15	0,15	230	2110	135	300	5-05	6,9
-	50	-	50	0,33	0,15	0,15	230	2100	135	300	5-35	9,0

Использование цементно-баритовой смеси осуществлялось на скважине 55 Левкинской площади при цементировании II и III секций 245-мм технической колонны. Секция была спущена на глубину 2694 м, забойная температура составляла 95–100 °С. Для регулирования сроков схватывания утяжеленного раствора на основе цемента – барита состава 1:1 добавляли 0,25 % сульфит-спиртовой барды (ССБ) и 0,3 % хромпика (от массы цемента). Средняя плотность раствора составляла 2090 кг/м³. Планируемая плотность раствора по фактическому расходу смеси цемента, барита и воды составляла 2260 кг/м³, водоцементное отношение – 0,28.

Затворение смеси проходило удовлетворительно. Несмотря на относительно высокое содержание ССБ, отмечалось незначительное вспенивание раствора. Основным недостаток цемент-баритовой смеси – высокое водоотделение.

Опыт крепления скважин на Прибрежной группе месторождений Краснодарского края с наличием зон АВПД и пластовой температуры 120-135 °С [98] отмечает множество случаев негерметичности цементного кольца, наличия межколонных давлений и межпластовых перетоков, связанных с тампонажно-

техническими свойствами раствора (камня). Для цементирования применялись утяжеленные шлако-баритовые растворы (УШЦ-120:барит=1:2, УШЦ-200:барит=1:1). Данные растворы имели низкую седиментационную устойчивость, повышенные сроки начала схватывания (до 8–9 часов), высокую водоотдачу, что в конечном итоге отрицательно сказалось на качестве цементирования скважин.

К числу стандартизованных цемента для крепления скважин с АВПД можно отнести композиционные материалы, разработанные и изготавливаемые ОАО НПО «Бурение» в соответствии с ТУ 39- 00147001-170-97. Эти материалы, в зависимости от условий применения, подразделяются на марки, отличающиеся своими свойствами. Каждая марка имеет от 4 до 6 модификаций, свойства которых достаточно приближены к условиям цементирования отдельных интервалов [99].

Составом ЦТТ-160 (Таблица 13) зацементировано пять скважин на Прибрежной группе месторождений: скважины № 21 – Прибрежная, № 10 – Восточно-Прибрежная, № 2 – Песчаная, № 1 – Жестеровская и № 9 – Песчаная, все указанные скважины были зацементированы без осложнений [100], однако доля сплошного контакта цементного камня с колонной и породой оставалась низкой; впоследствии при эксплуатации были зафиксированы случаи межколонных давлений (МКД).

Применительно к условиям цементирования обсадных колонн в скважинах, пробуренных на ачимовские и юрские отложения, ООО «ТюменьНИИгипрогаз» разработаны специальные составы высокотемпературных цемента типа ЦТТС, которые выпускаются ООО «Спеццементсервис» по ТУ 5734-004-74364232-2005. Данные цементы применяются при креплении обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах на месторождениях севера Тюменской области [99].

Благодаря полидисперсности и более активному взаимодействию компонентов ЦТТП, в отличие от смесей, содержащих только кварцевый песок, данный состав обладает повышенной прочностью при температурах выше 120 °С [99]. При более низкой температуре использование этих цемента не является рациональным из-за их недостаточной прочности.

Сведения о свойствах цементов серии ЦТТС, полученные при испытаниях на соответствие требованиям технических условий отражены в Таблице 21.

Таблица 21 – Сведения о физико-механических показателях растворов/камня цементов ЦТТС-УТ-0 (1, 2, 3)-150 и ПЦТ III-УТ-0 (1, 2, 3) (температура 120 °С, давление 40 МПа)

Наименование показателя	Фактические значения свойств термостойких утяжеленных цементов при повышенных температурах			
	ЦТТС-УТ-1-150	ЦТТС-УТ-3-150	ЦТТС-УТ-2-150	ЦТТС-УТ-0-150
Прочность при изгибе, МПа, не менее (в возрасте 2 сут.)	4,3	4,7	4,1	4,3
Водоотделение. мл, не более	0	1,0	0,5	1,2
Время загустевания до консистенции 30 Вс, мин., не менее	130*	220*	205*	150*
Растекаемость цементного теста, мм, не менее	195*	190*	190*	225*
Примечание. * Растекаемость и время загустевания определялись с добавкой 0,03 % НТФ (к массе ЦТТС) и 0,1 % Натросол EXR-250				

Дополнительно для подтверждения термостойкости камня из данных составов [99] авторы провели исследования их прочностных характеристик неразрушающим методом на ультразвуковом анализаторе 5265 SGSA (Рисунок 19). Экспериментально подтверждено, что применение барита повышает термостойкость камня лишь на начальном этапе, но не обеспечивает устойчивости к термокоррозии при длительном воздействии высоких температур. Для повышения термостойкости рассматриваемой цементной смеси с баритом необходимо увеличение добавок, повышающих термостойкость тампонажного камня.

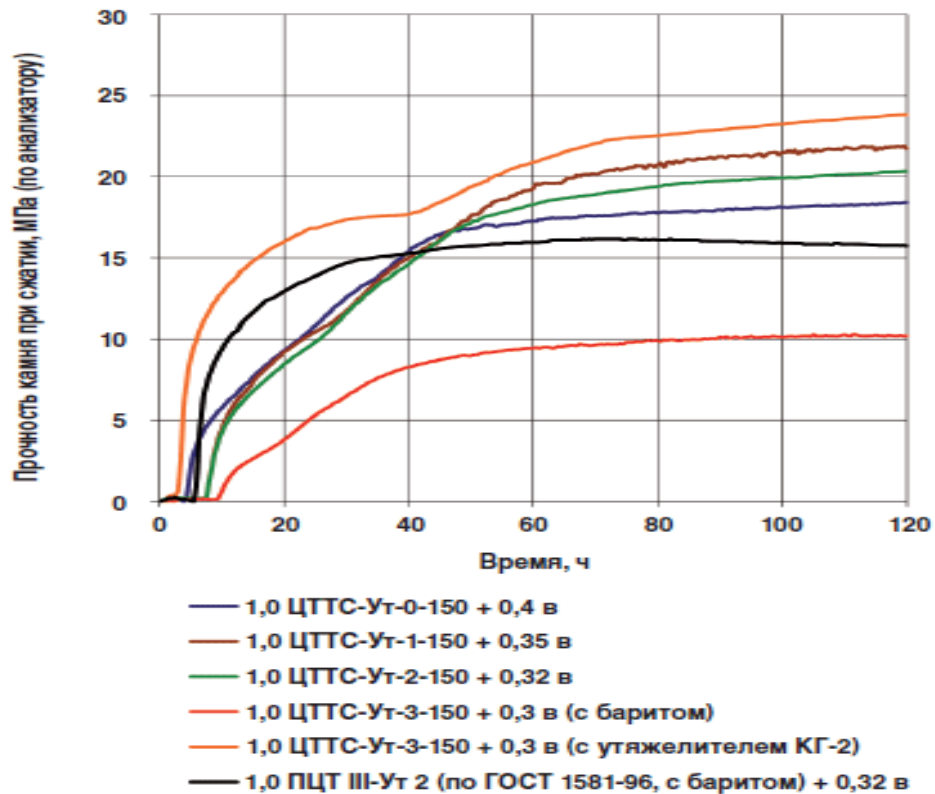


Рисунок 19 – График изменения прочности во времени камня из утяжеленных термостойких цементов ЦТТС-Ут-0 (1, 2, 3)-150 и ПЦТШ-Ут 2 (температура 120 °С, давление 40 МПа)

Для тампонажного камня из цемента ЦТТС-Ут-2-150 характерно постепенное повышение прочности под действием высоких температур, что подтверждает его термостойкость. Однако, стоит отметить, что интенсивность набора прочности в первые 24 ч твердения меньше, чем у остальных цементов, по истечении 48 ч его прочность сопоставима с прочностью камня на основе смеси портландцемента и барита.

В отличие от цементно-баритовой смеси тампонажный камень ЦТТС-Ут-2 (3)-150 сохранил тенденцию набора прочности при температуре 150 °С в течение всего периода испытания.

Тампонажные растворы на основе цементов серии ЦТТС применялись компаниями «Юрхаровнефтегаз», «Бургаз», «Сургутнефтегаз» при креплении 26 скважин на месторождениях севера Тюменской области [99]. Кроме того, существует несколько разведочных и эксплуатационных скважин, которые были

пробурены на пласты ачимовских и юрских отложений с аномально высоким пластовым давлением и высокими температурами на месторождениях севера Тюменской области (Уренгойском ГКМ, Ямбургском ГКМ, Песцовой площади и др.) [101].

Зарубежный опыт крепления скважин в условиях АВПД и высоких температур

Месторождения Кыргызстана характеризуются повышенными пластовыми давлениями и температурами (130-150 °С) [100].

В Таблице 22 приведены прочностные характеристики камня из термостойких тампонажных цементов, исследуемых при цементировании скважин в республике Кыргызстан [100]. В качестве добавки, повышающей термостойкость цементного камня, используется высокодисперсный кварцевый обогащенный порошок Таш-Кумырского и Озгурского месторождений, следующего химического состава: $\text{SiO}_2 = 88,0\text{--}94,0 \%$ с содержанием примесей $\text{Al}_2\text{O}_3 = 1,8\text{--}6,3\%$ и $\text{K}_2\text{O} = 3,0\text{--}5,5 \%$. Средний размер частиц составляет 25–45 мкм, влажность – менее 0,15%.

Таблица 22 – Сведения о прочностных характеристиках цементного камня с высокодисперсным кварцевым порошком через 2 суток твердения

Состав смеси, %		Температура, °С	Плотность тампонажного раствора, кг/м ³	Прочность цементного камня на сжатие, МПа
Цемент ПЦТ I-100	Кварцевый порошок			
1	2	3	4	5
100	0	90	1880	28,0
100	0	120	1880	32,0
90	10	90	1860	29,0
90	10	120	1860	35,0
80	20	90	1840	33,0
80	20	120	1840	42,0
70	30	90	1810	35,0
70	30	120	1810	50,0
60	40	90	1790	40,0
60	40	120	1790	41,0
50	50	90	1770	36,0

Продолжение Таблицы 22

1	2	3	4	5
50	50	120	1770	37,0
40	60	90	1740	33,0
40	60	120	1740	31,0
30	70	90	1720	16,0
30	70	120	1720	17,0
20	80	90	1690	10,0
20	80	120	1690	11,0
Водосмесевое отношение во всех составах - 0,5				

Как видно из представленных в Таблице 22 сведений добавление кварцевого порошка в концентрации до 30% от массы смеси значительно улучшает прочностные характеристики цементного камня. При дальнейшем увеличении концентрации кварца в составе смеси наблюдается постепенное снижение прочностных характеристик цементного камня.

Таким образом, решение задачи повышения термостойкости главным образом обеспечивается вводом добавки кремнезема (кремнеземсодержащих материалов) и шлаков.

Также имеется успешный опыт крепления скважин в условиях АВПД и высоких температур тампонажными цементами плотностью до 2600 кг/м³ с использованием крупнодисперсного гематита в качестве утяжелителя [102].

Составами такого типа зацементированы скважин в Анголе, Йемене и в Северном море. Месторождения данных регионов характеризуются наличием зон АВПД и забойными температурами более 180 °С. Например, в Северном море на месторождении Элджин составом плотностью 2300 кг/м³ успешно зацементирована скважина Рейнджер 29/5В4 глубиной более 5100 м с пластовыми температурой 193 °С и давлением 110 МПа.

Выводы по главе 2

1. Для крепления обсадных колонн скважин при пластовых температурных условиях выше 100 °С требуется применение специальных цементах, продукты твердения которых должны быть представлены низкоосновными гидросиликатами кальция с основностью $<1,2$.

2. Причиной термических деструктивных процессов в цементном камне в условиях высоких температур являются процессы изоморфных переходов высокоосновных продуктов твердения. Для повышения термостойкости тампонажного камня применяют добавки глинозёмистой природы или кремнезёмсодержащие компоненты.

3. Применяемые для цементирования высокотемпературных скважин тампонажные материалы по своей природе седиментационно неустойчивы и требуют доработки под конкретные условия проведения работ.

ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ. МЕТОДЫ И МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Твердение тампонажных растворов большей частью основано на процессах гидратообразования компонентов вяжущего материала (кальциевых силикатов) различной основности (C/S) – соотношения количества CaO к SiO_2 по молекулярной массе продуктов твердения. Их продукты твердения разделяются на высокоосновные - с содержанием $C/S \geq 1,2$, и низкоосновные - с содержанием $C/S < 1,2$ гидросиликаты.

Базовые портландцементы обычно применяются при пластовой температуре, не превышающей $100\text{ }^{\circ}C$. При более высокой температуре полученный из них цементный камень разрушается, при этом процесс разрушения происходит интенсивней с ростом температуры. Одновременно с разрушением структуры цементного камня возрастает его проницаемость и как следствие нарушается герметичность крепи скважины. Описанные ранее данные геофизических исследований скважин свидетельствуют об увеличении образования каналов в цементном камне и снижении доли сплошного контакта камня с колонной под воздействием высокотемпературных нагрузок.

В первом разделе работы описаны результаты компьютерного моделирования процессов проведения ТГВ, а также проведена оценка термомеханических напряжений в теле обсадной колонны и цементном камне, которые показали, что при проведении процессов ТГВ в цементном камне максимальные сжимающие напряжения не превышают $43,5\text{ МПа}$. Согласно проведенным расчетам, если прочность цементного камня на сжатие превышает $43,5\text{ МПа}$, разрушения не происходит. Создание циклических термомеханических нагрузок влечет за собой изменения тампонажном кольце и герметичности крепи скважин.

В работах авторов [103, 104, 105, 106, 107] показано, что при цементировании в пластовых условиях цементный камень находится в условиях всестороннего сжатия, как следствие, имеет другие величины прочностных характеристик (предела прочности при изгибе и на сжатие), чем в условиях одноосного сжатия. Результаты лабораторных испытаний подтверждают, что цементный камень, находясь в условиях всестороннего сжатия при динамическом воздействии (в скважинных условиях), имеет более высокие характеристики сопротивления, чем в условиях одноосного сжатия. Так, по методике исследования прочностных характеристик цементного камня на сжатие с использованием форм в виде кольцевых сегментов разница значений прочности составляет 70–95 % по сравнению с формами-балок 20x20x100 мм.

В зависимости от типоразмеров долота, диаметра обсадной колонны и ее эксцентриситета, сформированное цементное кольцо в поперечном сечении может иметь различную конфигурацию. На основании конечно-элементного моделирования процессов, сопровождающихся динамическим воздействием на крепь скважины, установлено, что при достижении напряжений по Мизесу в зоне контакта с обсадной колонной значения 52,1 МПа происходит радиальное смещение цементного кольца относительно обсадной колонны на 0,026 мм без потери его целостности. [108]. При этом увеличение модуля Юнга и коэффициента Пуассона положительно влияет на сопротивляемость материала растяжению. Таким образом, для повышения сопротивления разрушению крепи скважины в процессе проведения технологических операций, связанных с повышением нефтеотдачи тепловыми методами, необходимо применять термостойкие, пластичные тампонажные цементы с повышенными значениями модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Для придания пластичных свойств цементному камню применяют эластификаторы и армирующие наполнители. Однако в условиях проведения тепловых методов увеличения нефтеотдачи с повышением температуры любые известные эластификаторы (латексы, редиспергируемые полимерные порошки, полимерные наполнители) или армирующие волокна будут разрушаться и/или приводить к снижению прочностных характеристик цементного

камня. Таким образом, перспективным направлением является поиск решений, обеспечивающих повышение прочностных характеристик цементного камня для снижения рисков его разрушения.

Повысить прочностные характеристики цементного камня возможно за счет снижения водоцементного соотношения или введением наполнителей, обладающих гидравлическими свойствами. Однако, в условиях высокотемпературного воздействия выбор наполнителей ограничен добавками, повышающими термостойкость цементного камня, которые обладают более низкой гидравлической активностью по сравнению с цементом. Добавление таких наполнителей вызывает седиментационную неустойчивость растворов и усадку цементного камня при твердении. Поэтому необходимо разработать новый способ регулирования свойств тампонажного раствора, позволяющий снизить водосмесевое соотношение тампонажных растворов с сохранением приемлемых тампонажно-технических свойств цементов.

Так как в процессе технологических операций, вследствие возникновения напряжений возможно радиальное смещение цементного кольца по отношению к обсадной колонне, то для сохранения контакта цементного камня с колонной необходимо также повышать его адгезию к ограничивающим поверхностям или применять в составе цементов материалы, способные восстановить целостность структуры цементного камня и/или заполнить образовавшиеся микрозазоры.

Однако качественное или количественное оценивание влияния адгезии на качество крепления скважин является сложной и противоречивой задачей [109, 110, 111].

Для решения указанной проблемы, возможно применение расширяющихся тампонажных цементов. Однако, термостойкие тампонажные цементы, за счет своего химического состава, уже обладают эффектом расширения при твердении (цементы на оксидной, хромалюминатной, гидросульфферитной основе или на основе глиноземистого вяжущего). Дополнительное введение в состав тампонажной смеси расширяющихся добавок может привести к снижению термостойкости цементного камня или его разрушению, вследствие образования

термодинамически неустойчивых соединений (различных алюминатов кальция и гидросульфоалюмината кальция), а также избыточного расширения, приводящего к растрескиванию камня [93, 112].

Для восстановления целостности цементного камня и устранения микрозазоров между цементным камнем и обсадной колонной можно применять цементы с самовосстанавливающимися материалами.

Самовосстанавливающиеся («самозалечивающиеся») материалы – это класс материалов, обладающих свойством восстанавливать свою структуру, нарушенную вследствие механического воздействия [113, 114].

О естественной способности цементного камня восстанавливать структуру после механического повреждения (самопроизвольном «заживлении») известно уже более 40 лет [115]. Результат этого процесса можно заметить, если посмотреть на старые бетонные строения и сооружения. На поверхности таких бетонных конструкций, как римские акведуки или готические церкви, можно увидеть трещины, затянувшиеся в результате воздействия влаги на негидратированный цемент.

Разработка самовосстанавливающихся цементов – это относительно новая область исследований, направленная как на изучение естественной способности гидратов со временем самопроизвольно затягивать трещины, так и на способы восстановления структуры цемента путем введения в его состав специальных веществ [116, 117, 118, 119].

За 40 лет исследований процессов самовосстановления трещин в бетонных конструкциях было разработано множество способов и специальных добавок для затягивания трещин, однако для получения тампонажных материалов предназначенных для цементирования обсадных колонн скважин применимо два направления:

- введение в тампонажный раствор набухающих при контакте с жидкостью (водой или углеводородом) материалов (абсорбирующих полимеров или эластомеров);

- введение в тампонажный раствор минеральных материалов способных в определенных условиях (нарушении целостности цементного камня, прорыв по цементному кольцу воды) образовывать карбонат кальция и другие минералы.

Авторами [118, 119, 120, 121] было установлено, что чем меньше времени прошло с момента твердения цемента, тем наиболее интенсивно протекают процессы самовосстановления в цементном камне и образцах, находящихся при постоянном контакте с водой. Проведенные исследования указанных процессов показали, что основным фактором, влияющим на самовосстанавливающую способность бетона, оказывает гидратация цемента.

Таким образом, по мнению авторов наиболее простым способом добиться самовосстановления цементного камня является обеспечение в тампонажном растворе избыточного количества цемента (снижение водоцементного отношения, ниже предела, при котором происходит полная гидратация цемента) – то есть ниже 0,25 [52]. Избыточное количество цемента при образовании трещин или каналов в цементном камне (при его разрушении) вступает во взаимодействие с водой и двуокисью углерода из окружающей среды, в результате чего из не полностью прогидратированного цемента образуется карбонат кальция.

Обширными исследованиями [119, 120, 121, 122] в Мичиганском университете (США) по «самовосстановлению» цементного камня за счет дальнейшей гидратации непрореагировавшего цемента (образование гидрата силиката кальция), гидрата окиси кальция, этtringита, расширения цемента у границы трещин (набухание), кристаллизации (образование карбоната кальция) было установлено, что получить надежное залечивание трещин в зрелом цементном камне при его контакте с водой возможно за счет кристаллизации карбоната кальция получаемого из специально введенных в цементную матрицу материалов таких как активный кремнезем, активный оксид алюминия, карбонаты щелочных металлов и сульфата алюминатов кальция.

Для цементных растворов, твердеющих в условиях высоких температур или подвергающихся высокотемпературному воздействию, нами была рассмотрена

возможность добавления в состав цементов добавок с высоким содержанием белитовой минеральной фазы, обладающих отсроченным периодом гидратации.

Поскольку момент разрушения цементного камня под действием высоких температур носит стохастический характер, и он может быть как значительно меньше, так и значительно больше периода гидратации белита в цементном камне, то, по нашему мнению, белит необходимо добавлять в сухую цементную смесь в специализированных капсулах, которые бы разрушалась в момент создания повышенных теплофизических нагрузок уже в затвердевшем цементном камне.

Примером подобного «самозалечивающегося» материала является состав, разработанный в Университете Ройд-Айленда для строительного бетона. Непосредственно в цементную матрицу в качестве «самозалечивающегося» агента вводят небольшое количество (около 2 %) инкапсулированного силиката натрия. Когда в бетоне под воздействием механической нагрузки начинает формироваться тонкая трещина, оболочка капсулы разрушается и силикат натрия поступает в прилегающую к ней область. Силикат натрия вступает в реакцию с присутствующим в бетоне природным соединением – гидратом окиси кальция, в результате чего образуется кремниевое-кальциевый гидрат, затягивающий трещины и блокирующий поровые каналы в цементе [122].

Создание капсул для белитсодержащих материалов способных обеспечить реакцию белита с водой в момент разрушения цементного камня является отдельной исследовательской задачей, не входящей в исследуемую область данной работы, кроме того, общепринятых утвержденных методик по тестированию самовосстанавливающейся способности тампонажных цементов не существует.

Таким образом, проведенный обзор опыта исследований указывает, что в скважинах с высокими температурами воздействия на крепь, эффективные решения в части самозалечивания отсутствуют.

Все вышеописанные способы, направленные на восстановление целостности цементного камня или его контакта с металлом обсадной колонны, не эффективны при воздействии избыточных теплофизических нагрузок, таких как тепловые МУН, вследствие его разрушения.

Поэтому в данной работе рассмотрена проблема, связанная с разрушением цементного камня под воздействием высокой температуры, как ключевого фактора, приводящего к термодеструкции цементного камня, его неоднородности при длительном воздействии, и как следствие, к снижению доли сплошного контакта с колонной.

В основе данных процессов лежит так называемая термическая коррозия цементного камня, суть которой состоит в изоморфных перекристаллизационных преобразованиях продуктов твердения.

Термостойкими тампонажными материалами считаются материалы, продукты затвердевания которых представлены устойчивыми к перекристаллизации (термодинамически стабильными) низкоосновными гидросиликатами кальция, имеющими соотношения $(C/S) < 1,2$ [52, 58].

3.1 Минералогический состав и механизм твердения тампонажного раствора

Состав тампонажного портландцемента представлен в основном четырьмя минералами:

1. Трехкальциевый силикат $3CaO \cdot SiO_2 - (C_3S)$ – искусственный минерал алит с размером зерен 30–60 мкм, содержащий включения Fe, Al, Mg. Данный минерал относится к важнейшим клинкерным минералам. Продукты его гидратации обеспечивают прочность цементного камня в начальный период твердения.
2. Двухкальциевый силикат $2CaO \cdot SiO_2 - (C_2S)$ – минерал, способствующий набору прочности камня в более поздние сроки. Является природным клинкерным минералом. При обжиге клинкера C_2S образуется в нескольких модификациях (α , α' , β , γ). Наиболее распространена в клинкере β -модификация белита.
3. Трехкальциевый алюминат $3CaO \cdot Al_2O_3 - (C_3A)$ – искусственный минерал, обеспечивающий быстрый набор прочности камня.
4. Четырехкальциевый алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3 - (C_4AF)$ – имеет схожие характеристики с C_3A при меньшей прочности.

Содержание минералов в клинкере при обжиге колеблется в широких пределах (Таблица 23), что в свою очередь существенно влияет как на свойства самого цемента, так и на формирующийся из него камень.

Таблица 23 – Сведения о минералогическом составе портландцемента

Минералы	Содержание, %
$\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_3S) – алит	40-65
$2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_2S) – белит	15-20
$3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A) – трехкальциевый алюминат	5-15
$4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF) – четырёхкальциевый алюмоферрит	5-15

Процесс взаимодействия клинкерных минералов с водой называется гидратацией. При этом образуются твердые кристаллические новообразования, называемые гидратами.

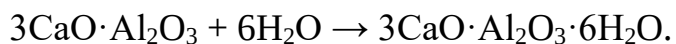
Возникновение продуктов гидратации рассматривается как гелеобразование, а продукты гидратации - как гель. Механизм процесса – связывание молекул воды за счет электростатического взаимодействия без изменения кристаллической решётки исходного минерала.

Основными продуктами твердения являются гидросиликаты, гидроалюминаты, гидроферриты кальция, и $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в кристаллической форме (портландит).

В начале затворения цементные частицы в виде дробленых зерен окружены большим объемом (50–70 объемных процентов) воды. Далее в процессе гидратации происходит химическая реакция минерала с водой и совместными продуктами твердения, рост и твердение которых приводят к образованию камня.

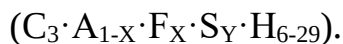
При контакте с водой уже в первые минуты происходит гидратация трехкальциевого алюмината C_3A и образуются иглообразные кристаллы – гидроалюминаты кальция различного состава: $x\text{CaO} \cdot y\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot z\text{H}_2\text{O}$ [123].

При нормальных температурах преимущественно образуются C_3AH_6 :

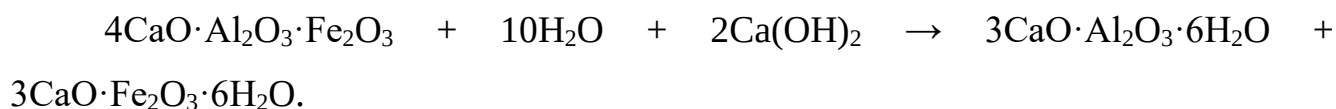


При температурах менее 10 °С происходит образование соединений типа C_2AH_8 , CAH_{10} .

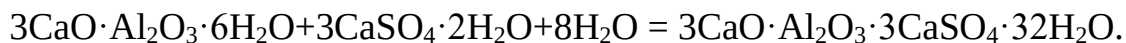
При высоких температурах могут образовываться соединения, называемые гидрогранаты кальция, имеющие следующий обобщенный состав:



Одновременно, но немного медленней, в реакцию с водой вступает четырехкальцевый алюмоферрит. При нормальных температурах C_4AF гидратируется с образованием гидроалюминатов и гидроферритов кальция:



Гипс, введенный при помоле клинкера, реагирует с гидроалюминатами кальция, образовавшимися при взаимодействии C_3A с водой, что приводит к образованию этtringита. Особенностью этtringита является то, что он в 4,5 раза превышает объем веществ, вступивших в химическую реакцию. Уравнение реакции описывается следующим образом:



Во время индукционного периода происходит и процесс гидратации зерен этtringита, которые имеют больший размер и слабую растворимость в воде. Продолжительность этого периода зависит от количества гипса, C_3A и C_4A .

После окончания реакции гипса с новообразованиями этtringит становится неустойчивым и переходит в моносulfатную форму $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{CaSO}_4 \cdot 11\text{H}_2\text{O}$.

В результате распада этtringита становится возможным доступ молекул воды к зернам цемента, и реакция гидратации возобновляется с большей скоростью.

По мере течения реакции гидратации (1-8 часов), раствор начинает твердеть и набирать структуру, происходит рост кристаллов в цементе вследствие образования коагуляционных и химических связей, между зернами образуются пространственные связи – начало времени схватывания раствора (Рисунок 20а). При этом уже образуется достаточно много кристаллов.

Параллельно с меньшей скоростью происходит гидратация C_3S и C_2S . Размер новообразований этих минералов с водой значительно меньше, и они накапливаются и встраиваются внутри сформировавшегося каркаса алюминатной структуры (Рисунок 20б).

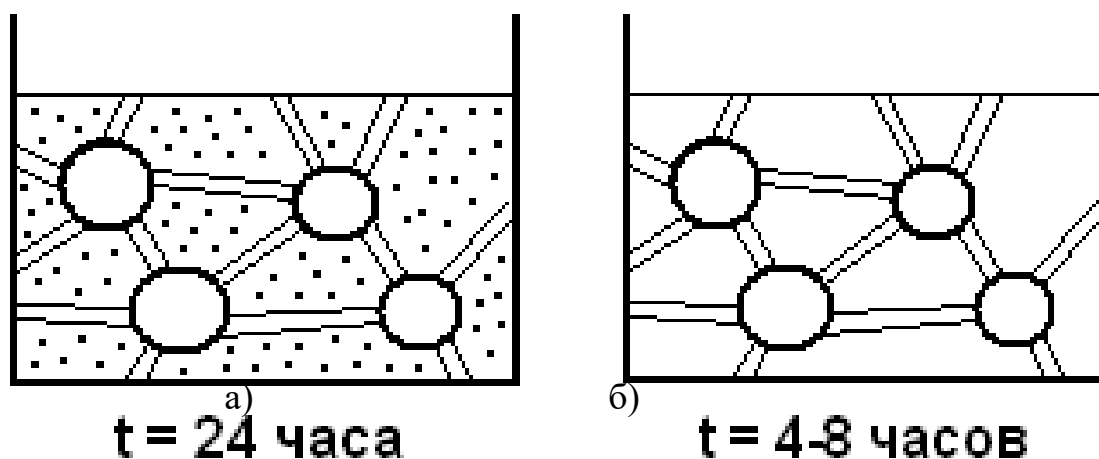


Рисунок 20 – Схема механизма твердения цемента в различные периоды времени

Происходит постепенное образование силикатной структуры из мельчайших кристаллов. Силикатная структура по мере гидратации упрочняется и обеспечивает рост прочности камня.

При гидратации трехкальцевого силиката (алита) C_3S образуются соединения состава $xCaO \cdot ySiO_2 \cdot zH_2O$. Соотношение коэффициентов при окислах зависит от температуры твердения и состава цемента. В основном процесс затворения раствора из цементной составляющей связан с растворимостью оксида кальция и кремния. При обычных температурах возрастает вероятность преобладания структуры $C_3S_2H_3$, образование которой описывается уравнением:



При протекании данной реакции образуется кристаллический $Ca(OH)_2$, который способствует упрочнению камня. При повышении температуры растворимость молекул CaO по сравнению с SiO_2 в гидросиликатах кальция снижается. Основность продуктов гидратации снижается.

При гидратации двухкальциевого силиката также образуются гидросиликаты $x\text{CaO} \cdot y\text{SiO}_2 \cdot z\text{H}_2\text{O}$, т.е. при взаимодействии C_2S с водой образуются те же продукты твердения, но со значительно меньшим количеством $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

При температурах до 100°C более вероятно образование $\text{C}_3\text{S}_2\text{H}_3$ и CH по уравнению:



Выделение в свободной форме CH в процессе гидратации основных минералов цемента, приводит к образованию термодинамически неустойчивых высокоосновных продуктов твердения, подверженных термической коррозии при температурах более 100°C .

На Рисунке 21 представлен фазовый состав продуктов твердения тампонажного камня ПЦТ-I-G, твердевший при температуре 200°C , в возрасте одних суток.

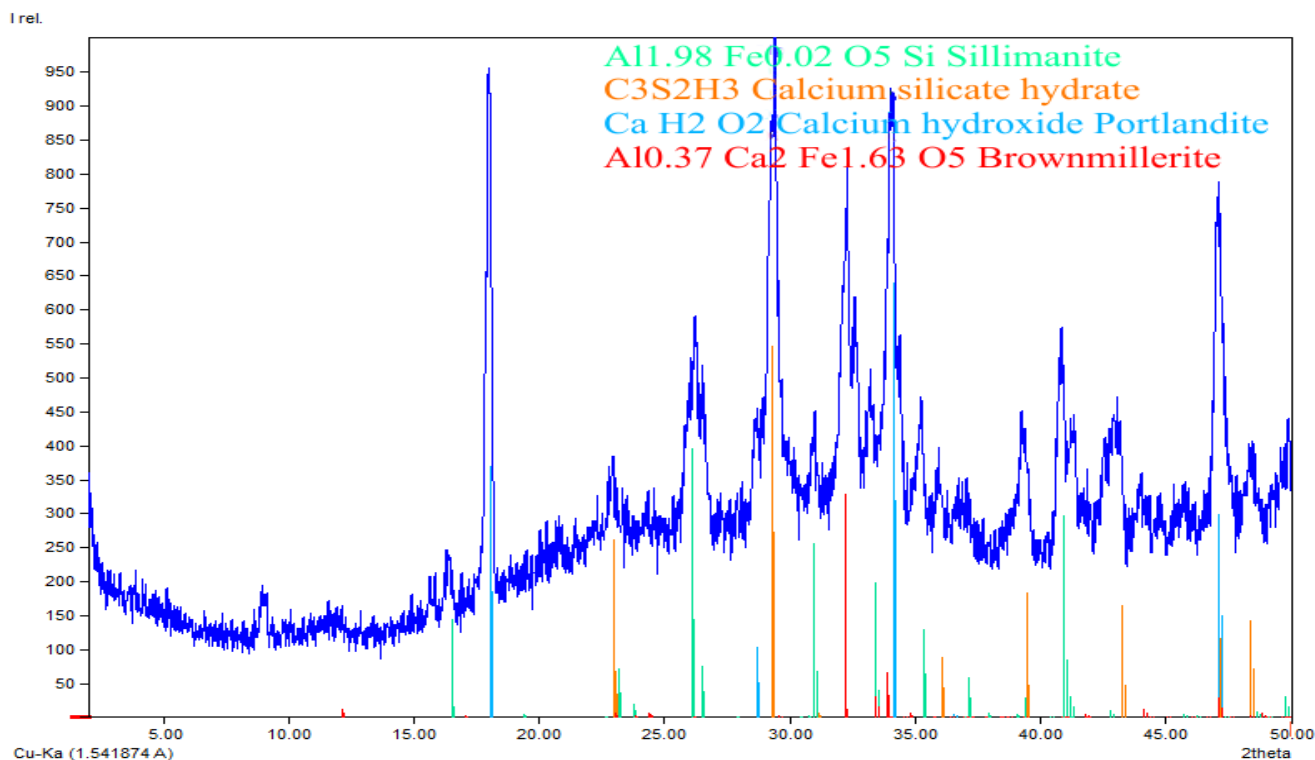


Рисунок 21 – Рентгенограмма образца ПЦТ-I-G в возрасте одних суток при температуре 200°C

По данным рентгенофазового анализа состав продуктов твердения цемента ПЦТ-I-G представлен характерными термодинамически неустойчивыми соединениями различного строения, основными из которых являются портландит CaH_2O_2 , гидроферриты кальция силлиманит – $\text{Al}_{1,98}\text{Fe}_{0,02}\text{O}_5\text{Si}$ и браунмиллерит – $\text{Al}_{0,37}\text{Ca}_2\text{Fe}_{1,63}\text{O}_5$.

3.2 Термическая коррозия тампонажного камня

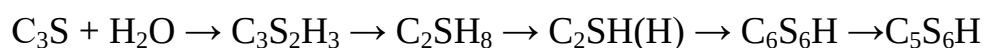
Процессы, протекающие при термической коррозии, во многом схожи с процессами гидратации – термодинамически неустойчивые соединения под действием внешних факторов (температуры и давления) начинают растворяться в жидкой фазе, находящейся в поровой структуре сформированного камня с последующей перекристаллизацией в более устойчивые новообразования, однако такой процесс протекает значительно медленнее, чем гидратация и гораздо сильнее ускоряется с ростом температуры. Процесс термической перекристаллизации помимо изменений химического состава сопровождается и изменением объема, что приводит к снижению прочности и увеличению проницаемости тампонажного камня.

Возможны два вида перекристаллизации:

Внутрифазовая перекристаллизация, заключающаяся в постепенном укрупнении мельчайших зерен термодинамически нестабильных соединений с самопроизвольным процессом сокращения удельной поверхности. В первую очередь растворяются места срастания зерен с искаженной нестабильной структурой, происходит постепенное образование пустот между кристаллами, которые хорошо сформировались в условиях свободного роста при гидратации основных минералов цемента. Данные процессы происходят при нормальных температурах, но их скорость невелика, при этом потеря прочности компенсируется гидратацией неиспользованного цемента внутри камня. В процессе межфазовой перекристаллизации образуются более стабильные фазы,

которые заменяют термодинамически неустойчивые соединения, образовавшиеся во время начального твердения. Подобный переход приводит к изменению кристаллической структуры камня, способствующий повышению его водопроницаемости и снижению прочности. При этом снижение прочности цементного камня в диапазоне температура 20–75 °С связано с увеличением размеров кристаллов, а при температурах более 100 °С - с межфазовой перекристаллизацией продуктов твердения.

Цепочка подобных переходов в цементном камне при межфазовой перекристаллизации может быть достаточно длинной. Каждая новая фаза образуется при меньших степенях пересыщения, чем предыдущая. А кристаллы новообразований являются более крупными и имеют меньшее число контактов срастания, приводящих к снижению прочности камня [59]. Подобную цепочку фазовых переходов можно описать схемой ниже:



Межфазовые перекристаллизации характерны для фаз, в которых $CaO/SiO_2 = C/S > 1,2$.

Примером таких продуктов может быть $C_3S_2H_3$ ($3CaO \cdot 2SiO_2 \cdot 3H_2O$), у которого $C/S = 1,4$.

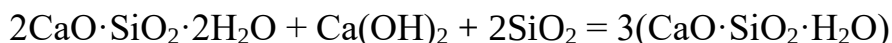
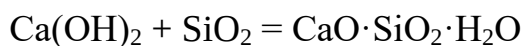
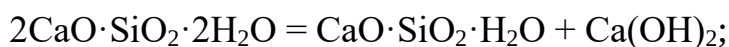
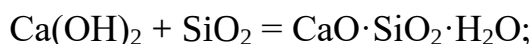
$$C/S = 3 \times (40+16) / 2 \times (28+2 \times 16) = 3 \times 56 / 2 \times 60 = 168 / 120 = 1,4.$$

В свою очередь наиболее устойчивы к межфазовой перекристаллизации низкоосновные соединения, с отношением $C/S \approx 1$.

Для предотвращения термической коррозии необходимо снижение C/S в самом цементе. Чем меньше значение этого отношения в исходных компонентах смеси, тем меньше это отношение будет в образующихся гидросиликатах после реакции [52, 124].

В процессе взаимодействия клинкерных минералов, таких как C_3S , с водой всегда образуется свободный гидроксид кальция, который в свою очередь реагирует с кремнеземом (SiO_2), образуя новые продукты гидратации. – гидросиликаты неопределенного стехиометрического состава: $xCaO \cdot ySiO_2 \cdot zH_2O$. Подобные соединения являются термодинамически нестабильными.

Реакции взаимодействия кварца со свободным гидроксидом кальция могут быть представлены в следующем виде:



Так как при этой реакции происходит снижение концентрации $\text{Ca}(\text{OH})_2$ существующего в свободной форме, то образованные ранее высокоосновные гидросиликаты кальция ($3\text{CaO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) начинают гидролизиться в более стабильные соединения, но при этом также происходит образование новой порции $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

Образование новых порций свободной извести вызывает повторную перекристаллизацию гидросиликатов кальция типа C_2SH_2 в богатую известью фазу $\text{C}_2\text{SH}(\text{A})$. При достаточной концентрации кремнеземсодержащего компонента SiO_2 происходит циклическое понижение основности продуктов.

При низких концентрациях фазы C/S реакция образования C_2SH_2 протекает до полного преобразования всей извести в системе, после чего начинается процесс перекристаллизации C_2SH_2 в низкоосновные гидросиликаты кальция $\text{CSH}(\text{B})$. Однако, с точки зрения прочностных характеристик, преобразование C_2SH_2 в $\text{CSH}(\text{B})$ не вызывает существенных изменений в прочности, так как эти соединения имеют схожую структуру. Цементный камень на основе $\text{CSH}(\text{B})$ обладает высокой прочностью из-за большой поверхности гидратации и большого количества точек срастания.

Добавление песка (SiO_2) в состав смеси приводит к снижению основности образующихся продуктов твердения за счет связывания свободного $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (Рисунок 22).

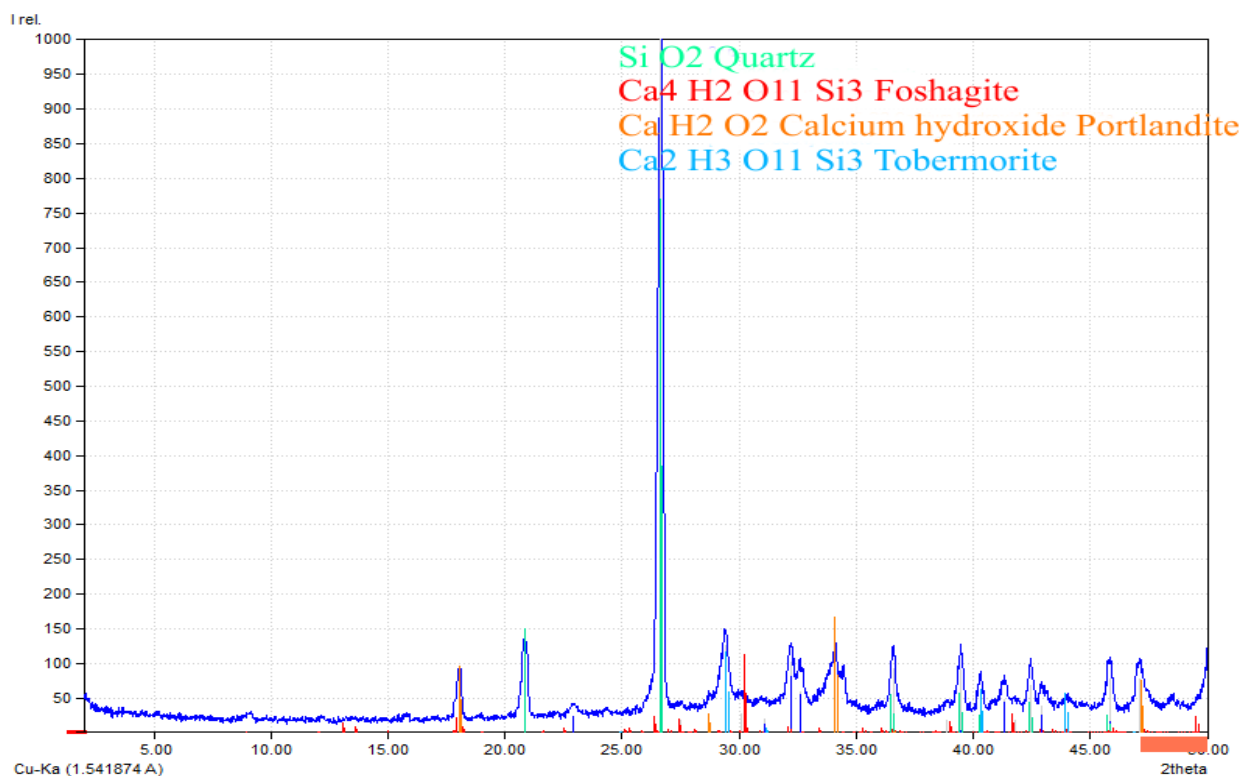


Рисунок 22 – Рентгенограмма образца термостойкого тампонажного камня через сутки твердения при 200 °С

На Рисунке 22 представлена рентгенограмма образца термостойкого тампонажного камня через сутки твердения при 200 °С. По данным РФА при твердении цемента в присутствии избыточного количества кварца образуются тобермориты различного стехиометрического состава (такие как $\text{Ca}_2\text{H}_3\text{O}_{11}\text{Si}_3$), которые являются термодинамически стабильными соединениями.

Как было отмечено ранее, существенную роль в межфазных переходах помимо соотношения C/S оказывает температура. Сами фазовые переходы сопровождаются изменениями объема твердой фазы от ступени к ступени:



* отношения объемов последующей фазы к предыдущей

Кроме того, каждая следующая фаза преобразования, помимо CSH(B), представлена более крупными кристаллическими образованиями с меньшей площадью соприкосновения друг с другом. Представленные фазы преобразования являются результатом термического разложения, и последствия, связанные с ними, приводят к разрушению тампонажного камня.

Кроме того, на химическое равновесие и однородность протекающих реакций оказывает влияние равномерное распределение частиц кварца (кремнийсодержащих компонентов) по всему объему реакционной среды. Для снижения стадийности процессов перекристаллизации необходимо механически обеспечить упорядоченное распределение реагирующих компонентов внутри смеси.

Таким образом, особенностью химического взаимодействия высоких концентраций SiO_2 с гидроксидом кальция в цементах является образование CaO/SiO_2 в соотношении менее 1,2, приводящие к понижению основности продуктов гидратации. На Рисунке 16 представлена упрощенная диаграмма областей образования и длительного существования гидросиликатов кальция в зависимости от содержания SiO_2 и температурного воздействия на составы [124].

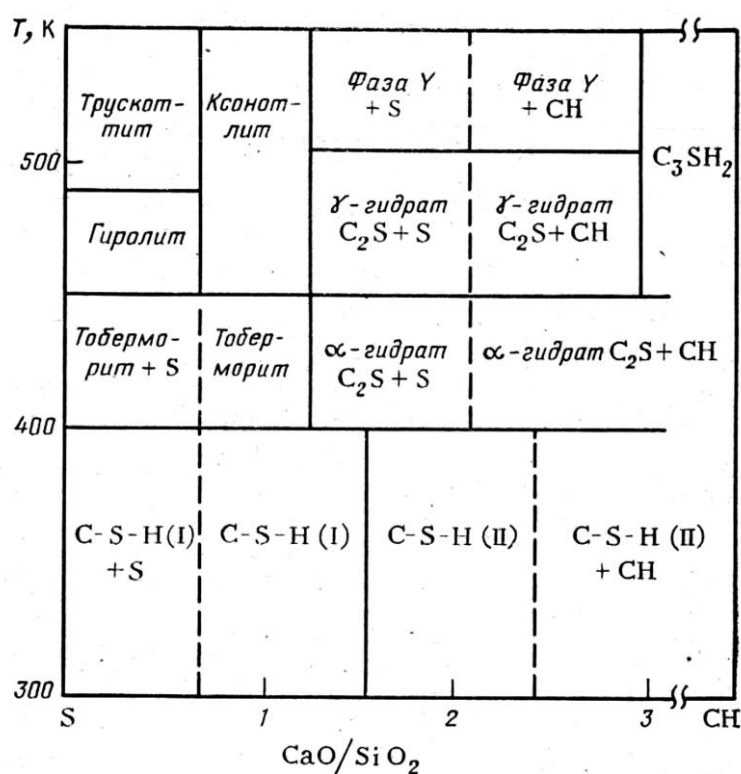


Рисунок 23 – Диаграмма областей образования и длительного существования гидросиликатов кальция: S–100 % SiO_2 ; CH–100 % Ca(OH)_2 [124]

Согласно схеме, при температурах менее 100 °C при различных соотношениях CaO/SiO_2 в диапазоне 0,8–1,5 образуется гидросиликат C-S-H(I),

приблизительного стехиометрического состава $\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$. По своим структурным характеристикам образуемый гидросиликат близок к гидросиликату C-S-H(II).

При достаточном количестве SiO_2 образуются низкоосновные гидросиликаты кальция с пониженным отношением CaO/SiO_2 . Так, например, при содержании $\text{CaO}/\text{SiO}_2 = 0,8\text{--}1,25$, при температуре близкой к 130°C характерно образование тоберморитов ($\text{C}_5\text{S}_6\text{H}_{5,5}$). При соотношении $\text{CaO}/\text{SiO}_2 > 1,25$, вместо тоберморита могут образовываться α -гидрат C_2S и/или β -гидрат C_2S (гиллебрандит).

Для температурного диапазона выше 200°C и соотношения $\text{CaO}/\text{SiO}_2 = 0,8\text{--}1,2$ характерно образование гидросиликатов преимущественно типа ксонотлитов ($\text{C}_6\text{S}_6\text{H}$), при уменьшении соотношения CaO/SiO_2 до $0,8$ – гидролитов ($\text{C}_2\text{S}_3\text{H}_2$), и/или трускоттитов ($\text{C}_2\text{S}_4\text{H}$). При более высоких температурах (выше 260°C) и соотношениях $\text{CaO}/\text{SiO}_2 > 1,2$ возможно образование γ -гидрат C_2S .

Низкоосновные гидросиликаты кальция обладают способностью придавать цементному камню высокую устойчивость к гидротермальной перекристаллизации, которая и является видом термической коррозии. Также среди гидросиликатов кальция выделяются такие виды, как C-S-H(I), ксонотлит и тоберморит, которые обеспечивают высокую прочность и низкую водогазопроницаемость цементного камня.

При $\text{CaO}/\text{SiO}_2 > 1,5$ во всем температурном интервале глубоких скважин термодинамически наиболее устойчив гиллебрандит. При $\text{CaO}/\text{SiO}_2 \approx 1,0$ при температуре ниже 90°C устойчив тоберморит, а выше $90\text{--}100^\circ\text{C}$ - ксонотлит. Если отношение $\text{CaO}/\text{SiO}_2 = 0,83$, то тоберморит устойчив в температурном интервале от 50 до 220°C , а выше он переходит в ксонотлит. При меньших отношениях CaO/SiO_2 и температуре до 220°C наиболее устойчив гидролит. Так как в этих температурных интервалах при добавках SiO_2 в качестве первичных фаз образуются термодинамически устойчивые, а не метастабильные соединения, устойчивость цементного камня к гидротермальной перекристаллизации оказывается более высокой. Внутрифазовая перекристаллизация этих соединений

также протекает медленно вследствие сравнительно меньшей дисперсности первично образующихся кристаллов в низкоосновных гидросиликатах.

Как показывают результаты РФА (Рисунок 22) введение избыточного количества реакционноспособного SiO_2 в состав тампонажной смеси смещает термодинамическое равновесие в сторону образования низкоосновных продуктов твердения, минуя фазу образования высокоосновных кристаллогидратов. Под действием перекристаллизации происходит изменение фазового состава между низкоосновными гидросиликатами кальция тоберморитового ряда в сторону более термодинамически устойчивых соединений.

Отсюда, введение определенного количества кварца в состав тампонажного материала снижает основность продуктов его твердения и препятствует выделению свободной извести, а также способствует быстрому образованию термодинамически устойчивого цементного камня.

3.3 Методика и методы проведения исследований

Для решения поставленных задач были проведены экспериментальные исследования, а также произведен обзор и анализ результатов, связанных с регулированием гидравлических и физико-механических свойств тампонажных растворов, используемых при цементировании скважин на месторождениях северного региона Западной Сибири. В проведенных исследованиях были применены стандартные методы, которые включали в себя определение параметров, таких как сроки загустевания, плотность, растекаемость, седиментационная устойчивость, водоотделение и прочностные характеристики, в соответствии с ГОСТ 34532-2019 и ИСО 10426.2:2003.

Для исследований также были использованы специальные методы, которые позволяли моделировать термобарические, временные и другие режимы цементирования скважин. Все исследования проводились в соответствии

с действующими государственными и отраслевыми стандартами, руководящими документами, с использованием стандартного оборудования.

В группу специальных методов исследования входило изучение прочностных характеристик тампонажного камня неразрушающим ультразвуковым методом, циклическое воздействие высоких температур на тампонажный камень, определение размера частиц компонентов тампонажной смеси, рентгенофазовый анализ образцов тампонажного камня.

Определение прочностных характеристик тампонажного камня ультразвуковым методом проводилось на приборе Ofite 120-50.

Суть метода заключалась в следующем: тампонажный раствор помещался в ячейку прибора и твердел в условиях термобарического режима. По мере твердения образца и набора прочности датчик испускал ультразвуковой сигнал. Происходило измерение акустического сопротивления вещества, которое в свою очередь интерпретировалось внутренними алгоритмами в показания, эквивалентные прочности тампонажного камня при сжатии. Данным методом можно отследить динамику набора прочности образцов тампонажного камня за длительный период времени с моделированием пластовых условий.

Термостойкость, а также циклическое воздействие высоких температур на тампонажный материал определялись на основе прочности цементного камня после термической нагрузки по следующей методике.

Образцы цементного камня в течение 24 часов формировались в условиях ожидаемой статической температуры, соответствующей интервалу цементирувания. Не позднее 2 часов после извлечения образцов из термостата образцы помещались в автоклав, полностью заполненный водой. Автоклав герметизировали, включали нагрев и поднимали температуру со скоростью 3–5 °С/мин до заданной температуры. Для предотвращения закипания жидкости давление в автоклаве контролировалось.

При исследовании влияния циклических температурных нагрузок образцы выдерживали в автоклаве при заданной температуре в течение 8 часов, после чего нагрев автоклава отключали и образцы при естественном режиме охлаждались

до 22 ± 2 °С в течение 16 часов. Затем, не извлекая образцы из автоклава, повторяли еще 10 циклов [125] нагрева-охлаждения (требования ГОСТ 20910-2019), после чего образцы извлекали из автоклава и через 30-45 минут определяли прочность цементного камня при изгибе и сжатии в соответствии с требованиями ГОСТ 34532-2019.

При исследовании влияния длительных термических нагрузок, образцы выдерживали в автоклаве при заданной температуре в течение 30 суток [125], после выдержки в течение указанного периода образцы извлекались из автоклава и через 30-45 минут определялась прочность цементного камня при изгибе и сжатии в соответствии с требованиями ГОСТ 34532-2019.

Для выявления фазового состава цементного камня использовался рентгеновский фазовый анализ (РФА). Этот метод основывается на явлении дифракции рентгеновских лучей на кристаллической решетке, каждая фаза которой соответствует определенному кристаллическому составу. Фаза (кристалл) – это часть вещества, отделенная границей раздела, которая приводит к резкому изменению свойств материала. Определение фазового состава смесей минералов затрудняется тем, что одна и та же линия на рентгенограмме может соответствовать нескольким фазам. Также линии на рентгенограмме наиболее ярко выражены у компонентов, которые составляют большую часть смеси. Поэтому идентификация фазового состава смеси начинается с определения основной фазы, а затем проводится поэтапное определение всех остальных фаз.

Исследования РФА проводились на дифрактометре PW 1800. Для этого предварительно раздробленный образец тампонажного камня в количестве 10–15 граммов растирался до состояния порошка (пудры), используя агатовую ступку и пестик с добавлением небольшого количества этилового спирта. Подготовленные анализируемые пробы помещались в держатель для образцов, не допуская их загрязнения, в том числе избегая прикосновений к поверхности пробы. Затем пробы облучались, согласно руководству эксплуатации прибора, регистрировались дифракционные картины. Полученные программы обрабатывались в программном

комплексе X'Pert HighScore Plus, согласно которому происходила идентификация фаз.

Определение размера частиц при подборе фракционного состава тампонажных смесей и построения эталонных кривых рассеивания осуществлялось при помощи приборов ПСХ-К и Linkoptik LT2200/E в соответствии с инструкциями к приборам и проведения ситового анализа по соответствующему ГОСТ химической добавки.

Определение погрешности (точности) измерений. Так как в методиках и ГОСТах по определению физико-механических показателей, характеризующих тампонажно-технические свойства цементов погрешности измерений не усыновлены, то расчёт погрешностей (точности) измерений осуществлялся в соответствии ГОСТ 34100.1-2017 с доверительным интервалом $P=0,95$.

Оценка качества цементирования скважин осуществлялось по «Методическому руководству по оценке качества цементирования скважин российских нефтегазодобывающих организаций Группы «ЛУКОЙЛ» с применением методов акустического сканирования и гамма-гамма плотнометрии. Оценка качества цементирования обсадных колонн производится на основании технологических показателей и блока показателей, полученных по результатам проведенных ГИС. К прямым (основным) показателям качества цементирования обсадных колонн относятся: герметичность цементного кольца, герметичность межколонного пространства, герметичность обсадной колонны, ЗКЦ на этапе ввода скважины в эксплуатацию.

К косвенным показателям качества цементирования обсадных колонн относятся: высота подъёма тампонажного раствора за обсадной колонной, степень сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами, определенная методом акустической цементометрии (АКЦ) и акустического сканирования.

Оценка качества цементирования по показателю степень сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами определяется

коэффициентом K_k , который рассчитывается для каждого оцениваемого интервала скважины по следующей формуле

$$K_k = (A+B)/D \quad (1)$$

где: A – суммарная протяженность интервалов со сплошным контактом цементного камня с колонной и породой в оцениваемом интервале, м;

B – суммарная протяженность интервалов со сплошным контактом цементного камня с колонной и частичным контактом цементного камня с породой в оцениваемом интервале, м;

C – суммарная протяженность интервалов с частичным контактом цементного камня с колонной и частичным (неопределенным) контактом цементного камня с породой в оцениваемом интервале, м;

D – мощность оцениваемого интервала, м.

Качество цементирования обсадной колонны по показателю - степень сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами считается:

- «удовлетворительным», при $K_k \geq 0,80$;
- «пониженным», при $K_k = 0,79 - 0,60$;
- «неудовлетворительным», при $K_k \leq 0,59$.

Полная оценка качества цементирования обсадной колонны производится по совокупности показателей качества, и принимается: – «отлично», если по всем оцениваемым показателям качество цементирования обсадной колонны выполнены без замечаний (оценка по сумме показателей – 100 %); – «хорошо», если по одному или более из оцениваемых показателей случаев «неудовлетворительной» оценки показателей качества цементирования качество цементирования признано «пониженным», но при этом не отмечено случаев «неудовлетворительной» оценки показателей качества цементирования обсадной колонны (оценка по сумме показателей – 50–99 %); – «удовлетворительным», если по одному или более из оцениваемых показателей качество цементирования признано «пониженным», но при этом не отмечено случаев «неудовлетворительной» оценки показателей качества цементирования обсадной колонны (оценка по сумме показателей – 25–49 %); – «неудовлетворительным»,

если по одному или более из оцениваемых показателей качество цементирования обсадной колонны признано «неудовлетворительным» (оценка по сумме показателей – 0–24 %).

Матрица оценки качества цементирования обсадных колонн по технологическим и геофизическим показателям представлена в Таблице 24.

Таблица 24 – Матрица оценки качества цементирования обсадных колонн

Показатели качества цементирования	Оценка	Снижение качества крепления, %
Герметичность цементного кольца	Герметично/удовлетворительное	0
	Не герметично/неудовлетворительное	-100
Герметичность межколонного пространства	Герметично/удовлетворительное	0
	Не герметично/неудовлетворительное	-100
Герметичность обсадной колонны	Герметично/удовлетворительное	0
	Не герметично/неудовлетворительное	-100
ЗКЦ на этапе ввода скважины в эксплуатацию	Отсутствует/удовлетворительное	0
	Выявлен межпластовый переток жидкости по породе/удовлетворительное	0
	Выявлен межпластовый переток жидкости по цементному кольцу/неудовлетворительное	-100
Межколонные давления в скважине	Отсутствует/удовлетворительное	0
	Выявлено межколонное давление/неудовлетворительное	-100
Высота подъема тампонажного раствора за обсадной колонной	Проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадной колонной обеспечена/удовлетворительное	0
	Проектная высота подъема цемента не обеспечена/пониженное	-25
	Высота подъема цемента не обеспечена в соответствии с ПБНГП/неудовлетворительное	-100
Степень сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами	$K_k \geq 0,80$ / удовлетворительное	0
	$K_k = 0,79 - 0,60$ / пониженное	-25
	$K_k \leq 0,59$ / неудовлетворительное	-50
Оценка качества цементирования по сумме оцениваемых показателей:		
Отлично		100
Хорошо		50-99
Удовлетворительно		25-49
Неудовлетворительно		0-24

Выводы по главе 3

1. Состав тампонажного портландцемента представлен в основном четырьмя основными минералами: трехкальцевый силикат, двухкальцевый силикат, трехкальцевый алюминат, четырёхкальцевый алюмоферрит. Гидравлические свойства вяжущего зависят от состава клинкерных минералов и продуктов их взаимодействия с водой.

2. В условиях высоких температур происходит изменение основности продуктов твердения термодинамически неустойчивых гидросиликатов кальция. Такие изменения характеризуются изменением их внутренних объемов в тампонажном камне, что и является причиной деструкции камня.

3. Для снижения основности продуктов твердения тампонажного камня необходимо внесение в состав смеси кремнийсодержащих компонентов.

4. Для каждого температурного диапазона и соотношения CaO/SiO_2 характерно образование определенных видов гидросиликатов кальция, что дает возможность управления процессом их образования.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

В данной главе приводятся результаты исследований и разработки термостойких тампонажных цемента, применяемых для крепления скважин при реализации технологии термогазового воздействия на пласт, а также в скважинах с АВПД и высокими температурами.

4.1 Результаты исследований термостойкости камня из тампонажных цемента

Применение тампонажных материалов всегда ограничено геолого-техническими условиями, при которых будут производиться изоляционные работы и способом эксплуатации скважин. Исходя из проведенного анализа, представленного в предыдущих главах, тампонажные материалы, используемые для цементирования, будут подвержены циклическим термомеханическим нагрузкам. Поэтому были проведены исследования термостойкости базовых тампонажных материалов и термостойких тампонажных материалов, наиболее подходящих под специфические условия Средне-Назымского месторождения (ШПЦС-200, Карбон-Био, TermoLight.)

Результаты испытаний термостойкости портландцементов: ПЦТ I-50, ПЦТ I-100, ПЦТ I-G производства ОАО «Сухоложскцемент» представлены на Рисунке 24 и в Таблице 25.

Образцы	Внешний вид образца после цикла термической нагрузки			
	3 цикл	4 цикл	7 цикл	10 цикл
ПЦТ I-G				
ПЦТ I-50				
ПЦТ I-100				

Рисунок 24 – Сведения о термостойкости камня из цементов ПЦТ I-G, ПЦТ I-50 и ПЦТ I-100, полученные на основе проведенных испытаний

Таблица 25 – Результаты испытаний термостойкости ПЦТ I-G, ПЦТ I-50 и ПЦТ I-100

Наименование показателя	ПЦТ I-G	ПЦТ I-50	ПЦТ I-100
Плотность раствора, кг/м ³	1890	1830	1820
В/Ц	0,44	0,5	0,5
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости при 200 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	1,0 11,8	0,7 10,4	2,0 11,9
Прочность цементного камня через 24 часа при 90 °С, МПа - на изгиб - на сжатие	4,8 21,8	3,5 15,8	3,6 14,5
Примечание: в Таблице представлены усредненные значения показателей, проведенные по трем параллелям испытаний			

Полученные экспериментальные данные подтверждают, что высокотемпературное воздействие негативно сказывается на прочности цементного камня. Через три цикла испытаний на всех образцах начинают появляться трещины, а после десяти циклов температурного воздействия прочность цементного камня существенно снижается, камень разрушился.

Результаты испытаний термостойкости составов ЦТ Active 160А, КАРБОН-БИО-ЗЯР, ШПЦС-200 представлены в Таблицах 26–28 и на Рисунке 25.

Таблица 26 – Результаты испытаний термостойкости ЦТ Active 160А, КАРБОН-БИО-ЗЯР, ШПЦС-200

Наименование показателя	ШПЦС-200	КАРБОН-БИО-ЗЯР	ЦТ Active 160А
1	2	3	4
Плотность раствора, кг/м ³	1860	1400	1800
В/Ц	0,44	0,65	0,48
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости при 300 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	- 14,4	- 2,1	- 12,7
Прочность цементного камня через 24 часа при 90 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	3,3 10,8	1,9 6,2	4,8 11,3

Продолжение Таблицы 26

1	2	3	4
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости при 200 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	4,4 22,5	1,2 3,3	1,3 17,9
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкости при 160 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	4,7 21,5	1,6 4,4	5,5 20,8
Примечание: в таблице представлены усредненные значения показателей, проведенные по трем параллелям испытаний			

По данным филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» термостойкие тампонажные составы: КАРБОН-БИО 3А, КАРБОН-БИО AS, КАРБОН-БИО ЗЯР (С), TermoLight-4, состав НПП «Новатор» (Таблица 27) применялись в скважинах с технологией парогравитационного дренирования пласта для добычи высоковязкой нефти (SAGD) на Лыаельской площади Ярегского месторождения (Республика Коми), а также сверхвязкой нефти (глубина скважин 200-220 м, температура при эксплуатации 220-240 °С).

Таблица 27 – Сведения о результатах испытаний термостойких тампонажных цемента, применяющихся для цементирования скважин на Ярегском месторождении

№	Наименование смеси	В/Ц	Плотность цементного раствора, кг/м ³	Растекаемость цементного раствора, мм	Водоотделение, мл	Прочность через 48 часов твердения при 22 °С, МПа		Прочность на сжатие после 5 циклов нагрева до 250 °С		Появление трещин в образце после 5 циклов нагрева до 250 °С
						изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	
1	КАРБОН-БИО 3А	0,6	1610	223	1,7	2,91	7,1	2,89	-	нет
2	КАРБОН-БИО AS	0,6	1640	233	0,1	2,99	9,5	2,84	-	нет
3	КАРБОН-БИО ЗЯР (С)	0,57	1440	150	0	1,23	-	1,8	-	нет
4	TermoLight-4	0,62	1400	246	1,6	1,47	4,3	4,9	10,9	нет
5	Состав НПП «Новатор»	0,64	1660	191	1,0	2,06	10,5	0,91	12,6	да

Анализ данных Таблицы 27 показывает, что у камня из:

- тампонажного состава НПП «Новатор» после воздействия пятикратной циклической термической нагрузки при визуальном контроле обнаружена трещина, а прочность цементного камня значительно снизилась;
- тампонажных составов серии «КАРБОН-БИО» после воздействия циклической термической нагрузки отмечено незначительное снижение прочности цементного камня, при этом трещины на образцах цементного камня отсутствуют;
- тампонажного состава TermoLight-4 после воздействия циклической термической нагрузки трещины отсутствуют, прочность цементного камня увеличивается.

Принимая во внимание, что термическая деструкция процесс необратимый и резко усугубляется при последующих термических нагрузках, считаем необходимым провести дополнительные исследования прочности тампонажных составов серии «КАРБОН-БИО» при более длительных сроках твердения моделирования процесса нагрева-охлаждения.

Особенностью эксплуатации скважин на Ашальчинском месторождении является периодический (частота 7 дней) интенсивный высокотемпературный прогрев до 250 °С битумизированных песчаников для снижения вязкости нефти до достижения текучести и возможности ее откачивания из добывающих скважин [86]. По технологической сущности метод добычи нефти на этом месторождении, также, как и на Лыаельской площади, наиболее близок к технологии ТГВ на Средне-Назымском месторождении.

Отличительной особенностью Ашальчинского месторождения от Средне-Назымского в геологическом отношении является незначительная глубина залегания битуминозных песчаников (80–110 м), соответственно температура, при которой цемент должен набирать прочность около 10 °С.

На первоначальном этапе при строительстве скважин применялся цемент марки ПЦТ I-G с добавкой кварцевого песка до 30% от массы смеси. Однако, по данным института «ТатНИПИнефть» [87], образцы цементного камня разрушались после нескольких циклов термической обработки (Таблица 29).

Впоследствии стали применять тампонажный цемент ЦТ Active 160А, производства ООО «Цементные технологии». Как показывают проведенные исследования (данные «ТатНИПИнефть») цементный камень из этого цемента обладает гораздо лучшей термостойкостью по сравнению с ранее применявшимися (Таблица 29).

Однако из-за высокой активности ЦТ Active 160А при повышенных температурах, и как следствие сокращенным периодом начала загустевания, их применение в геолого-технических условиях Средне-Назымского месторождения не представляется возможным (Таблица 28). Регулирование времени загустевания тампонажного раствора введением замедлителей сроков схватывания приводит к значительному снижению прочности цементного камня.

Таблица 28 – Результаты исследований влияния замедлителей сроков схватывания на загустевание высокотемпературного цемента ЦТ Active 160А

Состав тампонажного раствора, %	В/Ц	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	Время загустевания до 30Вс, мин при Т=75 °С Р=40,0 МПа	Прочность на изгиб/сжатие при Т=75 °С, Р=40,0 МПа
ЦТ Active 160А	0,48	243	1800	34	4,1/10
ЦТ Active 160А+0,02% НТФ	0,48	>250	1800	106	1,0/2,3
ЦТ Active 160А+ 0,01% НТФ	0,48	250	1800	70	2,9/4,5

Таблица 29 – Сведения о результатах исследований свойств образцов тампонажного цемента, выдержанных в условиях циклического воздействия высокой температуры

Состав тампонажного раствора, %	Плотность, кг/м³	В/Ц	Сроки схватывания, ч-мин		Водоотделение, мл	Растекаемость, мм	Прочность на изгиб/сжатие при циклическом воздействии температуры 220 °С, МПа						Изменение прочности после 5 циклов, %
			начало	кон ец			ОЗЦ 48 ч	1 цикл (3 сут)	2 цикл (4 сут)	3 цикл (5 сут)	4 цикл (6 сут)	5 цикл (7 сут)	
ПЦТ I-G 70% + 30% кв. мука R300	1850	0,44	6-34	7-59	0,5	205	4,0/8,2	2,7/14,6	6,0/17,2	5,1/19,6	4,4/16,3	4,4/15,2	10/85,2
ПЦТ I-G 70% + 30% кв. мука R6	1800	0,44	5-43	8-00	0	245	4,1/10,5	3,6/13,8	3,3/14,6	5,0/5,3	5,0/14,6	5,7/7,8	39/-13,5
ЦТ Active 160A – 100%	1800	0,48	6-57	8-24	0,5	243	4,1/10	3,5/13,6	4,0/16,6	4,3/18,8	4,7/19,4	5,8/20,2	41,4/102
ПЦТ I-G 70 % + 30 % кв. песок серый+ 3% NaCl+0,3% ВР-08 +0,01 Пента-463	1900	0,44	5-00	9-00	7	240	4,8/10,8	3,6/11,7	3,7/10,3	1,8/10,4	3,0/12,2	2,2/14,2	-45,8/31,5
ПЦТ I-G 100% + 3% NaCl + 0,3% ВР-08 + 0,01% Пента-463	1850	0,44	5-10	6-30	0	185	4,43/9,15	2,9/14,8	3,4/9,0	2,9/12,1	3,4/5,5	2,9/11,5	-65,5/25,7
ПЦТ I-G 70% + 30% кв. мука R10	1860	0,44	7-01	9-10	1	240	3,2/7,1	3,1/13,1	6,2/19,4	4,7/14,2	3,8/5,6	3,4/17,2	6,3/142,2
ПЦТ I-G 90% + 10% микрокремнезем	1890	0,5	5-14	6-58	0	225	4,6/11,5	4,0/13,0	2,2/14,5	3,7/8,6	4,0/9,0	4,0/17,9	-13,0/55,6
ЦТ «Терм-1» - 100%	1800	0,5	6-27	7-21	0	245	2,4/5,2	2,9/5,8	3,8/8,4	4,6/7,2	2,9/6,5	3,6/8,9	50/71,2
ПЦТ I-G 70% + 30% кв. песок белый + 3%NaCl+0,3 % ВР-08 + 0,01% Пента-463	1880	0,44	4-35	9-18	6	255	5,4/10,5	3,5/16,5	3,8/ 11,5	3,6/7,9	4,5/18,1	3,2/12,7	-59,3/20,9

Примечание: в Таблице представлены усредненные значения показателей, проведенные по трем параллелям испытаний

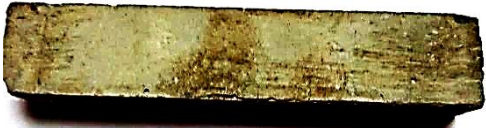
Образцы	Внешний вид образца после цикла термической нагрузки		
	10 цикл (160 °С)	10 цикл (200 °С)	10 цикл (300 °С)
ЦТ Active 160А			
КАРБОН-БИО-ЗЯР			
ШПЦС-200			

Рисунок 25 – Результаты испытаний термостойкости камня из ЦТ Active 160А, КАРБОН-БИО-ЗЯР, ШПЦС-200

Дальнейшим испытаниям были подвергнуты термостойкие тампонажные материалы, основываясь на результатах лабораторных испытаний и анализе доступной информации по их термостойкости. В качестве наиболее подходящих материалов для цементировки обсадных колонн скважин с ТГВ на Средне-Назымском месторождении были выбраны серия TermoLight от ООО «Спеццементсервис» и цементно-кварцевая смесь (Таблица 30).

Таблица 30 – Сведения о результатах испытаний составов серии TermoLight и цементно-песчаной смеси

Наименование показателя	ПЦТ I-G 70 %, Кварцевая мука 30%	TermoLight-5	TermoLight-4	TermoLight-9
Плотность раствора, кг/м ³	1900	1500	1400	1900
В/Ц	0,42	0,51	0,6	0,38
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний термостойкость при 200 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	1,7 7,0	-	-	2,7 18,0
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний на термостойкости при 160 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	-	0 0	3,6 13,6	-
Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при 90 °С, - на изгиб - на сжатие	1,9 7,5	2,6 8,2	2,5 7,5	2,7 12,1
Прочность цементного камня после 10 циклов испытаний на термостойкости при 300 °С, МПа, - на изгиб - на сжатие	1,5 6,4	-	-	2,7 25,0

Испытания показали, что цементы TermoLight-5 и цементно-кварцевой смеси (содержащей 70 % ПЦТ I-G и 30 % кварцевой муки) удовлетворяют представленным ранее требованиям. Сформированные образцы на их основе имеют тенденцию снижения прочности после термической нагрузки. Визуальный

контроль показал, что образец цементного камня из TermoLight-5 подвергся деструкции после пятого цикла воздействия: появились трещины (Рисунок 26). Испытания на прочность показали полное разрушение цементного камня из состава TermoLight-5.

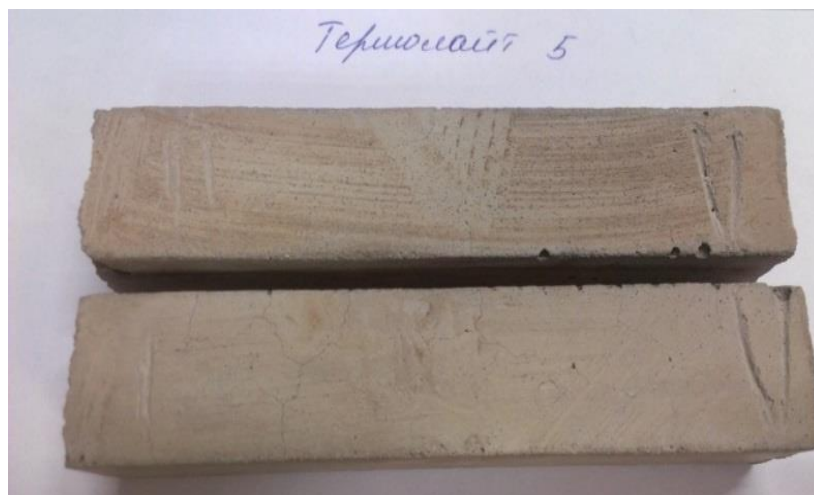


Рисунок 26 – Внешний вид образцов TermoLight-5 после 5 циклов воздействия температуры 160 °С

Образцы цемента из смесей TermoLight-4 и TermoLight-9 не показали видимых признаков разрушения после десяти циклов испытаний (Рисунки 27, 28).

Прочность образца цементного камня из цемента TermoLight-4, наоборот, увеличилась под воздействием температуры. Образец TermoLight-9 сохранил свою прочность на прежнем уровне.



Рисунок 27 – Фотографии образцов тампонажного камня TermoLight-4 после десятого цикла воздействия температуры 160 °С



Рисунок 28 – Фотографии образцов тампонажного камня TermoLight-9 после десятого цикла воздействия температуры 300 °С

Также были проведены испытания на термостойкость цементного камня с использованием ультразвукового измерителя прочности цементного камня - OFITE USA 120-50. Испытания проводились при 200 °С (максимальный уровень температуры для этого типа оборудования) и давлении 21 МПа (ожидаемый уровень давления в скважине на цементный камень).

Результаты исследований представлены в Таблице 31 и на Рисунках 29–31.

Все цементы показали снижение прочности цементного камня при повышении температуры до 200 °С. При этом песчано-кварцевая смесь и цемент ПЦТ I-G продемонстрировали резкое снижение прочности, в то время как состав TermoLight-9 показал незначительное снижение прочности.

Таблица 31 – Сведения о результатах исследований термостойкости цементного камня ультразвуковым методом на основе смеси ПЦТ I-G и кварцевой муки, чистого цемента ПЦТ I-G и состава TermoLight-9

Наименование	Прочность через 24 часа, МПа	Продолжительность исследований, час:мин	Прочность после набора температуры 200 °С, МПа	Конечная прочность, МПа
ПЦТ I-G – 100%	12,8	120:20	6,0	2,3
ПЦТ I-G – 70% Кварцевая мука – 30%	7,8	118:00	4,9	4,9
TermoLight-9 – 100%	11,0	194:35	10,0	12,5



Рисунок 29 – График процесса набора прочности тампонажного цемента на основе чистого цемента ПЦТ I-G

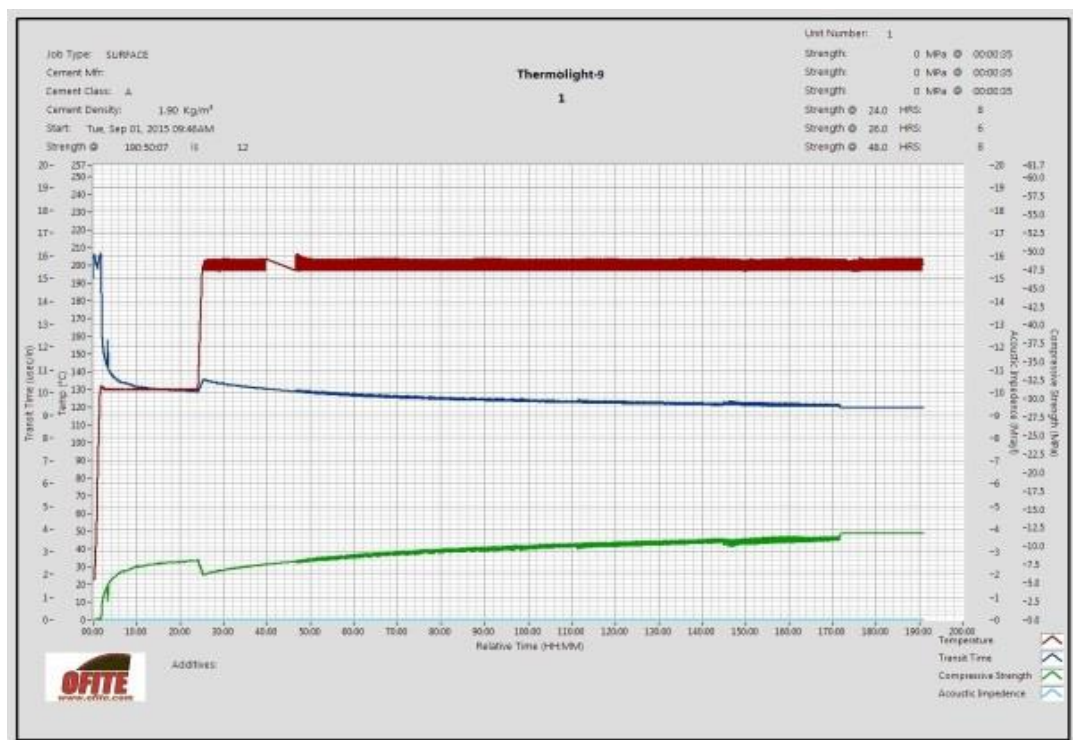


Рисунок 30 – График процесса набора прочности тампонажного цемента ThermoLight-9



Рисунок 31 – График процесса набора прочности тампонажного цемента ПЦТ I-G с песком

На Рисунке 32 представлена фотография образца цементного камня без добавления ПЦТ I-G после теплового воздействия, где четко видны признаки коррозии из-за нагрева.

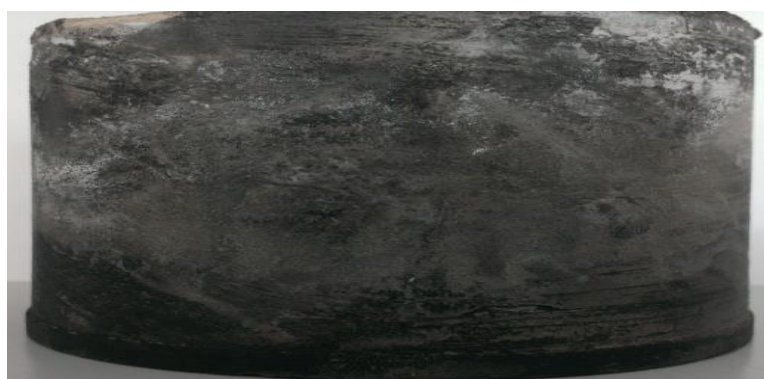


Рисунок 32 – Фотография образца цементного камня на основе бездобавочного ПЦТ I-G после термического воздействия

На Рисунке 33 представлен снимок образца цементного камня на основе TermoLight-9 после высокотемпературного воздействия, без признаков термической коррозии.



Рисунок 33 – Образец цементного камня на основе TermoLight-9 после термического воздействия

«Базовый» тампонажный цемент TermoLight-9 предназначен для цементирования неглубоких (до 1000 м) скважин и обладает высокими показателями водоотдачи и быстрым загустеванием – 36 минут (Рисунок 34).

У «базового» тампонажного цемента TermoLight-4 на наш взгляд также недостаточно высокие седиментационные и прочностные характеристики, что также требует его доработки.

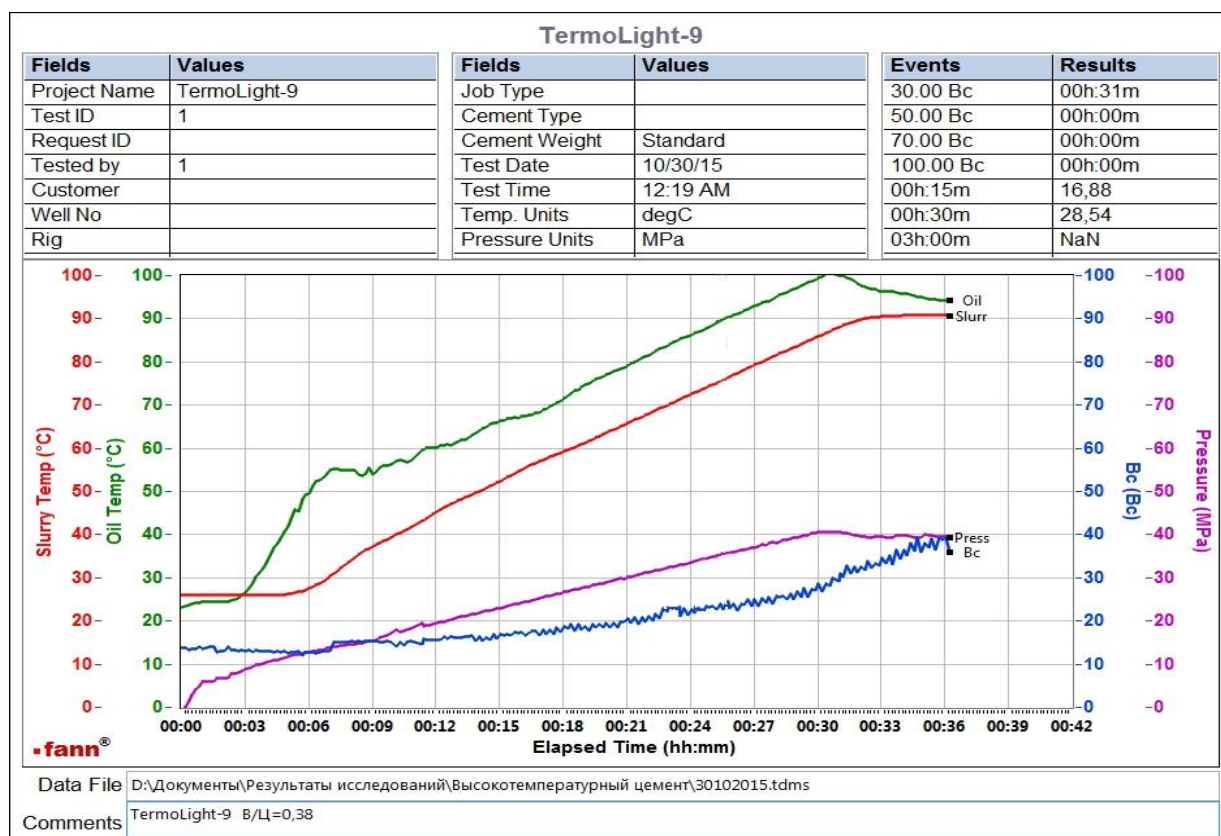
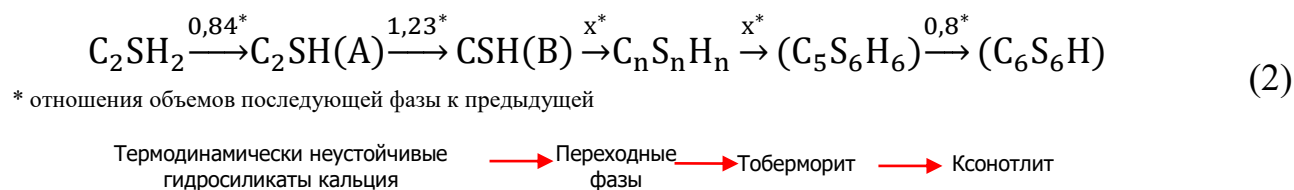


Рисунок 34 – Характер загустевания «базового» TermoLight-9

Таким образом, по данным лабораторных исследований было выявлено, что наилучшей термостойкостью среди облегченных ТТМ при циклической термической коррозии обладает состав TermoLight-4, среди ТТМ нормальной плотности состав TermoLight-9.

4.2 Метод оптимизации фракционного состава смеси и улучшения тампонажно-технических свойств тампонажных цементов

В предыдущей главе были представлены результаты обзора исследований о материалах и свойствах ТТМ, где было показано, что для придания затвердевшему на их основе камню термостойкости необходимо, чтобы состав продуктов твердения был представлен в основном низкоосновными гидросиликатами кальция, поскольку одной из причин деструкции является образование термодинамически нестабильных продуктов твердения между пустотами крупных зерен. Процесс межфазных переходов может быть описан следующей схемой:

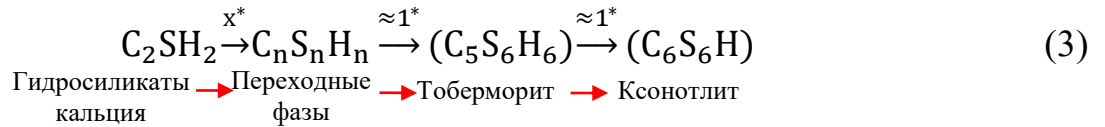


Для повышения термостойкости необходимо структурированное равномерное введение кремнеземсодержащих наполнителей, избыточное количество которых приводит к загущению системы.

Их равномерное распределение по всему объему обеспечивает также равномерное протекание фазовых переходов в процессе кристаллизации, однородность продуктов твердения, сокращение количества фазовых переходов при формировании термодинамически устойчивых гидратообразований,

а следовательно, и снижение величины внутренних напряжений в цементном камне, из-за изменения их объемов.

Принципиальная схема осуществления фазовых переходов может быть представлена следующим образом:



* отношения объемов последующей фазы к предыдущей

Наполнители для вяжущих материалов представляют собой дисперсные природные и техногенные вещества, преимущественно неорганического состава, которые незначительно растворяются в воде (что отличает их от химических добавок) и характеризуются крупностью зерен менее 0,16 мм (что отличает их от заполнителей). Желательно использовать такие наполнители, которые химически близки к вяжущим веществам, например таким, как портландцемент.

Способ заполнения пространства шарами одинакового радиуса, при котором расстояния между центрами частиц минимальны, называются плотнейшими упаковками [126, 127].

Тампонажные материалы обычно представляют собой сыпучие полидисперсные системы, которые являются смесью минеральных частиц произвольной формы и размера. Согласно теории создания плотнейшей упаковки в сухих смесях с непрерывным гранулометрическим составом, зернистые материалы можно в первом приближении рассматривать как шары определенного диаметра [103], при этом для создания плотной структуры их смеси необходимо использовать двух- или полидисперсные (содержащие частицы двух и более размерностей) композиции. Пустоты, образующиеся при любом виде упаковки, заполняются частицами меньшего размера, что уменьшает общую пустотность и увеличивает плотность упаковки, поэтому меньшая фракция должна быть значительно меньше размеров пустот, образующихся в частицах крупной фракции.

Для расчета плотнейшей упаковки систем с непрерывным зерновым составом, таких как цементные и бетонные смеси, используют метод построения

оптимальных гранулометрических кривых [128, 129] через функцию распределения. Существует несколько вариантов уравнений, описывающих ее. Первый вариант расчёта был предложен Фуллером [130] (1905) и Андреасеном (1930) и имеет вид:

$$A_i = 100(d_i/d_{\max})^n, \quad (4)$$

где A_i – прохождение сечение частиц, %, через условное сито размером d_i , мм;
 $d_{\max}$ – наибольший размер зерна в смеси, мм (или апертура верхнего сита);
 n – коэффициент распределения, равный по Фуллеру 0,5; по Андреасену (для пространственного распределения) – 0,37 [130].

В 20-х годах XX века М. Болонеем предложено уравнение функции распределения плотных смесей заполнителя, которое в последующем активно использовалось для расчета плотнейшей упаковки тяжелого бетона [131]:

$$A_i = B + (100 - B) \sqrt{d_i/d_{\max}}, \quad (5)$$

где B – коэффициент, вводимый в уравнение для расчета щебенистых и малопластичных смесей ($B = 10$), пластичных смесей с гравием ($B = 12$) или пластичных смесей со щебнем ($B = 14$); остальные обозначения те же, что и в уравнении Фуллера.

Одновременно с представленными исследованиями Швейцарской федеральной лабораторией по испытанию материалов предложен свой вариант построения кривой гранулометрического состава плотных смесей и описываемой уравнением:

$$A_i = 0,5 \cdot (d_i/d_{\max} + \sqrt{d_i/d_{\max}}), \quad (6)$$

Дорожные строители США в 20-х годах XX века пользовались уравнением Тэлбот-Ричарда (Гуммеля) [132, 133]:

$$A_i = 100 \cdot (d_i/d_{\max})^m, \quad (7)$$

где m – экспериментально найденный показатель степени, изменяющийся в пределах от 0,46 до 0,52 (по Гуммелю – показатель степени m может колебаться от 0,1 до 1). При $m = 0,5$ получается уравнение Фуллера.

Существует также метод построения кривых Китт-Пеффа с уравнением [134]:

$$A_i = 100 \frac{(d_i/d_{\max})^m - d_{\min}/d_{\max}}{1 - d_{\min}/d_{\max}}, \quad (8)$$

где $d_{\min}$ – наименьший размер зерна в смеси, мм.

Или кривые просеивания, предложенные Функом и Дингером (1994), уравнение которых имеет вид [135]:

$$A_i = 100 \frac{d_i^n - d_{\min}^n}{d_{\max}^n - d_{\min}^n}, \quad (9)$$

Эмпирический анализ кривых показывает, что коэффициент распределения n оказывает влияние в основном на содержание частиц средних размеров, и на основании экспериментов авторами [129, 136] утверждается, что более точные результаты получаются при использовании коэффициента n равного 0,5. Поэтому наибольшее распространение получили методы построения кривых, предложенные Фуллером, Функом и Дингером [128].

Согласно теории плотнейшей упаковки и кривых распределения для создания наибольшей плотности заполнения оптимальное соотношение двух (основных по размеру) фракционных систем составляет 70 % крупной и 30 % мелкой фракции, для трех фракционных смесей соотношение фракций: крупная фракция – 55÷65 %; средняя – 25÷35 %; мелкая – 10÷15 % [130].

При помощи правильного подбора размера и объема частиц твердой фазы можно получить растворы с высокой растекаемостью и плотностью до 2600 кг/м³ при минимальном водосмесевом соотношении [102], а полученный таким образом цементный камень будет в 1,5–2 раза прочнее, чем тампонажный камень, полученный стандартными способами [137].

Применение подхода создания структуры плотнейшей упаковки позволяет максимально заполнить пустоты между частицами разных фракций и вытеснить избыток воды (снизить водопотребность и водосмесевое соотношение), способствуя повышению плотности раствора и прочности формируемого камня. Оптимальный подбор фракционного состава твердой фазы позволяет снизить трение между твердыми частицами за счет перераспределения силы трения-скольжения в силу трения-качения, способствуя снижению реологических характеристик. Вода играет роль компонента, смазывающего твердые частицы.

При этом в составе смеси должно быть не менее трех компонентов различных полидисперсных фракций.

Таким образом, фракционный способ подбора состава полидисперсной тампонажной смеси, состоящей из более чем двух компонентов, позволит получить тампонажный раствор, обладающий высокой растекаемостью и низкой седиментацией, а полученный тампонажный камень высокими прочностными характеристиками и активно противостоять термической агрессии.

4.3 Результаты исследований и разработка рецептур термостойких тампонажных цементов для условий крепления скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-Назымском месторождении

В предыдущих разделах нами было показано, что при реализации термогазового воздействия на пласт цементное кольцо подвергается значительным теплофизическим нагрузкам, в особенности:

- в нижней части нагнетательных скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны и во всем интервале хвостовика скважины) до 300 °С;
- в нижней части добывающих скважин (250 м от башмака эксплуатационной колонны) до 200 °С;
- в верхней части добывающих скважин до 160 °С.

Согласно проведенному компьютерному моделированию процесса проведения ТГВ на крепь скважины возможны нагрузки до 43 МПа, поэтому прочность тампонажного камня хвостовиков нагнетательных скважин должна быть не менее 45,0 МПа на сжатие через 30 суток твердения, к началу процесса закачивания водо-воздушной смеси в пласт.

Введение минеральных наполнителей, таких как тонкоизмельченные доменные гранулированные шлаки, кремнеземистая опоковидная порода, гранулированные шлаки ТЭС, тонкодисперсная зола ТЭС и доменная мука увеличивают прочность цементного камня и улучшают седиментационную

устойчивость раствора [67]. Указанные минеральные наполнители могут заменить до 30% вяжущего, сохраняя требуемую подвижность смесей [67].

Добавки-наполнители могут быть классифицированы по гидравлической активности на неактивные (инертные) и активные.

Неактивные минеральные добавки-наполнители состоят из тонкомолотых или тонкодисперсных материалов, не обладающих гидравлической активностью при низких температурах ($<100\text{ }^{\circ}\text{C}$), таких как кристаллический кремнезем, глинозем и т. д. Активные минеральные добавки-наполнители, в свою очередь, обладают в этих условиях гидравлической активностью и состоят из тонкомолотых или тонкодисперсных материалов природного или искусственного происхождения, содержащих аморфный кремнезем. Указанные материалы улучшают гидравлические свойства портландцемента и снижают проницаемость камня, что приводит к увеличению его прочности [77, 138, 139].

Неактивные минеральные добавки получают из глинистых, песчаных, кремнистых и доломитизированных известняков (осадочных горных пород, ракушечника, песчаника и песков глинистых грунтов, лесс, маршалитов), а также колошниковой пыли (частицы, улавливаемые из отходящих доменных газов) [139].

Активные минеральные добавки бывают:

а) природного происхождения [77]:

1) осадочно-органогенные – диатомиты, трепела, трепеловидные опоки, кремнеземистая опоконидная порода;

2) вулканического происхождения - трасс, пуццолан, пемза, туф вулканический [61];

б) искусственного происхождения [60]:

1) шлаки-доменные гранулированные и отвальные, тепловых электростанций, фосфорные (отходы электротермического способа производства фосфора, содержащие до 95 % CaO и SiO_2) [63];

2) обожженные глины - глиежи, цемянки; нефелиновый (белитовый) шлак (отход глиноземного производства, содержащий до 80 % белита), сиштоф (отход при производстве сернокислого алюминия и квасцов) [59];

3) соединения фосфора (P_2O_5) и фтора (F_2O_3) [77];

4) золы [63] .

Целесообразнее использовать активные наполнители. Это способствует уплотнению структуры и активно влияет на физико-химические процессы, происходящие в твердеющем вяжущем материале.

Наиболее широкую доступность из перечисленных выше материалов имеет тонкодисперсная зола ТЭС и конденсированный тонкодисперсный кремнезем [140], которые способствуют улучшению механических свойств цемента.

Повысить седиментационную устойчивость раствора возможно за счет введения добавок, содержащих оксиды кремния, натрия, железа и алюминия. Проведенный поиск показал, что необходимые компоненты содержатся в отходах производства железорудной, сталелитейной промышленности и при сжигании топлива на некоторых ТЭС. После просушки и распределения по фракционному составу (данный вид работ выполняется перерабатывающим предприятием) указанные добавки становятся пригодными для их ввода в тампонажные смеси.

Тонкодисперсную золу теплоэлектростанций (ТЗТ) получают из золы - несгорающего остатка, образующегося из минеральных примесей топлива при полном его сгорании. Содержание золы в каменных и бурых углях находится в пределах от 1 до 45 %, в горючих сланцах - от 50 до 80 %, в топливном торфе – от 2 до 30 %, в дровах - обычно менее 1 %, в растительном топливе других видов – от 3 до 5 %, в мазуте - до 0,15 %.

В качестве добавки в тампонажные цементы предпочтительно применять золы, получаемые при сжигании каменных углей, т.к. у этого вида зол химический состав частиц сходен с цементным клинкером [140].

При этом ввод в состав тампонажного цемента ТЗТ замедляет скорость набора прочности цементного камня, что впоследствии будет благоприятно сказываться на долговечности цементного кольца.

Проведенный анализ химического состава зол, получаемых от сжигания углей, добытых на различных месторождениях Уральского и Сибирского регионов показал (Таблица 32), что наибольшее содержание Al_2O_3 находится в золах,

получаемых при сжигании углей «Экибастузского угленосного бассейна», в частности на ТЭС, расположенной в п. Рефтинский Свердловская области.

Таблица 32 – Химический состав зол, получаемых от сжигания углей различных бассейнов

Оксиды, %	Среднее содержание оксидов в клинкере, %	Среднее содержание оксидов в золе, получаемой от сжигания угля «Экибастузского бассейна», %	Среднее содержание оксидов в золе, получаемой от сжигания угля «Новокузнецкого бассейна», %	Среднее содержание оксидов в золе, получаемой от сжигания угля «Южно-уральского бассейна», %
SiO ₂	22,2	50–60	50–60	58–65
Al ₂ O ₃	4,6	25–35	20–40	19–30
Fe ₂ O ₃	4,5	1,8–6,0	1,0–5,0	1,8–5,0
CaO	65,2	1,0–5,0	0–0,2	0,0
MgO	2,6	0,5–2,0	0–2,0	1,5–2,5
SO ₂ /SO ₃	0,2	0–0,1	-	-
Na ₂ O	-	0,3–2,0	1,0–6,0	-
K ₂ O	-	0–6,0	-	-

Доведение до товарной кондиции зол Рефтинской ТЭС (просушка, измельчение, очистка от посторонних примесей, получение полых алюмосиликатных микросфер и др.) осуществляет ООО «Спеццементсервис» г. Екатеринбург. Этим же предприятием производится цемент TermoLight-9.

ТЗТ поставляется на промышленный рынок под маркой КМД-Н (ТУ 5712-011-80338612-2008).

Среди техногенных добавок, проявляющих пуццолановую активность (способность вяжущих веществ связывать Ca(OH)₂ в устойчивые гидратные фазы)

и вяжущие свойства, особое внимание уделяется аморфному кремнезему Microsilica [67]. Минеральный наполнитель Microsilica представляет собой пыль с микроскопическими шариками (микросферами) размером 0,1–0,3 мкм. При добавлении в строительный раствор или бетонную смесь сферическая форма частиц усиливает эффект качения частиц по поверхности друг друга, а кремнезем обладает «пуццолановой» активностью.

Сферическая форма микрофер кремнезема облегчает перемешивание и равномерное распределение компонентов внутри смеси. Равномерное распределение компонентов способствует образованию однородных кристаллов со схожим минеральным составом при твердении. За счет однородности значительно возрастают как прочностные характеристики цементного камня, так и водонепроницаемость, следовательно, и долговечность его стойкости к факторам коррозии, в том числе термической деструкции.

Таким образом, добавление тонкодисперсной золы ТЭС и микрокремнезема в цементную смесь повышает прочность цементного камня, седиментационную устойчивость раствора и термостойкость тампонажных материалов.

В соответствии с предложенной функцией распределения (4) для каждого разрабатываемого тампонажного материала была произведена корректировка фракционного состава (Таблица 33) и построена зависимость кривой рассеивания смеси (принятая в качестве эталонной), под которую были подобраны трехкомпонентные составы, обладающие структурой плотнейшей упаковки.

Таблица 33 – Фракционный состав тампонажных цементов серии TermoLight

Тампонажный цемент	Содержание фракций мас. %								
	0,1	0,08	0,071	0,063	0,05	0,04	0,032	0,02	<0,02
TermoLight-9	2,03	3,29	20,67	24,85	10,44	1,26	2,19	3,34	31,93
TermoLight-9 (300)	3,46	5,24	19,71	23,14	9,77	1,22	2,07	3,18	32,23
TermoLight-4	11,33	16,65	25,34	9,43	4,33	17,65	9,39	4,69	1,19
TermoLight-4 (160)	11,41	16,73	24,98	9,32	4,28	17,30	9,22	4,63	2,13

При подборе фракционного состава, близкого к эталонным, было выявлено, что для цементов TermoLight наиболее эффективными наполнителями по дисперсности являются тонкодисперсная зола ТЭС и микрокремнезем (Рисунок 35), поставляемые под торговыми марками КМД-Н (ТУ 5712-011-80338612-2008) и МКУ-85 Н (ТУ 5712-011-80338612-2008) соответственно в соотношениях:

- состав нормальной плотности - TermoLight-9 – 100 %, КМД-Н – 5,0 %, МКУ-85 – 3,0 %;
- облегченный состав - TermoLight-4 – 100 %, КМД-Н – 1,0 %, МКУ-85 – 1,0 %;

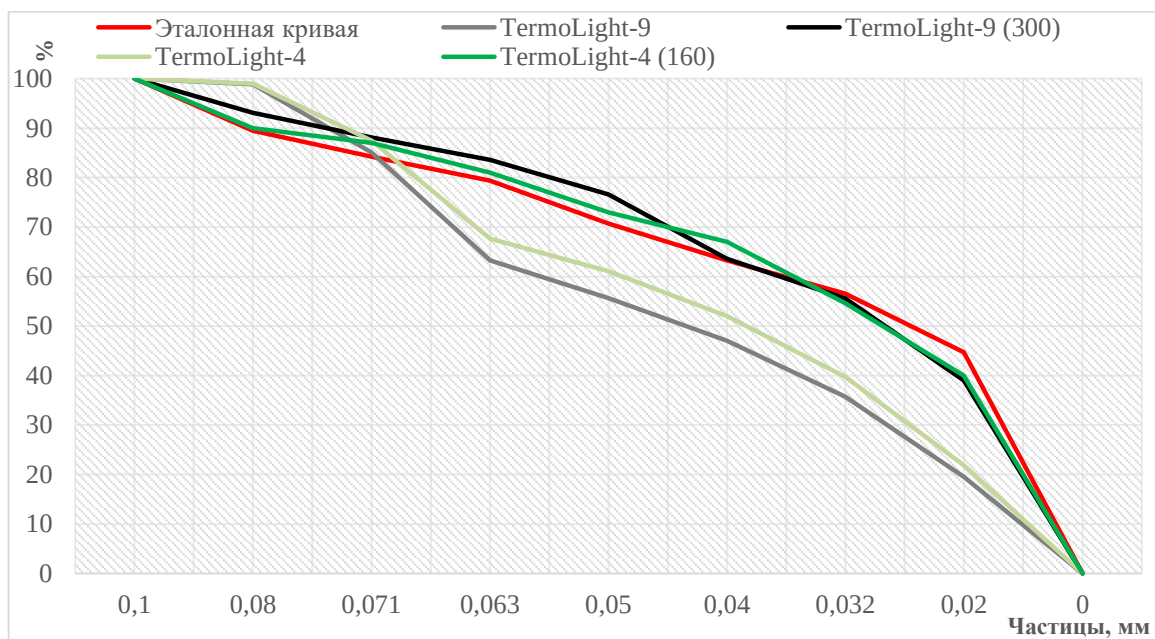


Рисунок 35 – Кривые рассеивания для цементов серии TermoLight

Для оценки сходимости фактических значений кривых рассеивания цементов TermoLight и эталонной кривой были рассчитаны коэффициенты корреляции и построены регрессионные прямые путем применения метода наименьших квадратов, реализованном в программном комплексе Statsoft Statistica 13.5 (Рисунки 36, 37).

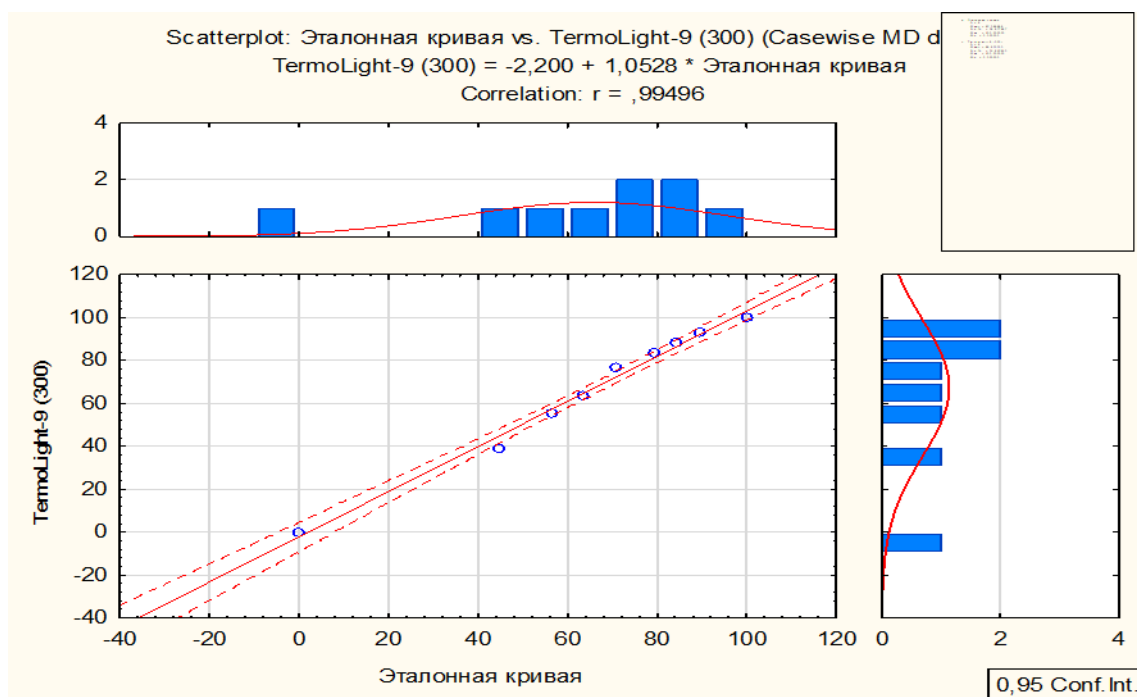


Рисунок 36 – Коэффициенты корреляции для цемента TermoLight-9 (300)

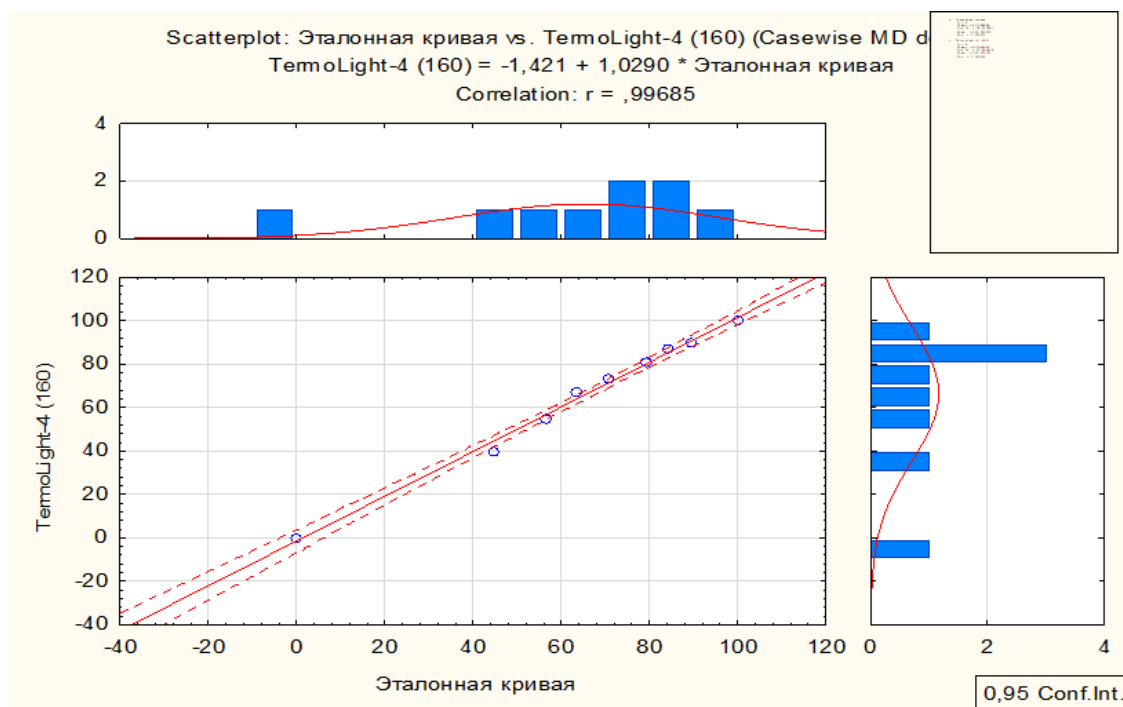


Рисунок 37 – Коэффициенты корреляции для цемента TermoLight-4 (160)

Для кривой рассеивания тампонажного цемента TermoLight-9 (300) коэффициент корреляции составляет 0,995, а для тампонажного цемента TermoLight-4 (160) коэффициент корреляции составляет 0,997. Высокие

значения коэффициентов корреляции подтверждают наличие структуры плотнейшей упаковки в модифицированных цементных смесях.

В результате проведенных лабораторных исследований было подтверждено, что составы, соответствующие эталонной кривой рассеивания, представленные в Таблице 34, обладают высокими значениями по термостойкости, устойчивости к седиментации и прочности при длительном твердении, в том числе и в условиях повышенных температур Средне-Назымского месторождения:

По результатам предложены цементные смеси TermoLight-9 (300) и TermoLight-4 (160), которые устойчивы к термическому воздействию, обладают предельно низкой теплопроводностью. Тампонажные растворы на их основе имеют стабильные и прогнозируемые параметры как для атмосферных, так и для баротермальных условий.

Таблица 34 – Сведения о результатах исследований свойств тампонажных растворов и камня на основе цемента

TermoLight-9 и TermoLight-4 с добавкой КМД-Н и МКУ-85

[illegible]

На Рисунках 38 и 39 представлены рентгенограммы образцов сформированных из TTM ThermoLight-9 (300) после одного и 10 циклов воздействия температуры 300 °С.

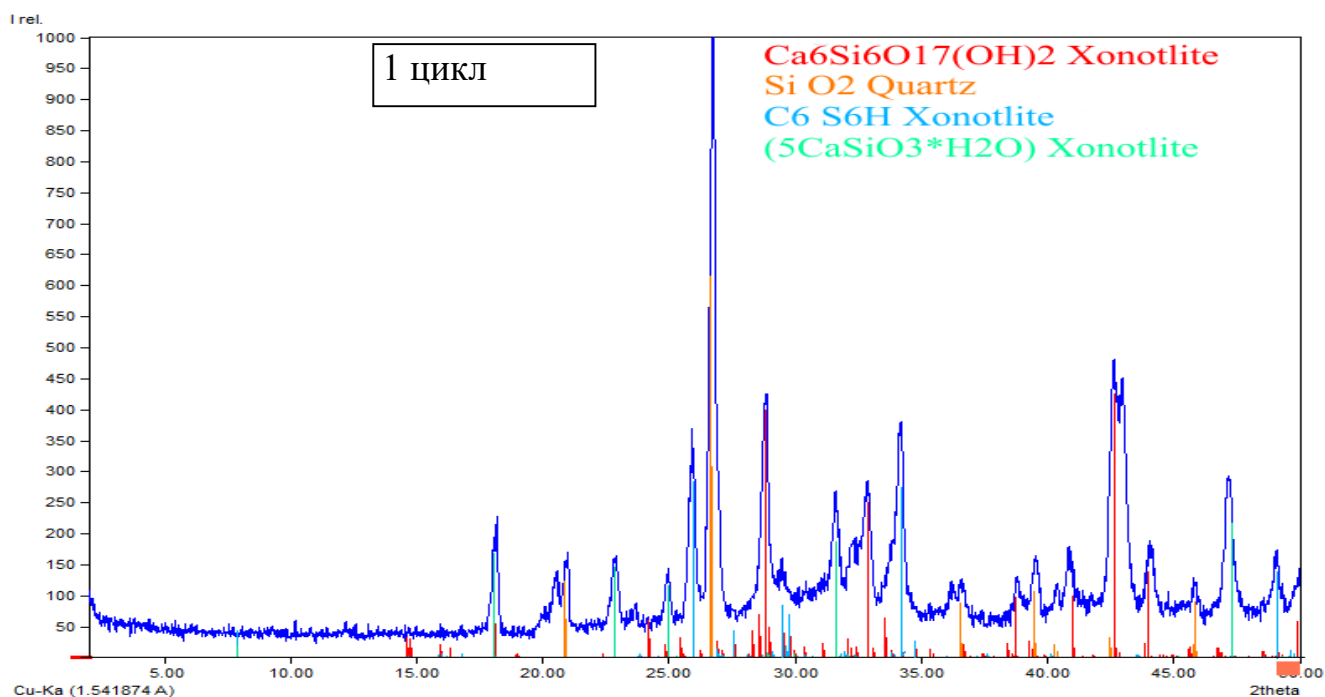


Рисунок 38 – Рентгенограмма разработанного ТТМ после одного цикла воздействия температуры 300 °С

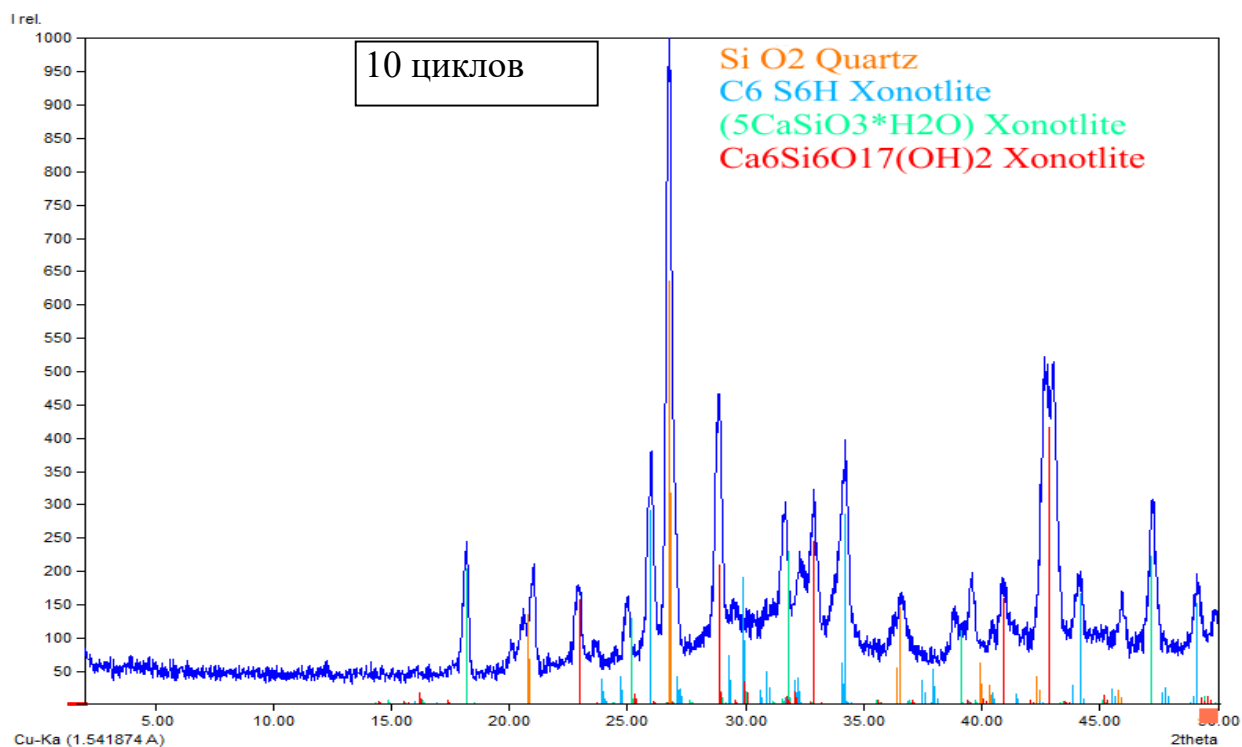


Рисунок 39 – Рентгенограмма разработанного ТТМ после 10 циклов воздействия температуры 300 °С

Можно предполагать, что основные фазовые переходы, осуществленные в процессе первого цикла термического воздействия (образование минералов типа ксонотлита C_6S_6H , $5CaSi_3 \cdot H_2O$, $Ca_6Si_6O_{17}(OH)_2$), являются основополагающими и в последующем на изменение физико-механических свойств сформированного камня их влияние малозаметно, оно может быть обусловлено только ростом кристаллов, т.е. структура камня является термостабильной (увеличение концентрации основных фаз ксонотлитов C_6S_6H , $5CaSi_3 \cdot H_2O$, $Ca_6Si_6O_{17}(OH)_2$). Данные исследования подтверждают возможность применения полученных составов в условиях циклического ТГВ.

Для регулирования физико-механических свойств растворов на основе тампонажных смесей применялся стандартный комплекс химреагентов, состоящий из водорастворимых полимеров на основе эфиров целлюлозы, дисперсантов, замедлителей сроков схватывания и пеногасителя.

Результаты проведения лабораторных испытаний по подбору рецептур тампонажных цементов TermoLight-9 (300) и TermoLight-4 (160) для крепления конкретных интервалов обсадных колонн скважин Средне-Назымского месторождения приведены в Таблице 35. Для каждого определяемого физико-механического показателя, характеризующего тампонажно-технические свойства цементов рассчитаны показатели точности измерений (расширенная неопределенность) с доверительным интервалом $P=0,95$ по ГОСТ 34100.1-2017 на основании проведенной серии экспериментов: (растекаемости, плотности, водоотделения, времени загустевания – по 3 испытаниям, прочности при изгибе по 6 испытаниям, прочности на сжатие по 12 испытаниям).

Более детальная информация о результатах подбора рецептур представлена в приложении Б.

Таблица 35 – Сведения о физико-механических свойствах рецептур тампонажных цементов (растворов, камня) для крепления обсадных колонн скважин Средне-Назымского месторождения

Состав смеси, %	В/Ц	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м³	Водоотделение, %	Водоотдача, см³/30 мин	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} =75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Прочность через 48 ч, МПа		Адгезия к металлу, МПа	Прочность через 10 циклов, МПа		Прочность через 30 суток, МПа	
							изгиб	сжатие		изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
Для цементирования нижней части (250 м от башмака) эксплуатационной колонны нагнетательных скважин TermoLight-9 (300) – TermoLight-9–100 %, дополнительно КМД-Н - 5,0 % (от массы TermoLight-9) и МКУ-85 - 3,0 %; (от массы TermoLight-9);													
TermoLight-9(300) – 100,0 GranCem Plast-1 – 0,20 GranCem GazBlock-2 – 0,10 GranCem FoamBlock – 0,05	0,41	250±13	1875±10	0,1±0,1	50±4	204±6	при 90 °С 5,1±0,5	при 90 °С 26,2±0,5	4,4±0,3	при 300 °С 5,2±0,4	при 300 °С 27,3±0,7	при 300 °С 8,2±0,4	при 300 °С 51,9±0,7
Для цементирования хвостовиков нагнетательных скважин TermoLight-9 (300) – TermoLight-9–100 %, дополнительно КМД-Н - 5,0 % (от массы TermoLight-9) и МКУ-85 - 3,0 %; (от массы TermoLight-9);													
TermoLight-9(300) – 100,0 GranCem Retard-1 - 0,20 GranCem Plast-1 - 0,20 GranCem GazBlock-2 - 0,20 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	250±15	1910±10	0,1±0,2	4,5±0,3	265±7	при 90 °С 4,0±0,4	при 90 °С 27,5±0,7	4,4±0,3	при 300 °С 4,5±0,3	при 300 °С 33,7±0,6	при 90 °С 8,2±0,5 при 300 °С 8,3±0,4	при 90 °С 48,8±0,6 при 300 °С, 51,0±0,7
Для цементирования нижней части (250 м от башмака) эксплуатационных колонн добывающих скважин TermoLight-9 (300) – TermoLight-9–100 %, дополнительно КМД-Н - 5,0 % (от массы TermoLight-9) и МКУ-85 - 3,0 %; (от массы TermoLight-9);													
TermoLight-9 (300) – 100,0 GranCem Plast-1 - 0,25 GranCem GazBlock-2 - 0,05 GranCem FoamBlock - 0,05	0,40	более 250	1890±10	0,1±0,1	80±2	232±6	при 90 °С 4,1±0,5	при 90 °С 22,3±0,7	4,3±0,3	при 200 °С 4,7±0,4	при 200 °С 23,8±0,7	при 200 °С 7,1±0,5	при 200 °С 43,8±0,7
Для цементирования верхней части эксплуатационных колонн добывающих скважин TermoLight-4 (160) – TermoLight-4–100 %, дополнительно КМД-Н - 1,0 % (от массы TermoLight-4) и МКУ-85 - 1,0 % (от массы TermoLight-4)													
TermoLight-4 (160) – 100,0 GranCem Retard-1 – 0,18 GranCem PV-1 – 0,20 GranCem FoamBlock – 0,05	0,7	более 250	1360±10	0,4±0,1	90±5	213±4	при 40 °С 1,8±0,4	при 40 °С 4,8±0,4	2,0±0,4	при 160 °С 4,8±0,4	при 160 °С 15,4±0,6	при 160 °С 4,3±0,3	при 160 °С 15,4±0,5

4.4 Разработка тампонажных цементов для цементировании скважин в условиях АВПД и высоких температур

Бурение глубоких скважин, как правило, осложнено вскрытием пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и повышенной температурой. На территории Российской Федерации такие горизонты отмечены практически во всех нефтегазоносных провинциях и областях: Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Скифско-Туранской, Восточно- и Западно-Сибирской. АВПД встречаются в отложениях от неоген-палеогеновых до ордовикско-силурийских, а в ряде случаев и в отложениях протерозойского фундамента. Коллекторы представлены песчаниками, алевролитами, известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Величины коэффициентов аномальности изменяются от 1,3 до 2,1–2,3 и более [141, 142].

На севере Западной Сибири пласты с АВПД и высокой температурой приурочены к ачимовской и баженовской свитам, юрским отложениям.

Растворы из термостойких тампонажных цементов плотностью более 2100 кг/м³ традиционно изготавливают на основе базовых портландцементов утяжелением их баритом, магнетитом и с добавлением кварцевого песка, шлака и других термостойких добавок. Утяжеленные и термостойкие цементы типа УЩЦ, ШЩС являются аналогами этих смесей, приготовленными в заводских условиях [54].

Из ранее представленного литературного обзора было выявлено, что утяжеленные термостойкие тампонажные материалы, применяемые для крепления скважин в условиях АВПД и высоких температур, имеют значительную усадку (цементного камня), которая может достигать 6% и более (Таблица 36).

Таблица 36 – Применяемые утяжеленные термостойкие тампонажные цементы для крепления скважин в условиях АВПД и высоких температур

Состав тампонажного цемента, %	В/Ц	Плотность, кг/м ³	Усадка, %
Портландцемент – 30 Барит – 50 Кварцевый песок – 20	0,34	2100	4,0
Портландцемент – 50 Магнетит – 40 Кварцевый песок – 10	0,35	2160	6,6
Портландцемент – 40 Железорудный концентрат – 40 Хроматный шлам – 20	0,3	2100	6,5
УШЦ-160 – 100	0,35	2000	1,25
ШПЦС-200 – 100	0,4	1980	2,0
Примечание: тампонажные смеси при проведении лабораторных исследований обрабатывались комплексом химреагентов (понижитель водоотдачи, пластификатор, замедлитель сроков схватывания) для обеспечения удовлетворительных физико-механических свойств.			

Это обусловлено тем, что утяжеляющие добавки по сравнению с портландцементными имеют повышенную плотность, а также менее выраженную гидравлическую активность и, следовательно, имеют меньшую водопотребность, что приводит к дополнительному высвобождению несвязанной воды в растворе. Совокупность данных факторов приводит к седиментационной неустойчивости тампонажных растворов.

Из исследований, проведенных авторами [143, 144], следует, что процесс контракции, происходящей в цементном камне, приводит к обезвоживанию и образованию трещин в корке бурового раствора на стенках скважины и обсадных трубах. Эти трещины могут послужить каналами для затрубных газонефтепроявлений и межпластовых перетоков. Кроме того, при значительной усадке цементного камня вследствие той же контракции, изоляционные свойства затрубного пространства обсадных колонн будут недостаточными.

Один из наиболее эффективных способов снижения усадки тампонажного раствора — уменьшение содержания свободной воды за счет снижения

водоцементного отношения. Однако это приводит к ухудшению реологических свойств тампонажного раствора, что затрудняет его применение при цементировании глубоких скважин.

Как было отмечено ранее, создание структуры плотнейшей упаковки с использованием построения кривых рассеивания по формуле 4 позволяют стабилизировать сложные тампонажные смеси, снизить водопотребление и значительно повысить тампонажно-технические свойства раствора/камня на их основе.

Для формирования требований, предъявляемых к тампонажным смесям, применяемым для крепления глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких пластовых температур был рассмотрен опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» который позволил сформулировать обобщенные требования, представленные в Таблице 37.

Таблица 37 – Требования к тампонажному цементу для применения при креплении глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких пластовых температур

Наименование показателя	Значение
Плотность раствора, кг/м ³ , не менее	2100–2300
Растекаемость цементного теста, мм, не менее	180
Водоотделение, %, не более	0
Водоотдача за 30 мин, см ³ , не более	250
Время загустевания раствора до консистенции 30 Вс, при t _{дин} =120 °С, Р = 72,0 МПа*, мин, не менее	240-360
Прочность цементного камня, через 24 часа твердения, при t _{ст} =150-200 °С*, МПа, не менее	12,0
Термостойкость, не менее	0,9
* термобарический режим цементирования обсадной колонны может изменяться в зависимости от конкретных геолого-технических условий скважины	

По результатам выполненного анализа лабораторных исследований разработаны утяжеленные термостойкие цементы с плотностью раствора

2150 кг/м³, отвечающие принятым требованиям, свойства которых представлены в Таблице 38.

Поскольку зоны АВПД с высокой температурой зачастую могут быть встречены непосредственно в процессе бурения, особенно при строительстве поисково-разведочных скважин, разрез которых недостаточно изучен, то в качестве основы для разработки и применения утяжеленного термостойкого цемента целесообразно применение наиболее распространенных компонентов, из которых в оперативном порядке можно приготовить состав для крепления скважин в условиях кустовой площадки.

В ходе проведенных исследований установлено, что наиболее оптимальными свойствами по термостойкости, седиментационной устойчивости и стабильности прочностных свойств при длительных сроках твердения в условиях повышенных температур и давления обладает цементная смесь № 3 (Таблица 38). В качестве наполнителей тампонажного материала применялись маршалит (кварц пылевидный марки Б (ГОСТ 9077-82) в качестве добавки, повышающей термостойкость тампонажного камня, баритовый концентрат КБ-ЗБ (ГОСТ 4682-84) в качестве утяжелителя

Для полученного состава тампонажной смеси и ее компонентов на основе ситового анализа по формуле 4 был произведен расчет состава, соответствующего структуре плотнейшей упаковки (Рисунок 40).

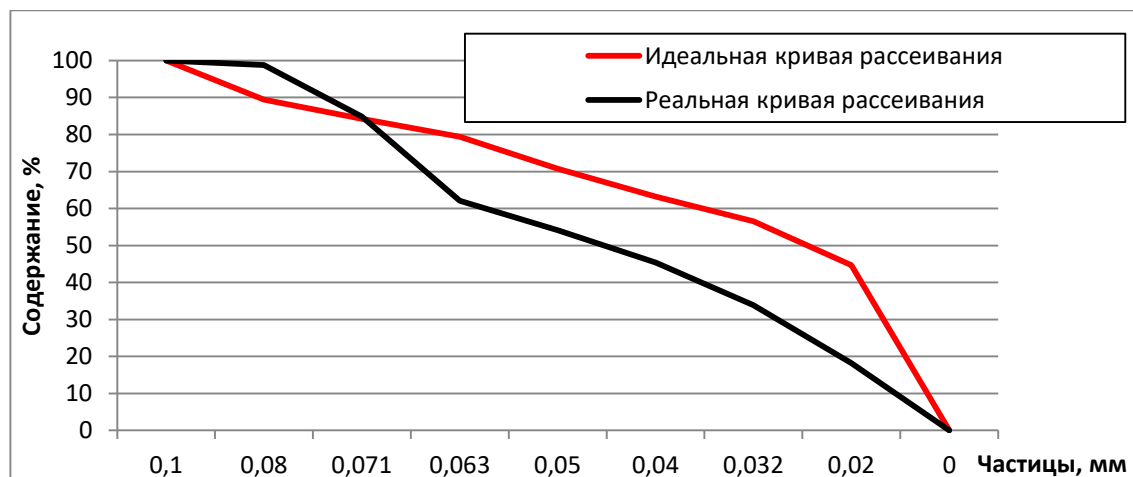


Рисунок 40 – Кривые рассеивания разрабатываемой тампонажной смеси

Таблица 38 – Сведения о физико-механических свойствах раствора/камня утяжеленных термостойких тампонажных цементов

№ п.п	Состав, %	В/С	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, %	Прочность при 200 °С и 72 МПа, МПа, через		Термостойкость
						1 сутки	3 суток	
1	ПЦТ-I-G-СС-1 - 50 Маршалит - 20 Барит - 30	0,3	2150	190	3,4	17,2	16,7	0,97
2	ПЦТ-I-G-СС-1 - 50 Кварцевая мука - 20 Барит - 30	0,3	2150	170	3,7	16,7	16,0	0,96
3	ПЦТ-I-G-СС-1 - 60 Маршалит - 15 Барит - 25	0,3	2150	180	1,9	18,1	17,7	0,98
4	ПЦТ-I-G-СС-1 - 45 Шлак белит - 35 Барит - 20	0,31	2150	180	3,3	12,4	11,3	0,91
5	ПЦТ-I-G-СС-1 - 25 Шлак белит - 40 МКУ-85 - 5 Барит - 30	0,31	2150	190	2,1	14,7	14,1	0,96
6	ПЦТ-I-G-СС-1 - 40 Шлак белит - 40 Барит - 20	0,31	2150	180	2,9	15,2	14,3	0,94
7	ПЦТ-I-G-СС-1 - 56 Маршалит - 20 Гематит - 24	0,31	2150	170	4,3	17,3	15,9	0,92
8	ПЦТ-I-G-СС-1 - 48 Маршалит - 25 Гематит - 24	0,31	2150	185	3,8	16,5	15,5	0,94
9	ПЦТ-I-G-СС-1 - 49 Маршалит - 25 Магнетит - 27	0,31	2150	180	4,1	16,9	15,4	0,91

По полученным расчетным значениям произведена корректировка фракционного состава разрабатываемого тампонажного цемента путем изменения концентрации исходных компонентов до получения кривой рассеивания максимально приближенной к идеальной (Рисунок 41).

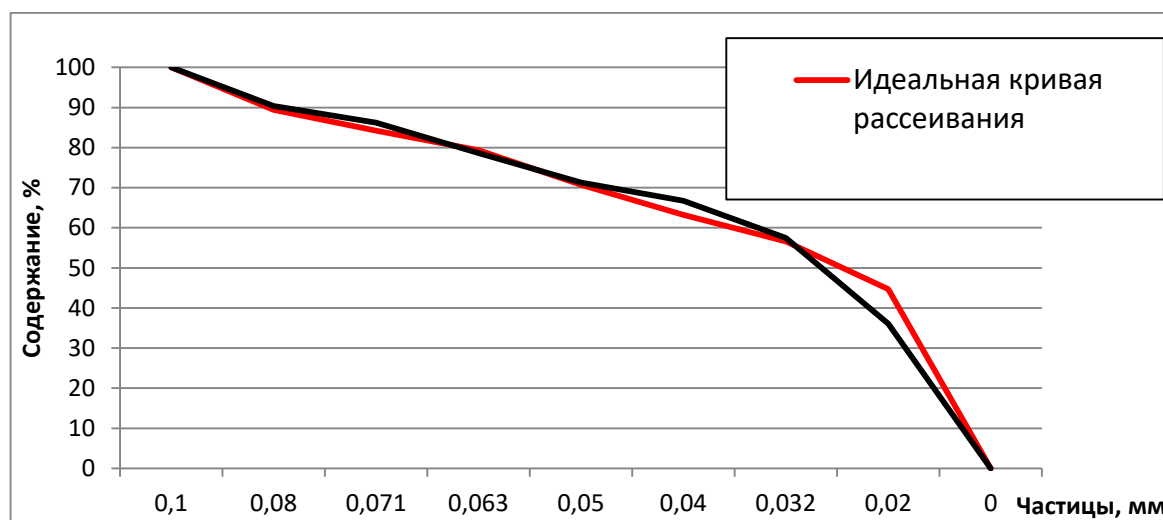


Рисунок 41 – Кривая рассеивания разрабатываемого состава тампонажной смеси

Тампонажно-технические свойства разрабатываемой тампонажной смеси представлены в Таблице 39.

Таблица 39– Сведения о свойствах раствора/камня тампонажного цемента, удовлетворяющего условию образования структуры плотнейшей упаковки

Состав, %	В/С	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, мм	Водоотделение, %	Прочность при 200 °С и 72 МПа, МПа, через		Термостойкость
					1 сутки	3 суток	
ПЦТ-I-G – 63 Маршалит – 17 Барит – 20	0,29	2150	220	0,4	38,6	43,2	1,12

В Таблице 40 представлены результаты лабораторных исследований по регулированию свойств тампонажного цемента стандартным комплексом химических реагентов.

Таблица 40 – Сведения о влиянии химреагентов на свойства тампонажного раствора с составом ПЦТ-I-G-CC-1 – 63%, маршалит – 17% и барит – 20%

№ п.п.	Химреагенты сверх массы тампонажной смеси, %: ПЦТ-I-G-CC-1 - 63 Маршалит - 17 Барит - 20	В/С	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м ³	Водоотделение, %	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} = 120 °С и Р = 72,0 МПа, мин
1	Petro Retard-1 – 0,1 Floss 110 LV – 0,1 PETRO DISPERS-1 – 0,1 NO FOAM – 0,06	0,29	210	2150	расслоился	-
2	Petro Retard-1 – 0,1 Floss 110 LV – 0,3 PETRO DISPERS-1 – 0,1 NO FOAM – 0,06	0,29	200	2150	расслоился	-
3	Petro Retard-1 – 0,1 HALAD 413 – 0,3 PETRO DISPERS-1 – 0,1 NO FOAM – 0,06	0,29	210	2150	3,8	163
4	Petro Retard-1 – 0,3 HALAD 413 – 0,5 PETRO DISPERS-1 – 0,1 NO FOAM – 0,06	0,29	230	2150	2,6	228
5	Petro Retard-1 – 0,3 Petro FL-1 – 0,5 PETRO DISPERS-1 – 0,1 NO FOAM – 0,06	0,29	220	2150	2,1	260

Продолжение Таблицы 40

6	Petro Retard-1-0,3 Petro FL-1 – 0,5 Easy Stab – 0,05 PETRO DISPERS-1- 0,1 NO FOAM - 0,06	0,29	180	2150	0	325
7	Petro Retard-1-0,3 Petro FL-1 – 0,5 Easy Stab – 0,05 PETRO DISPERS-1- 0,3 NO FOAM – 0,06	0,29	220	2150	0,9	373
8	Petro Retard-1 – 0,3 Petro FL-1 – 0,5 Easy Stab– 0,05 DPC – 0,3 NO FOAM – 0,06	0,29	220	2150	0	>400
9	Petro Retard-1 – 0,3 Easy Stab – 0,05 DPC – 0,3 NO FOAM – 0,06	0,29	225	2150	0	>400
10	Petro Retard-1 – 0,3 DPC – 0,3 NO FOAM – 0,06	0,29	>250	2150	0,6	>400
11	Petro Retard-1 – 0,1 Easy Stab – 0,04 DPC – 0,3 NO FOAM – 0,06	0,29	215	2150	0	351
12	Easy Stab – 0,02 DPC – 0,35 NO FOAM – 0,06	0,29	235	2150	0	256

По представленным в Таблице 40 данным видно, что тампонажно-технические свойства модифицированной тампонажной смеси при добавке комплекса химреагентов варьируются в широком пределе. Проведение дополнительных испытаний по определению термостойкости тампонажного камня показали, что тампонажная смесь № 12 соответствует требованиям к разрабатываемому составу для цементирования глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких пластовых температур (Таблица 41).

Таблица 41 – Сведения о свойствах раствора/камня тампонажного цемента для цементирования глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких пластовых температур

Наименование показателя	Значение
Состав, %	
ПЦТ-I-G-CC-1	63
Маршалит	17
Барит	20
Easy Stab, сверх 100%	0,02
DPC, сверх 100%	0,35
NO FOAM, сверх 100%	0,06
Водосмесевое отношение	0,29
Плотность раствора, кг/м ³	2150
Растекаемость цементного теста, мм	235
Водоотделение, %	0
Водоотдача за 30 мин, см ³	229
Время загустевания раствора до консистенции 30 Вс, при t _{дин} =120 °С, P = 72,0 МПа, мин	256
Прочность цементного камня, через 24 ч твердения, при t _{ст} =200 °С, МПа	38,6
Прочность цементного камня, через 48 ч твердения, при t _{ст} =200 °С, МПа	43,2
Термостойкость	1,12

Аналогично для смеси компонентов ПЦТ I-G, мелкодисперсного кварца и барита были разработаны составы тампонажных материалов для граничных значений плотности растворов 2100 кг/м³ и 2300 кг/м³ (Подобран фракционный состав (Таблица 42) и построена идеальная кривая рассеивания их смеси, в соответствии с которой разработаны оптимизированные по фракционному составу утяжеленные тампонажные растворы) (Рисунок 42).

Таблица 42 – Фракционный состав тампонажных утяжеленных термостойких цементов

Тампонажный цемент	Содержание фракций мас. %								
	0,1	0,08	0,071	0,063	0,05	0,04	0,032	0,02	<0,02
АВПД 2300 кг/м ³ (исх.)	0,82	2,77	22,39	9,31	35,32	8,64	6,67	5,25	8,83
АВПД 2300 кг/м ³ (разр.)	0,85	2,86	22,84	9,28	33,67	8,31	6,45	5,14	10,60
АВПД 2100 кг/м ³ (исх.)	1,57	5,30	38,83	12,06	15,74	5,17	4,35	3,76	13,22
АВПД 2100 кг/м ³ (разр.)	1,52	5,14	37,41	11,36	12,26	4,37	3,88	3,58	20,48

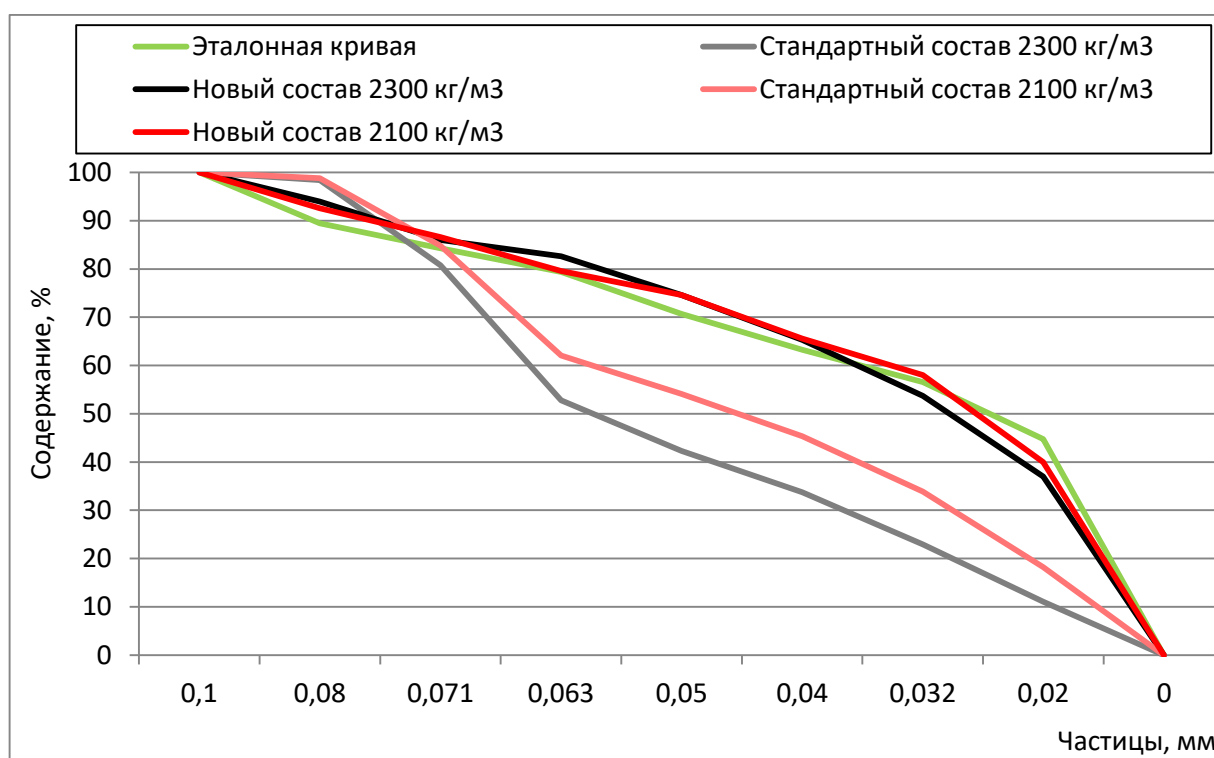


Рисунок 42 – Кривые рассеивания утяжеленных тампонажных смесей

Для кривой рассеивания тампонажной смеси с плотностью раствора 2300 кг/м³ коэффициент корреляции составляет 0,994. Для кривой рассеивания тампонажной смеси с плотностью раствора 2100 кг/м³ коэффициент корреляции составляет 0,997 (Рисунки 43, 44).

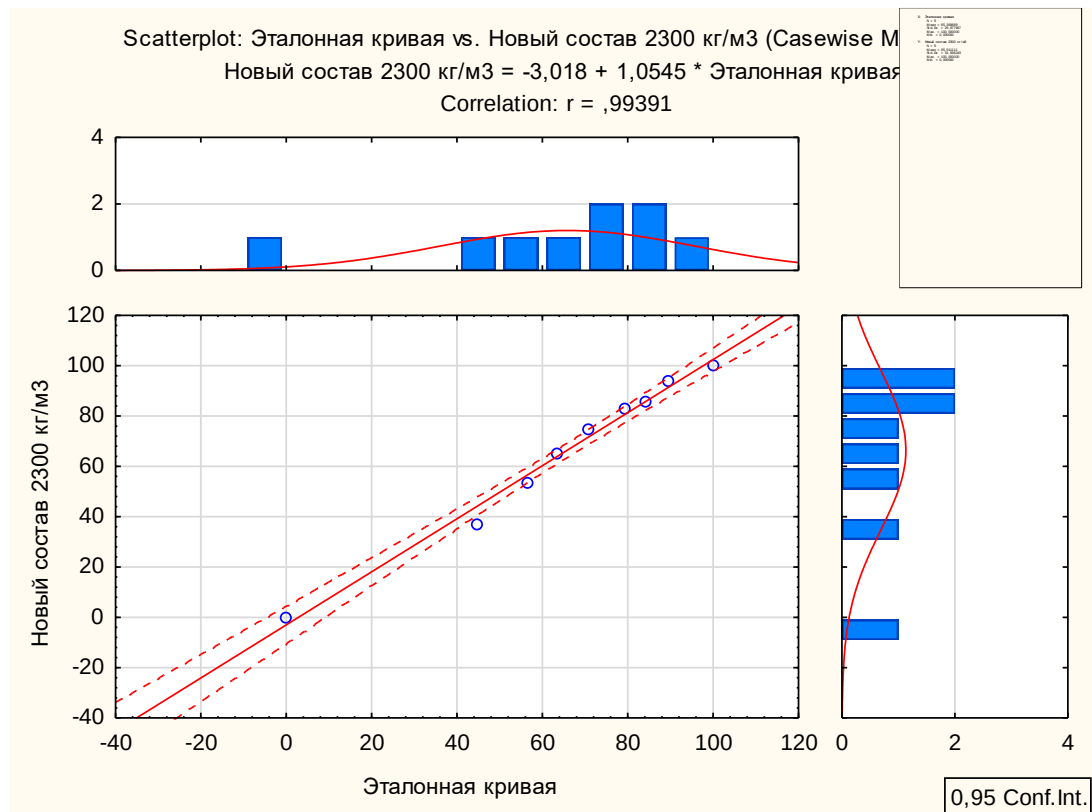


Рисунок 43 – Коэффициенты корреляции для утяжеленного термостойкого тампонажного цемента с плотностью раствора 2300 кг/м³

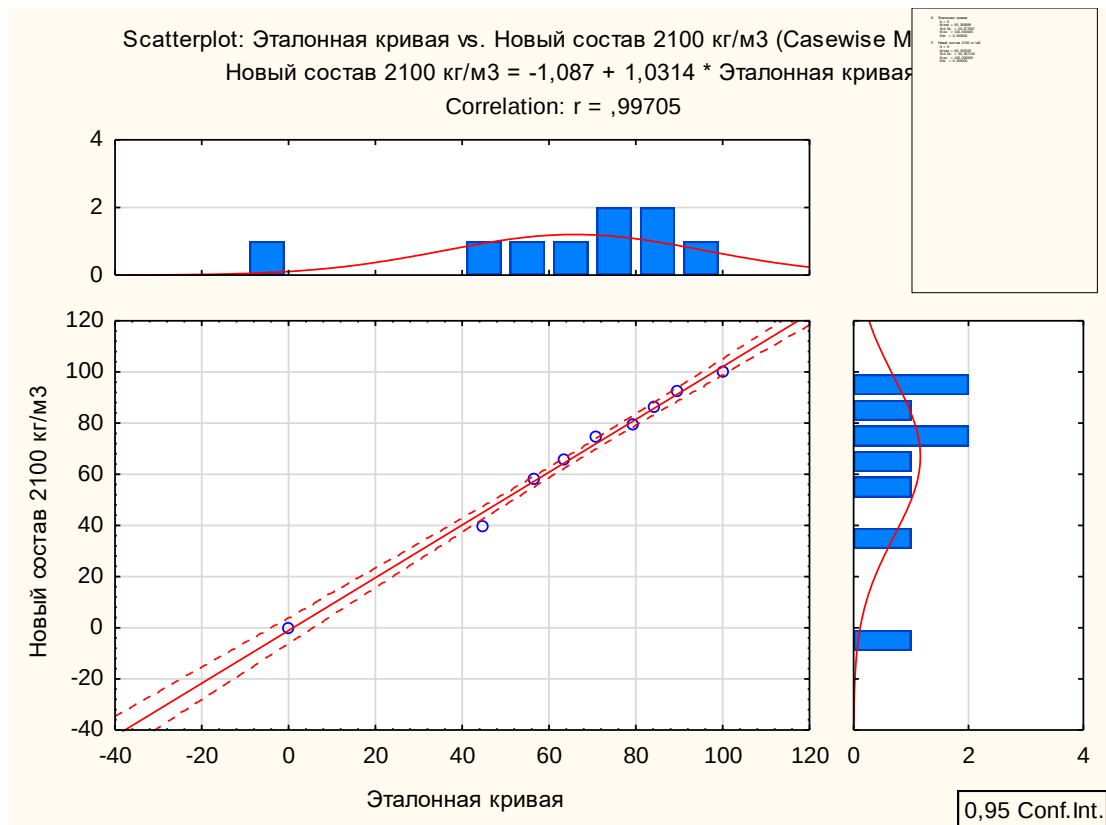


Рисунок 44 – Коэффициенты корреляции для утяжеленного термостойкого тампонажного цемента с плотностью раствора 2100 кг/м³

Сведения о тампонажно-технических свойствах раствора/камня разработанных смесей представлены в Таблице 43.

На основании проведенной серии экспериментов (растекаемости, плотности, водоотделения, времени загустевания – по 3 испытаниям, прочности при изгибе по 6 испытаниям, прочности на сжатие по 12 испытаниям) для каждого определяемого физико-механического показателя, рассчитаны показатели точности измерений (расширенная неопределенность) по ГОСТ 34100.1-2017 с доверительным интервалом $P=0,95$.

Таблица 43 – Сведения о результатах испытаний утяжеленных термостойких тампонажных цементов

Параметр	Значение			
Соответствие фракционного состава «Идеальной кривой рассеивания»	нет	да	да	нет
Вещественный состав цемента, % мас.	ПЦТ I-G – 34 Маршалит– 6 Барит – 60	ПЦТ I-G – 35 Маршалит– 8 КБ-ЗБ – 57	ПЦТ I-G – 65 Маршалит– 12 КБ-ЗБ – 23	ПЦТ I-G – 63 Маршалит– 17 КБ-ЗБ – 20
В/С	0,30	0,28	0,30	0,27
Плотность раствора, кг/м ³	2300±10	2300±10	2100±10	2100±10
Водоотделение, %	3,2±0,2	0	2,9±0,1	0
Усадка тампонажного раствора (камня), % об	9,1±0,6	0	7,5±0,7	0
Адгезия к металлу, МПа	1,6±0,3	4,6±0,2	2,3±0,3	3,8±0,3
Прочность цементного камня через 1 сутки при 150 °С, МПа - при изгибе/ - на сжатие	2,0±0,4 10,1±0,6	5,2±0,4 22,1±0,7	2,8±0,3 12,2±0,6	4,1±0,4 20,2±0,4
Прочность цементного камня через 10 суток при 150 °С, МПа - при изгибе - на сжатие	3,1±0,5 13,5±0,5	5,7±0,6 28,8±0,6	3,5±0,4 13,1±0,4	5,5±0,4 23,1±0,6
Растекаемость, мм	190±17	235±12	180±16	240±14
Пластическая вязкость, МПа·с	287,3±2,7	75,0±2,3	210±2,9	69,0±2,4
ДНС, дПа	229,9±2,4	119,7±2,8	191,5±2,4	88,1±2,1
СНС (10 сек.), дПа	73,4±5,3	40,1±5,3	98,9±4,6	30,6±5,2
СНС (10 мин.), дПа	192,7±4,6	122,3±4,8	133,5±5,1	112,2±4,7

Таким образом, установлено, что чем ближе фракционный состав тампонажной смеси к эталонному, тем выше тампонажно-технические свойства исследуемых растворов и сформированного из них камня. Сравнение с базовыми составами подтверждает снижение реологических параметров растворов благодаря равномерному распределению частиц разных фракций при меньшем водоцементном соотношении (Таблица 43), что позволяет проводить цементирование колонн при более низких рабочих давлениях.

Затворение тампонажных растворов в промысловых условиях производится по традиционной схеме. Закачивание в скважину и продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство проводятся по стандартной технологии.

Выводы по главе 4

1. Подтверждено наличие термической деструкции у сформированных образцов из традиционных тампонажных цементов при температуре более 100 °С. У всех образцов уже после трех циклов испытаний появляются трещины, а прочность цементного камня после десяти циклов термической нагрузки значительно снижается.

2. Установлено, что термическая коррозия проявляется вследствие межфазовой перекристаллизации термодинамически неустойчивых гидросиликатов кальция. Подтверждено, что для повышения термостойкости тампонажного камня необходимо сократить их число путем введения дополнительного количества кремнийсодержащих компонентов и структурирования продуктов твердения.

3. В качестве основы для разработки термостойких тампонажных материалов предложено обеспечение:

- создания структуры плотнейшей упаковки в тампонажной смеси, что повышает изоляционные и физические свойства цементного раствора/камня, а также способствуют повышению термостойкости тампонажного камня, за счет быстрого образования термодинамически стабильных соединений;

- условий протекания основных фазовых переходов в ТТМ, в процессе первых циклов термического воздействия, что при дальнейшем циклическом температурном воздействии вызывает лишь незначительный рост кристаллов, не оказывающих значительного влияния на физико-механические свойства цементного камня.

ГЛАВА 5. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕРМОСТОЙКИХ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Приготовление разработанных тампонажных цемента TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300) из исходных компонентов осуществлялось на заводе-изготовителе по разработанной и утверждённой в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени «Инструкции по применению термостойких тампонажных материалов для цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков скважин на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК» в условиях термогазового воздействия на пласт».

Инструкция предназначена для руководства при цементировании эксплуатационных колонн и хвостовиков скважин, которые впоследствии будут эксплуатироваться в условиях термогазового воздействия на пласт на Средне-Назымском месторождении ООО «РИТЭК». Требования инструкции также распространяются на проектные, буровые и сервисные предприятия, работающие для ООО «РИТЭК». Отступления инструкции не допускаются.

Для утяжеленного термостойкого тампонажного цемента разработан и внедрен «Технологический регламент по применению тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур». Требования регламента распространяются на проектные, буровые и сервисные предприятия, работающие для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Отступления инструкции не допускаются.

Инструкция и регламент включают в себя следующие основные пункты:

1. Рекомендуемые рецептуры термостойких тампонажных цемента и требования к физико-механическим показателям, характеризующим тампонажно-технические свойства разработанных цемента.

2. Процедуры определения гранулометрического состава текущих партий исходных тампонажных материалов.

3. Процедуры корректировки составов тампонажных цемента с учетом изменения гранулометрического состава различных партий тампонажных материалов для получения плотнейшей упаковки в тампонажном цементе.

4. Методики определения физико-механических показателей свойства термостойких тампонажных цемента.

5. Требования к технологии приготовления и откачивания тампонажных растворов в условиях кустовой площадки.

К настоящему времени разработанными термостойкими тампонажными цементами TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300) произведено успешное цементирование эксплуатационных колонн и хвостовиков 8 скважин Средне-Назымского месторождения (Таблица 44).

Таблица 44 – Список скважин, зацементированных с применением разработанных термостойких тампонажных цемента

№ п/п	Куст	Скважина	Назначение скважины	Вид колонны	Применяемый цемент
1	3019	103г	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
2	3019	104г	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
3	3019	104г бис	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
4	-	219бис	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
				хвостовик	TermoLight-9 (300)
5	232	232Р	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-9 (300)
				хвостовик	TermoLight-9 (300)
6	3019	3019	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
				хвостовик	TermoLight-9 (300)

Продолжение Таблицы 44

7	3019	3030	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
8	3019	3034	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
				хвостовик	TermoLight-9 (300)

Для всех применяемых тампонажных цементов были произведены корректировки содержания пластификаторов, замедлителей и понизителей водоотдачи под конкретные геолого-технические условия процессов цементирования.

Проведение работ по цементированию эксплуатационных колонн и хвостовиков скважины осуществлялось по соответствующей инструкции силами КФ ООО «ИСК» «ПетроИнжиниринг», при инженерном сопровождении сотрудников ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Инженерное сопровождение включало в себя: контроль за приготовлением тампонажных смесей, проведение лабораторных испытаний приготовленных тампонажных смесей в соответствии с геолого-техническими условиями данной скважины, контроль и руководство работами при приготовлении тампонажных растворов непосредственно в процессе цементирования.

Процессы цементирования скважин проходили без каких-либо проблем, связанных с тампонажными материалами. Затворение, закачивание в скважину и продавливание разработанных рецептур тампонажных растворов в затрубное пространство выполнялись в штатном режиме с использованием стандартного оборудования для цементирования, используемое на месторождениях ООО «РИТЭК».

При применении разработанных материалов степень сцепления сплошного контакта цемента с колонной повысилась с 13,3 % до 66,9 %, а с породой – с 9,3 % до 49,2 % (Рисунок 45).



Рисунок 45 – Сведения о качестве крепления нагнетательных скважин опытного участка месторождений с реализацией ТГВ при применении разработанных цементов

Экономический эффект от применения разработанных цементов составил в среднем 1 314 тыс. рублей на одну пару скважин (нагнетательная и добывающая), за счет повышения межремонтного периода работы скважины из-за сокращения затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ (Таблица 45) расчет экономической эффективности выполнен по «Методике технико-экономической оценки НИР и ОПР в области бурения и заканчивания скважин на месторождениях Российских организаций группы «ЛУКОЙЛ».

Таблица 45 – Расчет экономической эффективности от применения разработанных цементов

Наименование интервала крепления	Стоимость, тыс. руб.			
	базовая технология		опытная технология	
	нагнетательная скважина	добывающая скважина	нагнетательная скважина	добывающая скважина
Направление	-	-	-	-
Кондуктор	-	-	-	-
Верхняя часть технической колонны	-	492,8	-	492,8
Нижняя часть технической колонны	-	48,4	-	48,4
Верхняя часть эксплуатационной колонны	620,3	516,9	992,1	826,7
Нижняя часть эксплуатационной колонны	84,5	169,0	123,0	103,2
Хвостовик	72,8	67,8	129,1	-
Потенциальная стоимость проведения РИР*	1 063,0	1 063,0	-	-
Общая стоимость крепления скважины	1 840,6	2 188,6	1 244,2	1 471,0
Обща стоимость технологии	4 029,2		2 715,2	
Экономический эффект				1 314,0

Таким образом, применение метода создания структуры плотнейшей упаковки в тампонажных смесях позволяет получать растворы с высокой седиментационной устойчивостью и подвижностью цементного теста, при минимальном водотвердом отношении, а тампонажный камень, полученный из растворов с такими свойствами, обладает повышенными прочностными характеристиками и устойчивостью к термической коррозии.

Выводы по главе 5

1. Опытнo-промысловые испытания разработанных цементов проведены на 8 скважинах Средне-Назымского месторождения. Подтверждена достоверность выдвинутой рабочей гипотезы о том, что при помощи структурирования исходных компонентов твердения и подбора фракционного размера частиц смеси, сокращается количество фазовых переходов и изменений внутренних объёмов фаз – на испытываемых скважинах доля сцепления сплошного контакта цемента с колонной повысилась с 13,3 % до 66,9 %, а с породой – с 9,3 % до 49,2 %.

2. Оценка технико-экономической эффективности подтверждает эффективность разработанных тампонажных цементов на скважинах после проведения ТГВ. Экономический эффект от применения разработанных цементов составляет в среднем 1 314 тыс. рублей на одну пару скважин (нагнетательная и добывающая), за счет повышения межремонтного периода их работы (сокращение затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенным анализом подтверждено, что воздействие высоких температур при тепловых методах увеличения нефтеотдачи приводит к снижению качества крепления скважин (разрушению целостности цементного камня и ухудшению сцепления цементного камня с обсадной колонной). При недостаточном содержании необходимых добавок и неопределенности гранулометрического состава для повышения термостойкости цементного камня происходит смешанное образование низкоосновных и высокоосновных гидросиликатов кальция, что приводит к дальнейшей термической деструкции, обусловленной их многостадийной фазовой перекристаллизацией.

2. Доказано, что использование при разработке тампонажных цементах метода создания структуры плотнейшей упаковки повышает прочностные характеристики твердеющего камня до 40 % по сравнению с материалами с традиционным фракционным составом, а реологические свойства тампонажных растворов снижаются на 30 % и более при одновременном повышении седиментационной устойчивости. Рекомендуемый способ позволяет получать широкую гамму рецептур тампонажных цементах для крепления скважин в условиях применения термогазового способа воздействия на пласт с температурой до 300 °С, а также серию тампонажных цементах для цементирования скважин в условиях АВПД и высоких температур до 150 °С:

– тампонажный цемент с плотностью раствора 2100 кг/м³ (ПЩТ I-G – 63,0 %, маршалит – 17,0 %, баритовый концентрат – 20,0 % и сверх 100 % смеси, 0,35 % пластификатора цементного теста, 0,02 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при В/С 0,27);

– тампонажный цемент с плотностью раствора 2300 кг/м³ (ПЩТ I-G – 35,0 %, маршалит – 8,0 %, баритовый концентрат – 57,0 % и сверх 100 %: 0,3 % пластификатора цементного теста, 0,1 % понизителя водоотдачи, 0,05 % пеногасителя, при В/С 0,28).

3. Разработан способ снижения стадийности образования низкоосновных гидросиликатов кальция в цементном камне путем создания оптимального фракционного состава тампонажного цемента (использование структуры плотнейшей упаковки), позволяющий повысить термостойкость цементного камня, а также снизить внутренние напряжения в цементном камне за счет равномерного протекания реакции гидратации и образования устойчивых фаз.

4. Разработанными термостойкими тампонажными цементами произведено успешное крепление 7 эксплуатационных колон и 5 хвостовиков для реализации ТГВ на восьми скважинах Средне-Назымского месторождения. По результатам опрессовок обсадные колонны признаны герметичными, межколонные давления и заколонные циркуляции отсутствуют, установленная методами ГИС доля сплошного контакта цементного камня с колонной увеличилась на 54 % (с 13,3 % до 66,9 %), по сравнению с ранее применяемыми составами.

Экономический эффект от применения разработанных составов составляет в среднем 1 314 тыс. руб. на одну пару скважин (нагнетательная и добывающая) за счет повышения межремонтного периода работы (сокращение затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВПД – аномально-высокое пластовое давление

АКЦ – акустическая цементометрия

АО – Акционерное общество

АСТП – акустический скважинный телевизор на преломленных волнах

БКЦ – белито-кремнеземистый цемент

ВАК – Высшая аттестационная комиссия

В/С – водосмесевое отношение

В/Ц – водоцементное отношение

ГИС – геофизические исследования

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ГОСТ – Межгосударственный стандарт

ДНС – динамическое напряжение сдвига

ИКЦ – Известково-кремнеземистых цементы

КИН – коэффициент извлечения нефти

КМД – комплексная минеральная добавка

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

МКД – межколонные давления

МКУ – микрокремнезем уплотненный

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НКТ – насосно-компрессорная труба

НПО – научно-производственное объединение

НПП – научно производственное предприятие

ОАО – открытое акционерное общество

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПАО – публичное акционерное общество
ПЦО – пароциклическая обработка
ПЦТ – портландцемент тампонажный
РИР – ремонтно-изоляционные работы
РФА – рентгенофазовый анализ
СНС – статическое напряжение сдвига
ССБ – сульфит-спиртовая барда
ТГВ – термогазовое воздействие
ТЗТ – тонкодисперсная зола теплоэлектростанций
ТриЗ – трудноизвлекаемые запасы
ТТМ – термостойкие тампонажные материалы
ТУ – технические условия
ТЭС – теплоэлектростанция
ЦТТ – цемент тампонажный термостойкий
ЦТТС – – цемент тампонажный термостойкий специальный
ЦТТУ – цемент тампонажный термостойкий утяжеленный
УЩ – утяжеленный шлаковый цемент
ШПЦС – шлакопесчаная цементная смесь
ШФЛУ – широкая фракция летучих углеводородов
API – стандартизация при Американском нефтяном институте
SAGD – метод парогравитационного дренажа
SPE – Общество инженеров-нефтяников

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Прищепа, О. М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России / О. М. Прищепа. - Текст : непосредственный // Минеральные Ресурсы России. Экономика И Управление. - 2019. - № 5 (168). - С. 14-20.

2. Gas, water injection included in off-Norway heavy-oil development. - URL: <https://www.ogj.com/general-interest/hse/article/17239819/gas-water-injection-included-in-offnorway-heavyoil-development> (дата обращения: 07.05.2023). - Текст : электронный.

3. Яртиев, А. Ф. Высоковязкие нефти и природные битумы: государственное участие в повышении эффективности разработки месторождений / А. Ф. Яртиев. - Текст : непосредственный // Neftegaz.ru. - 2012. - Высоковязкие нефти и природные битумы. - № 10. - С. 40-44.

4. Ветераны: из истории развития нефтяной и газовой промышленности. Т. 25. Veterans / ред. Э. Д. Векилов, В. Д. Арановский, Е. В. Олубева, [и др.]. - Москва : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2012. - 231 с. - Текст : непосредственный.

5. Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ / Н. Г. Главнов, М. Г. Дымочкина, Е. И. Литвак, М. В. Вершинина. - Текст : непосредственный // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. - 2022. - № 2. - С. 47-52.

6. Бондаренко, А. В. Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: диссертация ... кандидата Технические науки: 25.00.17 / А. В. Бондаренко. - ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2017. - 154 с. - Текст : непосредственный.

7.Тулешева, Г. Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи / Г. Тулешева, Л. К. Нуршаханова, А. Б. Шарауова. - Текст : непосредственный // Молодой ученый. - 2014. - № 67. - С. 307-309.

8.Грушевенко, Д. А. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / Д. А. Грушевенко, В. А. Кулагина. - Москва : ИНЭИ РАН, 2019. - 62 с. - Текст : непосредственный.

9. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. - USA : U.S. Department of energy, 2010. - 32 p. - Direct text.

10. Давыдов, А. В. О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них / А. В. Давыдов. - Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. - 2019. - № 12. - С. 124-133.

11. Robson, D. ЛУКОЙЛ: Технологии повышения нефтеотдачи. - URL: <https://www.rogtecmagazine.com/лукойл-технологии-повышения-нефтеот/?lang=ru> (дата обращения: 08.05.2023). - Текст : электронный.

12. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) : НПП ЭкоЭнергоМаш. - URL: <https://www.eemkzn.ru/articles/article3-metody-uvelicheniya-nefteotdachi-mun> (дата обращения: 08.05.2023). - Текст : электронный.

13. Классификация пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, П. А. Ян, А. Г. Замирайлова [и др.]. - Текст : непосредственный // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57. - № 111. - С. 2023-2043.

14. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) / М. Б. Скворцов, М. В. Дахнова, С. В. Можегова [и др.] // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - № 3-4. - С. 495-503.

15. Скворцов, М. Б. Дифференцированная оценка перспектив нефтеносности баженовской свиты Западно - Сибирской НГП (нетрадиционные источники сланцевой нефти) с выделением перспективных зон и участков на основе разработки и совершенствования критериев ее потенциальной продуктивности и

методических подходов к оценке прогнозных ресурсов / М. Б. Сковорцов. - Москва, 2016. - 46 с - Текст : непосредственный.

16.Баженовская свита - Что такое Баженовская свита. - URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/142317-bazhenovskaya-svita/> (дата обращения: 25.05.2023). - Текст : электронный.

17.Боркун, Ф. Я. Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири / Ф. Я. Боркун, К. В. Федотова. - Текст : непосредственный // Георесурсы. - 2015. - № 1 (60). - С. 20-24.

18.Критерии нефтеносности отложений баженовской свиты / М. Б. Сковорцов, В. Д. Немова, И. В. Панченко, А. М. Кирсанов. - Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 2018. - № 1. - С. 109-114.

19.Шпильман, В. И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири / В. И. Шпильман, Л. А. Солопахина, В. И. Пятков. - Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: ИздатНаук-Сервис. - 1999. - С. 96-122.

20.Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. : объясн. зап. - Search RSL. - URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01002842278> (дата обращения: 14.10.2018). - Текст : электронный.

21.Немова, В. Д. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении / В. Д. Немова, И. В. Панченко // Нефтегазовая Геология. Теория И Практика. - 2017. - Т. 12. - № 1. - С. 6.

22.Г. Т. Герасимов. Разработка проектной документации на строительство скважин с учетом проекта разработки месторождения : учебное пособие / Г. Т. Герасимов, Р. Ю. Кузнецов, П. В. Овчинников. - ТюмГНГУ. - Тюмень, 2010. - 528 с. - URL: <https://e.lanbook.com/book/28293> (дата обращения: 22.09.2023). - Текст : электронный.

23.Каспаров, О. С. Протокол № 7088 заседания Государственной комиссии по утверждению заключений государственной экспертизы запасов углеводородного сырья, подземных вод, а также геологической информации об участках недр, намечаемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию / О. С. Каспаров. - Москва, 2022. 122 с - Текст : непосредственный .

24. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" / Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534, М., 2020. - 358 с / - URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230594> (дата обращения: 06.05.2023). - Текст : электронный.

25.Касапов, О. С. Протокол № 7067 заседания Государственной комиссии по утверждению заключений государственной экспертизы запасов углеводородного сырья, подземных вод, а также геологической информации об участках недр, намечаемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» / О. С. Касапов. - 2020. - 38 с - Текст : непосредственный.

26.Результаты применения термостойких тампонажных материалов для крепления скважин при тепловых методах добычи / А. В. Мелехов, В. П. Овчинников, В. В. Антонов, А. О. Петров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2023. - № 1 (361). - С. 31-34.

27.Коробченко, В. В. Заключение по геофизическим исследованиям прибором АСТП по оценке качества цементирования и техническому состоянию обсадной колонны после ввода в ПЦО / В. В. Коробченко, М. Л. Михеев,

А. И. Саттаров. - Бугульма : ООО «ТНГ-Групп» Научно-техническое управление, 2020. - 22 с.- Текст : непосредственный.

28.Боксерман, А. А. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти / А. А. Боксерман, М. Ф. Ямбаев. - Текст : непосредственный // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. - 2003. - № 129. - С. 14-21.

29.Кокорев, В. И. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) / В. И. Кокорев, А. А. Боксерман, А. В. Фомкин. - Текст : непосредственный // Нефтяное Хозяйство. - 2013. - № 12. - С. 100-105.

30.Кокорев, В. И. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) / В. И. Кокорев, А. А. Боксерман, А. В. Фомкин. - Текст : непосредственный // Нефтяное Хозяйство. - 2014. - № 1. - С. 50-53.

31.Патент №2418944 - Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений. - URL: <http://allpatents.ru/patent/2418944.html> (дата обращения: 14.10.2018). - Текст : электронный.

32.Ямбаев, М. Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования) : Дис. на соиск. уч. степени канд. техн. наук / М. Ф. Ямбаев. - Москва : ОАО «ВНИИнефть им. ак. АП Крылова, 2006. - 153 с. - Текст : непосредственный.

33.Якуцени, В. П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов-резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В. П. Якуцени, Ю. Э. Петрова, А. А. Суханов. - Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т. 4. - № 1. - С. 1-14.

34.Интеграция тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи- основа технико-технологического комплекса разработки месторождений нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов нефти / В. И. Грайфер, А. А. Боксерман, Н. М. Николаев [и др.]. - Текст : непосредственный // Докл. на Международном форуме по нанотехнологиям «Rusnanotech». Москва. - 2010 С. 1-16.

35.Патент № 2757616 С1 Российская Федерация, МПК Е21В 43/24. Способ разработки нефтяных месторождений : № 2021105479 : заявл. 03.03.2021 : опубл.

19.10.2021 / Д. Г. Антониади, Ю. И. Сташок, К. Э. Джалалов ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный технологический университет». – EDN HSZUTN..

36.Кокорев, В. И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти : диссертация доктора техн. наук. / В. И. Кокорев. - Москва, 2010. - 399 с. - Текст : непосредственный.

37.Техника и технология термогазового воздействия на залежи баженовской свиты : Методич. пособие для студентов нефтегазового профиля, обучающихся по направлению 151000 «Технологические машины и оборудование» / В. Н. Ивановский, В. И. Кокорев, А. А. Боксерман, [и др.]. - ИЦ РГУ нефти и газа. - Москва, 2014. - 30 с. - Текст : непосредственный.

38.Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты / А. А. Боксерман, В. И. Грайфер, Н. М. Николаев [и др.]. - Текст : электронный. - SPE-138074, доклад на Нефтегазовой технической конференции и выставке SPE, Москва, 26-28 октября, 2010. - Текст : непосредственный.

39.Соломатин, А. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири / А. Соломатин. - Текст : непосредственный // Интернет-портал сообщества ТЭК EnergyLand. info [http://www. energyland. info/analitic-show-52541](http://www.energyland.info/analitic-show-52541).

40.Боксерман А. А. и др. Современное состояние и перспективы применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях баженовской свиты А. А. Боксерман - Текст : электронный. //Rudocs. Exdat. com. URL: [https://rudocs. exdat. com/docs/index-505757. html](https://rudocs.exdat.com/docs/index-505757.html) (дата обращения: 09.06. 2022). – 2010.

41.Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты / А. А. Боксерман, В. Н. Власов, А. С. Ушакова [и др.]. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 5. - С. 78-82.

42. Григорьева, Г. Ф. Оценка тепловых эффектов в процессах преобразования органического вещества (результаты лабораторно-экспериментального моделирования) : Использование геохимической информации при прогнозе нефтегазоносности. Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ / Г. Ф. Григорьева, А. В. Рыльков, В. Ю. Фишбейн. - Тюмень, 1996. - 141 с. - Текст : непосредственный.

43. Сонич, В. П. Перспективы разработки отложений Баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич. - М, 2002. - 184 с - Текст : непосредственный.

44. Сонич, В. П. Перспективы разработки отложений Баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / В. П. Сонич. - Тюмень, 2002. - 250 с. - Текст : непосредственный.

45. Захаров, В. Ю. Кинетика термического разложения горючих сланцев / В. Ю. Захаров, Ю. А. Рундыгин, И. А. Щучкин. - Текст : непосредственный // Горючие сланцы. - 1988. - Т. 5. - № 1. - С. 74-79.

46. Ромадёнкина (Станотина), С. Б. Кинетика процесса термического разложения керогена волжского сланца / С. Б. Ромадёнкина (Станотина), В. В. Морковин, В. А. Решетов. - Текст : непосредственный // Журнал прикладной химии. - 2000. - № 9. - С. 1547-1551.

47. Wen, C. S. Low-temperature oil shale conversion / C. S. Wen, T. P. Kobylinski. - Текст : непосредственный // Fuel. - 1983. - Т. 62. - № 11. - С. 1269-1273.

48. Научно-технический отчет по этапам 3-6 комплексного проекта «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (кероген, битуминозные пески, высоковязкие нефти)» Государственного контракта с Федеральным агентством по науке и инновациям от 16.05.07 № 02.525.11.5002. - Москва : РИТЭК, 2008. - 41 с - Текст : непосредственный.

49. Щеколдин, К. А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты : диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.17 / К. А. Щеколдин. - Москва : Российский государственный

университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2016. - 105 с. - Текст : непосредственный.

50.Мурадов, А. В. Заключение о научно-исследовательской работе по теме: Исследование фрагмента насосно-компрессорной трубы НКМ-73х5,5-Е ГОСТ 633-80 нагнетательной скважины / А. В. Мурадов. - Москва : ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», 2014. 31 с - Текст : непосредственный.

51.Рыжков, С. А. Методика оценки термомеханических напряжений в теле обсадной колонны / С. А. Рыжков, Д. В. Науштаев. - Москва : ООО «ТЕСИС», 2017. - 23 с- Текст : непосредственный.

52.Булатов, А. И. Тампонажные материалы : Учеб. пособие по спец. «Бурение нефт. и газовых скважин» / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. - М. : Недра, 1987. - 279 с.

53.Булатов, А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин / А. И. Булатов. - 4 издание, переработанное и дополненное. - Москва : Недра, 1991. - 335 с. - URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28155968> (дата обращения: 29.04.2020). - Текст : электронный.

54.Данюшевский, В. С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В. С. Данюшевский. - Москва : Недра, 1978. - 293 с.

55.Бабушкин, В. И. Thermodynamik der Silikate / В. И. Бабушкин, Г. М. Матвеев, О. П. Мчедлов-Петросян, [и др.]. - Berlin : Verl. für Bauwesen, 1965. - 336 с.

56.Бабушкин, В. И. Термодинамика силикатов / В. И. Бабушкин, Г. М. Матвеев, О. П. Мчедлов-Петросян. - 4. - М. : Стройиздат, 1986. - 406 с.

57.Рояк, С. М. Специальные цементы : Учебное пособие для вузов по специальности «Химическая технология вяжущих материалов» / С. М. Рояк, Г. С. Рояк. - 2. - Москва : Стройиздат, 1983. - 279 с.

58.Данюшевский, В. С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В. С. Данюшевский, Р. М. Алиев, И. Ф. Толстых. - 2. - М. : Недра, 1987. - 372 с.

59.Кравцов, В. М. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / В. М. Кравцов. - М. : Недра, 1987. - 189 с.

60.Бережной, А. И. Фильтроперлит-термостойкая облегчающая добавка для тампонажных растворов / А. И. Бережной, С. С. Комиссарнин, В. А. Яковлев. - Текст : непосредственный // Газовая промышленность. - 1977. - № 12. - С. 6-8.

61.Булатов, А. И. Цементирование глубоких скважин / А. И. Булатов. - Москва : Недра, 1964. - 290 с.

62.Булатов, А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем / А. И. Булатов. - Москва : Недра, 1976. - 248 с.

63.Бутт, Ю. М. Технология цемента и других вяжущих материалов : Учебник для техникумов пром-сти строит. материалов / Ю. М. Бутт. - 5. - Москва : Стройиздат, 1976. - 407 с.

64.Васильев, В. В. Разработка известково-кремнезёмистых тампонажных композиций для крепления глубоких скважин : автореф. дис. канд. техн. наук. / В. В. Васильев. - Уфа : УНИ, 1988. - 23 с. - Текст : непосредственный.

65.Овчинников, В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : Учебник для студентов вузов : в 5 т. Т. 2 / В. П. Овчинников. - Тюмень : ТИУ, 2017. - 560 с.

66.Применение кремнеземистых активных добавок для повышения термостойкости тампонажных цементов / И. И. Белей, Н. Е. Щербич, В. Коновалов [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2005. - № 12. - С. 13-16.

67.Афанасьев, Н. Ф. Добавки в бетоны и растворы / Н. Ф. Афанасьев, М. К. Целуйко. - Киев : Будивэльныйк, 1989. - 127 с.

68.Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2017. - № 11. - С. 32-35.

69.Тампонажный материал для температурного диапазона 160-300 С / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, С. С. Святухова [и др.] // Society of Petroleum Engineers Society of Petroleum Engineers. - Москва : SPE, 2016. - С. 16.

70.Кравченко И. В. Химия и технология специальных цементов / И. В. Кравченко, Т. В. Кузнецова, М. Т. Власова, Б. Э. Юдович. - Текст : непосредственный // М.: Стройиздат. - 1979. - 208 с.

71.Бернал, Д. Д. Структура продуктов гидратации цемента / Д. Д. Бернал. - Текст : непосредственный // Третий Международный конгресс по химии цемента. М. - 1960. С. 137-176.

72.Вагнер, Г. Р. Кинетика структурообразования в водных дисперсиях трёхкальциевого силиката. Т. 2 / Г. Р. Вагнер, И. Г. Гранковский, Н. Н. Круглицкий, Г. А. Пасечник. - Москва: Стройиздат, 1960. - 203 с. - Текст : непосредственный.

73.Физико-химическая механика тампонажных растворов / Н. Н. Круглицкий, И. Г. Гранковский, Г. Р. Вагнер, В. П. Детков. - Киев : Науковадумка, 1974. - 288 с. - Текст : непосредственный.

74.Тарнауцкий, Г. М. Влияние добавок на химический процесс гидратации и твердения специальных цементов / Г. М. Тарнауцкий, Т. И. Анисимов, В. К. Капренко. - Труды НИИЦЕМЕНТа. - Москва, 1980. - 186 с - Текст : непосредственный.

75.Корнеев, В. И. Напрягающий цемент на основе попутных продуктов глиноземного производства / В. И. Корнеев, В. В. Андреев, В. М. Сизяков. - Текст : непосредственный // НТС Цемент. - 1979. - № 12. - С. 13-14.

76.Каримов, Н. Х. Вяжущие материалы, изготавливаемые из промышленных отходов и применяемые при креплении скважин / Н. Х. Каримов, В. С. Данюшевский, Б. Н. Хахаев. - Текст : непосредственный // Бурение: Обзор. инф.-М.: ВНИИОЭНГ. - 1982. - № 7 С. 72.

77.Волженский, А. В. Минеральные вяжущие вещества : Учебник для вузов по специальности «Пр-во строит. изделий и конструкций» / А. В. Волженский, Ю. С. Буров, В. С. Колокольников. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : Стройиздат, 1986. - 463 с.

78.Мчедлов-Петросян, О. П. Химия неорганических строительных материалов / О. П. Мчедлов-Петросян. - Москва : Стройиздат, 1971. - 224 с.

79.Вагнер, Г. Р. Физико-химия процессов активации цементных дисперсий / Г. Р. Вагнер. - Киев : Наук. думка, 1980. - 200 с.

80.Видовский, А. Л. Напряжения в цементном камне глубоких скважин / А. Л. Видовский, А. И. Булатов. - Москва : Недра, 1977. - 173 с.

81.Шпынова, Л. Г. Физико-химические основы формирования структуры цементного камня / Л. Г. Шпынова, В. И. Чих, М. А. Саницкий. - Львов : Вища школа Изд-во при Львов. ун-те, 1981. - 158 с.

82.Сычев, М. М. Комплексное использование сырья в технологии вяжущих веществ Сборник статей / М. М. Сычев. - Ленинград : Ленинградский технол. ин-т им. Ленсовета, 1973. - 83 с.

83.Данюшевский, В. С. Исследование процессов твердения тампонажных цементов в специфических условиях глубоких скважин : Автореферат дис. на соискание ученой степени доктора технических наук. (05.15.10) / В. С. Данюшевский. - Москва, 1974. - 48 с. - Текст : непосредственный.

84.Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов, Н. Х. Каримов, М. Р. Мавлютов. - Самара : РИА, 1998. - 272 с. - Текст : непосредственный.

85.Булатов, А. И. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин / А. И. Булатов, Д. Ф. Новохатский. - Москва : Недра, 1975. - 224 с.

86.Тампонажные растворы для цементирования глубоких газовых и газоконденсатных скважин / И. И. Белей, Н. Е. Щербич, Л. М. Каргапольцева, В. Ф. Штоль. - Санкт-Петербург, 2005. - 710 с. - Текст : непосредственный.

87.Зарипов, А. М. Оптимизация рецептур тампонажных растворов, применяемых при креплении обсадных колонн битумных скважин Ашальчинского месторождения СВН / А. М. Зарипов, Д. В. Латыпова, М. Г. Газизов. - Текст : непосредственный // Сборник XIII научно-практической конференции молодых работников «ТатНИПИнефть» XIII научно-практическая конференция молодых работников «ТатНИПИнефть». - Бугульма, 2013. - С. 1-10. - Текст : непосредственный.

88.ISO 10426-1 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Т. Часть 1. Технические условия. - 2012. - 193 с - Текст : непосредственный.

89.Колосова, Н. Б. Исследование цемента в процессе цементирования нефтяных скважин / Н. Б. Колосова. - Direct text // International Scientific Review. - 2017. - № 5 (36). - Р. 31-37.

90.Химия строительных материалов / Й. Планк, Б. Т. Таймасов, Д. Штефан, [и др.]. - Шымкент : Южно-Казахстанский государственный университет им. М.Ауэзова, 2016. - 221 с. - Текст : непосредственный.

91.Зварыгин, В. И. Тампонажные смеси : Учебное пособие для студентов специальности 130102.65 «Технология геологической разведки» специализации «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» / В. И. Зварыгин. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2014. - 216 с.

92.Торопов, Н. А. Химия цементов / Н. А. Торопов. - Текст : непосредственный // М.: Промстройиздат. - 1956. - С. 24.

93.Овчинников, В. П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня : Учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, Н. А. Аксенова, П. В. Овчинников. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. - 370 с. - Текст : непосредственный.

94.Эйгелес, М. А. Основы флотации несulfидных минералов / М. А. Эйгелес. - 2. - Москва : Недра, 1964. - 407 с.

95.Арашкевич, В. М. Основы обогащения руд : Учебник для горно-металлург. техникумов / В. М. Арашкевич. - 3. - Москва : Недра, 1973. - 190 с.

96.Мачинский, Е. К. Цементно- и шлакопесчаные растворы для тампонажа скважин / Е. К. Мачинский, А. И. Булатов. – Грозный : Чечено-Ингушетия, 1960. – 92 с. – Текст : непосредственный..

97.Булатов, А. И. О необходимости учета седиментационной устойчивости тампонажных растворов / А. И. Булатов, А. К. Куксов, О. Н. Обозин. - Текст : непосредственный // Бурение. - 1971. - № 2. - С. 9-11.

98.Совершенствование технологии цементирования газовых скважин с зонами АВПД на Прибрежной группе месторождений филиала «Кубаньбургаз» / М. О. Ашрафьян, А. В. Кривошей, Д. В. Антоненко, Ю. В. Гринько. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2009. - № 1. - С. 43-48.

99.Новые решения в области разработки составов тампонажных смесей для цементирования обсадных колонн при различных температурах / И. И. Белей, Н. Е. Щербич, А. С. Коростелев [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2013. - № 3. - С. 44-48.

100.Тампонажные цементы для аномальных условий / Н. Каримов, Ф. Агзамов, И. Каримов [и др.]. - Текст : непосредственный // Бурение и нефть. - 2005. - № 1. - С. 38-39.

101.Щербич, Н. Е. Исследования влияния замедляющих добавок на процессы структурообразования тампонажных растворов и формирование камня при умеренных температурах / Н. Е. Щербич. - Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 7. - С. 40-46.

102.Адамсон, К. Строительство скважин при высоких забойных давлениях и температурах / К. Адамсон. - Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. Шлюмберже. - 1999. - № Осень. - С. 42-57.

103.Булатов, А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А. И. Булатов. - Москва : Недра, 1990. - 409 с. - URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=27815882> (дата обращения: 29.04.2020). - Текст : электронный.

104.Исследование хрупкости цементного камня в кольцевом пространстве скважины / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов [и др.] // Нефтепромысловое Дело. - 2020. - № 3 (615). - С. 31-35.

105.Developing cement mixtures to cement horizontal well intervals with multi-stage fracturing / Д. Л. Бакиров, V. Burdyga, М. М. Фаттахов, А. Belousov. - Text :

electronic. - Society of Petroleum Engineers (SPE), 2019. - URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43279570> (date accessed: 22.02.2025).

106.Тсикплону, Д. Э. Анализ Усталостного Разрушения Цементного Камня / Д. Э. Тсикплону, М. В. Двойников. - Текст : электронный. - Санкт-Петербургский горный университет, 2017. - С. 60-62. - URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36639773> (дата обращения: 22.02.2025).

107.Попов, С. Н. Эксперименты, связанные с изменением упругих и прочностных свойств цементного камня для строительства скважин в процессе его твердения и под воздействием глинокислотного реагента / С. Н. Попов, И. Ю. Коробов. - Текст : непосредственный // Бурение И Нефть. - 2019. - № 9. - С. 34-40.

108.Подбор оптимального тампонажного состава с использованием «цифрового двойника» крепи скважины / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов [и др.] // Нефтепромысловое Дело. - 2020. - № 10 (622). - С. 22-26.

109.Булатов, А. И. Мифы о сцеплении как факторе обеспечения герметичности крепи скважин / А. И. Булатов. - Текст : непосредственный // Булатовские Чтения. - 2017. - Т. 3. - С. 17-21.

110.Исследования адгезии между цементным камнем и горной породой / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай [и др.] // Строительство Нефтяных И Газовых Скважин На Суше И На Море. - 2022. - № 4 (352). - С. 28-32.

111.К вопросу оценки качества крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай // Нефтепромысловое Дело. - 2019. - № 9 (609). - С. 10-13.

112.Каримов, Н. Х. Исследование и разработка расширяющихся тампонажных смесей и влияние их на герметизацию заколонного пространства / Н. Х. Каримов, Н. А. Губкин. - Текст : непосредственный // РНТС Бурение. - 1975. - № 9. - С. 21.

113.Overcoming the weak link in cemented hydraulic isolation / N. Moroni, N. Panciera, A. Zanchi [и др.]. - Текст : электронный // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - SPE, 2007. - С. SPE-110523. - URL:

<https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/07ATCE/All-07ATCE/SPE-110523-MS/143062> (дата обращения: 22.02.2025).

114. Innovative hydraulic isolation material preserves well integrity / J. Roth, C. Reeves, C. R. Johnson [и др.]. - Текст : электронный // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. - SPE, 2008. - С. SPE-112715. - URL: <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings/08DC/08DC/SPE-112715-MS/143914> (дата обращения: 22.02.2025).

115. Иванов, Ф. М. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты / Ф. М. Иванов, С. Н. Алексеев, Б. В. Гусев. - Стройиздат, . - URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24898144> (дата обращения: 22.02.2025). - Текст : электронный.

116. Sukhotskaya, S. S. Effect of autogenous healing of concrete subjected to periodic freeze-thaw cycles / S. S. Sukhotskaya, V. P. Mazhorova, Terekhin Yu.n. // Hydrotechnical Construction. - 1983. - Vol. 17. - № 6. - P. 294-296.

117. Clear, C. A. The effects of autogenous healing upon the leakage of water through cracks in concrete / C. A. Clear. - 1985. - URL: <https://trid.trb.org/View/266588> (дата обращения: 22.02.2025). - Текст : электронный.

118. Jacobsen, S. SEM observations of the microstructure of frost deteriorated and self-healed concretes / S. Jacobsen, J. Marchand, H. Hornain. - Текст : непосредственный // Cement and Concrete Research. - 1995. - Т. 25. - № 8. - С. 1781-1790.

119. Jacobsen, S. Self healing of high strength concrete after deterioration by freeze/thaw / S. Jacobsen, E. J. Sellevold. - Direct text // Cement and Concrete Research. - 1996. - Vol. 26. - № 1. - P. 55-62.

120. Extent of Healing of Cracked Normal Strength Concrete / C.-M. Aldea, W.-J. Song, J. S. Popovics, S. P. Shah // Journal of Materials in Civil Engineering. - 2000. - Vol. 12. - № 1. - P. 92-96.

121. Permeability study of cracked concrete / K. Wang, D. C. Jansen, S. P. Shah, A. F. Karr. - Текст : непосредственный // Cement and concrete research. - 1997. - Т. 27. - № 3. - С. 381-393.

122.Li, V. C. On engineered cementitious composites (ECC) a review of the material and its applications / V. C. Li. - Текст : непосредственный // Journal of advanced concrete technology. - 2003. - Т. 1. - № 3. - С. 215-230.

123.Райхель, В. Бетон: В 2-х ч. Ч. 1. Свойства. Проектирование. Испытание / В. Райхель, Д. Конрад. - Москва : Стройиздат, 1979. - 33 с. - Текст : непосредственный.

124.Ахмадеев, Р. Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – Учебник для вузов. – Москва : Недра, 1981. – 152 с. – Текст : непосредственный.

125. ГОСТ 20910-90. Бетоны жаростойкие. Технические условия. : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 12.10.90 N 86 / разработан и внесен Научно-исследовательским, проектно-конструкторским и технологическим институтом бетона и железобетона (НИИЖБ) Госстроя СССР - 2002. - Текст : непосредственный

126.Конвей Д.Х. Упаковки шаров, решетки и группы : в 2 т.. Т. 1 / Дж. Конвей, Н. Слоэн ; при участии Э. Баннаи [и др.] ; пер. с англ. С. Н. Лицына [и др.]. : в 2 т. Т. 1 / Конвей Д.Х. - Москва : Мир, 1990. - 413 с. - Текст : непосредственный.

127.Ормонт, Б. Ф. Введение в физическую химию и кристаллохимию полупроводников / Б. Ф. Ормонт publisher: Высшая школа. - Москва : Высшая школа, 1968. - 487 с. - URL: <https://libarch.nmu.org.ua/handle/GenofondUA/32744> (дата обращения: 22.02.2025). - Текст : электронный.

128.Белов, В. В. Строительные композиты из оптимизированных минеральных смесей монография / В. В. Белов, М. А. Смирнов. - 1. - Тверь : Тверской гос. технический ун-т, 2012. - 115 с.

129.Баженов, Ю. М. Технология бетона : Учеб. для вузов по строит. специальностям / Ю. М. Баженов. - М. : Ассоц. строит. вузов, 2003. - 499 с.

130.Fuller, W. B. The Laws of Proportioning Concrete / W. B. Fuller, S. E. Thompson. - Текст : непосредственный // Transactions of the American Society of Civil Engineers. - 1907. - № 59. - С. 67-169.

131. Bolomey, J. Déformations élastiques plastiques et de retrait de quelques bétons. T. 15 / J. Bolomey. - Ed. de la Soc. du Bulletin technique de la Suisse romande, Libr. F. Rouge ..., 1942. - 80 с. - Текст : непосредственный.

132./ A. Hummel. Der Einfluss der Zementart, des Wasser-Zement-Verhältnisses und des Belastungsalters auf das Kriechen von Beton - 1962. - 133 с - Текст : непосредственный.

133. Hummel, A. Versuche über das Kriechen unbewehrten Betons: Der Einfluß der Zementart, des Wasser-Zement-Verhältnisses und des Belastungsalters auf das Kriechen von Beton; Der Einfluß des mineralogischen Charakters der Zuschläge auf das Kriechen von Beton / A. Hummel, H. Rüschi. - Ernst & Sohn, 1962. - 133 с - Текст : непосредственный.

134. Компьютерная реализация решения научно-технических и образовательных задач : Учебное пособие / В. В. Белов, И. В. Образцов, В. К. Иванов, Е. Н. Коноплев. - Тверь : ТвГТУ, 2015. - 107 с.

135. Хархардин, А. Н. Способы оптимизации гранулометрического состава зернистого сырья / А. Н. Хархардин. - Текст : непосредственный // Строительные материалы. - 1994. - № 11. - С. 24.

136. Еремин, Н. Ф. Процессы и аппараты в технологии строительных материалов : Учеб. для вузов по спец. «Пр-во строит. изделий и конструкций» / Н. Ф. Еремин. - Москва : Высш. шк., 1986. - 279 с.

137. Мильштейн, В. М. Цементирование буровых скважин / В. М. Мильштейн. - Краснодар : ОАО НПО «Бурение», 2003. - 375 с. - Текст : непосредственный.

138. Баженов, Ю. М. Технология сухих строительных смесей : : учебное пособие / Ю. М. Баженов, В. Ф. Коровяков, Г. А. Денисов publisher: Изд-во Ассоциации строительных вузов. - 3-е, стереотипное. - Москва : АСВ, 2015. - 112 с. - Текст : непосредственный.

139. Бутт, Ю. М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов : Учебное пособие для химико-технологических специальностей вузов /

Ю. М. Бутт, В. В. Тимашев. - Москва : Высшая школа, 1973. - 424 с. - Текст : непосредственный.

140.Высоцкий, С. А. Минеральные добавки для бетонов / С. А. Высоцкий. - Текст : непосредственный // Бетон и железобетон. - 1994. - № 2. - С. 7-10.

141.Александров, Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б. Л. Александров. - Недра, 1987. - 216 с - Текст : непосредственный.

142.Фенин, Г. И. Аномальные пластовые давления в зонах углеводородонакопления нефтегазоносных бассейнов / Г. И. Фенин. - Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т. 5. - № 4. - С. 8-8.

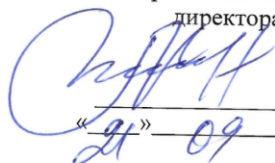
143.Губкин, Н. А. Исследование объемных изменений при гидратации вяжущих / Н. А. Губкин, Г. В. Макушев, Н. Х. Каримов. - Текст : непосредственный // Сборник IV Республиканской конференции по физико-химии, технологии получения и применения дисперсных систем промывочных жидкостей и тампонажных растворов IV Республиканская конференция по физико-химии, технологии получения и применения дисперсных систем промывочных жидкостей и тампонажных растворов. - Киев, 1977. - С. 120-122. - Текст : непосредственный.

144.Аракелян, А. А. О контракции тампонажного раствора-камня / А. А. Аракелян. - Текст : непосредственный // Тр. ВНИ-ИКР нефти. - 1983. - № Вопросы крепления скважин. - С. 34-40.

**Приложение А Изменение №1 к техническому заданию на выполнение
НАОКР: «Разработка тампонажных материалов для крепления скважин в
интервалах термогазового воздействия»**

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора - главный инженер
ОАО «РИТЭК»


_____ А.А. Масланов
«21» 09 _____ 2015 г.

Изменение № 1 к техническому заданию на выполнение НАОКР:
«Разработка тампонажных материалов для крепления скважин в интервалах
термогазового воздействия»

4.5.1. К разрабатываемым тампонажным составам предъявляются особые требования:

- термостойкость цементного камня используемого при цементировании нижней части эксплуатационной колонны и хвостовика нагнетательной скважины должна быть не менее 300 °С, при стандартных требованиях к прочности цементного камня используемого для цементирования нижней части эксплуатационной колонны. Прочность на сжатие цементного камня используемого при креплении хвостовика нагнетательных скважин через 30 суток твердения в условиях забойной температуры и давления, должна быть не менее 45 МПа.

- термостойкость цементного камня используемого при цементировании нижней части эксплуатационной колонны добывающей скважины должна быть не менее 200 °С, при стандартных требованиях к прочности цементного камня.

- термостойкость цементного камня используемого при цементировании верхней части эксплуатационной колонны добывающей скважины должна быть не менее 160 °С, при стандартных требованиях к прочности цементного камня.

6. Ожидаемая эффективность от использования результатов работы, полученных в ходе выполнения договора

Созданное в затрубном пространстве цементное кольцо должно обеспечить надежную изоляцию затрубного пространства скважин на длительный период времени в условиях, указанных в п. 4.5.1.

Заместитель генерального директора
по бурению ОАО «РИТЭК»

Заместитель генерального директора
по разработке месторождений –
главный геолог ОАО «РИТЭК»

Заместитель генерального директора
по науке и инновационной
деятельности ОАО «РИТЭК»



А.Н. Шадчнев



В.Б. Карпов



В.И. Дарищев

**Приложение Б Результаты проведения лабораторных испытаний по подбору рецептов тампонажных цемента
TermoLight-9 (300) и TermoLight-4 (160) для крепления конкретных интервалов обсадных колонн скважин Средне-
Назымского месторождения**

Таблица Б.1 – Сведения о физико-механических свойствах рецептов тампонажных цемента для цементирования нижней части (250 м от башмака) эксплуатационной колонны нагнетательных скважин

№ п/п	Состав смеси, %	В/Ц	Плотность, кг/м³	Водоотде- ление, %	Растекае- мость, мм	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} =75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Водоотдача, см³/30 мин	Адгезия к металлу, МПа	Прочность через 48 ч при 90 °С, МПа		Прочность через 10 циклов при 300 °С, МПа		Прочность через 30 суток при 300 °С, МПа	
									изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
требования			не более 2000	не более 0,5	не менее 180	не менее 270	не более 100	нет требований	не менее 3,5	не менее 12	не менее 3,5	не менее 12	нет требований	нет требований
1	TermoLight 9(300) 100,0 GranCem Retard-1 0,05 GranCem Plast-1 0,40 GranCem GazBlock-2 0,10 GranCem FoamBlock 0,05	0,41	1880	0,5	более 250	более 6ч	70	4,0	4,6	12,9	4,6	32,5	7,5	50,5
2	TermoLight 9(300) 100,0 GranCem Plast-1 0,20 GranCem GazBlock-2 0,10 GranCem FoamBlock 0,05	0,41	1875	0,1	250	204	50	4,4	5,1	26,2	5,2	27,3	8,2	51,9
3	TermoLight 9(300) 100,0 GranCem Plast-1 0,40 GranCem GazBlock-2 0,15 GranCem FoamBlock 0,05	0,41	1875	0	250	279	50	4,1	4,8	24,4	4,9	26,2	7,8	50,7

Таблица Б.2 – Сведения о физико-механических свойствах рецептур тампонажных цемента для цементировании хвостовиков нагнетательных скважин

№ п.п.	Состав смеси, %	В/Ц	Растекае- мость, мм	Водо- отдача, см³/30 мин	Плот- ность, кг/м³	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} =75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Водоотде- ление, %	Адгезия к металлу, МПа	Прочность через 48 ч при 90 °С, МПа		Прочность через 10 циклов при 300 °С, МПа		Прочность через 30 суток при 90 °С, МПа		Прочность через 30 суток при 300 °С, МПа	
									изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
требования			не менее 200	не более 100	не более 2000	не менее 240	не более 0,5	нет требований	не менее 3,5	не менее 12,0	не менее 3,5	не менее 12,0	нет треб.	не менее 45,0	нет треб.	нет треб.
1	TermoLight 9(300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,25 GranCem GazBlock-2 - 0,15 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	250	50	1920	218	0,7	3,2	3,7	26,1	4,4	35,1	7,6	33,9	7,7	47,2
2	TermoLight 9(300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,35 GranCem GazBlock-2 - 0,2 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	230	11	1930	259	0,3	4,0	4,6	22,9	3,6	32,5	7,4	38,3	7,7	48,2
3	TermoLight 9(300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,4 GranCem GazBlock-2 - 0,2 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	240	10	1920	283	0	3,8	4,4	22,8	3,0	34,1	7,8	39,1	7,9	48,9
4	TermoLight 9(300) – 100,0 GranCem Retard-1 - 0,1 GranCem Plast-1 - 0,4 GranCem GazBlock-2- 0,2 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	240	6	1910	148	0,2	4,1	4,8	29,6	4,3	34,3	8,1	46,1	8,0	50,5
5	TermoLight 9(300) –100,0 GranCem Retard-1 - 0,20 GranCem Plast-1 - 0,20 GranCem GazBlock-2 - 0,20 GranCem FoamBlock - 0,05	0,37	250	4,5	1910	265	0,1	3,4	4,0	27,5	4,5	33,7	8,2	48,8	8,3	51,0

Таблица Б.3 – Сведения о физико-механических свойствах тампонажных цементов для цементирования нижней части (250 м от башмака) эксплуатационных колонн добывающих скважин

№ п.п.	Состав смеси, %	В/Ц	Плотность, кг/м³	Растекае- мость, мм	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} =75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Водоотде- ление, %	Водо- отдача, см³/30 мин	Адгезия к металлу, МПа	Прочность через 48 ч при 90 °С, МПа		Прочность через 10 циклов при 200 °С, МПа		Прочность через 30 суток при 200 °С, МПа	
									изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
Требования			не более 2000	не менее 180	не менее 90	не более 0,5	не более 100	нет треб.	не менее 3,5	не менее 12,0	не менее 3,5	не менее 12,0	не менее 3,5	не менее 12,0
1	TermoLight-9 (300) - 100,0 GranCem Retard-1 - 0,05 GranCem Plast-1 - 0,4 GranCem GazBlock-2 - 0,1 GranCem FoamBlock - 0,05	0,41	1880	более 250	более 6ч	0,5	70	3,5	3,7	15	45	18,4	3,1	26,0
2	TermoLight-9 (300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,25 GranCem GazBlock-2 - 0,05 GranCem FoamBlock - 0,05	0,40	1890	более 250	232	0,1	80	4,3	4,1	22,3	4,7	23,8	7,1	43,8
3	TermoLight-9 (300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,2 GranCem GazBlock-2 - 0,15 GranCem FoamBlock - 0,05	0,41	1870	250	216	0,5	36,5	4,8	5,6	16,6	6,7	22,3	7,3	45,1
4	TermoLight-9 (300) - 100,0 GranCem Plast-1 - 0,3 GranCem GazBlock-2 - 0,15 GranCem FoamBlock - 0,05	0,41	1860	250	136	0,5	17	4,9	5,7	17,8	6,4	25,5	7,5	47,6

Таблица Б.4 – Сведения о физико-механических свойствах рецептур тампонажных смесей для цементирования верхней части эксплуатационных колонн добывающих скважин

№ п.п.	Состав смеси, %	В/Ц	Плотность, кг/м ³	Водоотделение, %	Растекание, мм	Время загустевания до 30 Вс, при t _{дин} = 75 °С, Р = 45,0 МПа, мин	Водоотдача, см ³ /30 мин	Адгезия к металлу, МПа	Прочность через 24 ч при 40 °С, МПа		Прочность через 10 циклов при 160 °С, МПа		Прочность через 30 суток при 160 °С, МПа	
									изгиб	сжатие	изгиб	сжатие	изгиб	сжатие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Требования			не более 1440	не более 1,7	не менее 180	не менее 200	не более 150	нет треб	не менее 0,7	не менее 1,9	не менее 0,7	не менее 1,9	не менее 0,7	не менее 1,9
1	TermoLight-4 (160) 100,0 NovaPLAST 0,07 FLOSS 500 0,20 ТБФ 0,05	0,6	1395	0,7	более 250	82	150	2,1	2,4	10,2	2,7	15,2	2,4	15,7
2	TermoLight-4 (160) 100,0 ChemicoreRet 0,15 FLOSS 500 0,30 ТБФ 0,05	0,6	1395	0,6	более 250	более 6 ч	130	-	жидкий	жидкий	-	-	-	-
3	TermoLight-4 (160) 100,0 ChemicoreRet 0,05 FLOSS 500 0,30 ТБФ 0,05	0,6	1400	0,6	более 250	178	130	2,5	2,9	7,8	3,5	13,9	4,8	15,9
4	TermoLight-4 (160) 100,0 ChemicoreRet 0,05 FLOSS 500 0,30 ТБФ 0,05	0,7	1350	0,63	более 250	223	140	-	жидкий	жидкий	-	-	-	-

Продолжение Таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
5	TermoLight-4 (160) 100,0 ChemicoreRet 0,05 NovaCem LV 0,30 ТБФ 0,05	0,7	1370	0,39	более 250	227	100	2,0	2,3	9,9	3,1	17,2	4,6	22,9
6	TermoLight-4 (160) 100,0 GranCem Retard-1 0,05 GranCem GazBlock-2 0,20 GranCem FoamBlock 0,05	0,7	1340	0,4	более 250	142	85	-	жидкий	жидкий	-	-	-	-
7	TermoLight-4 (160) 100,0 GranCem Retard-1 0,10 GranCem ПБ-1 0,20 GranCem FoamBlock 0,05	0,7	1360	0,4	более 250	128	90	3,4	2,6	5,1	4,2	16,9	4,1	21,0
8	TermoLight-4 (160) 100,0 GranCem Retard-1 0,15 GranCem ПБ-1 0,20 GranCem FoamBlock 0,05	0,7	1360	0,4	более 250	153	90	2,2	2,4	4,8	4,9	15,7	4,0	17,0
9	TermoLight-4 (160) 100,0 GranCem Retard-1 0,25 GranCem ПБ-1 0,20 GranCem FoamBlock 0,05	0,7	1360	0,4	более 250	232	100	1,5	1,5	4,8	4,1	14,2	3,2	14,7
10	TermoLight-4 (160) 100,0 GranCem Retard-1 0,18 GranCem PV-1 0,20 GranCem FoamBlock 0,05	0,7	1360	0,4	более 250	213	90	2,0	1,8	4,8	4,8	15,4	4,3	15,4

Приложение В Справка о внедрении



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

№ В/Н Дата 08.06.2023

на № _____ от _____

СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Настоящим подтверждается, что тампонажные материалы, разработанные с участием Ведущего инженера Отдела крепления скважин Управления строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Мелехова Александра Васильевича применяются при креплении скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «РИТЭК».

Тампонажные материалы TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300):

1) Использованы при разработке проектной документации на строительство скважин на месторождениях ООО «РИТЭК»:

– ГРП № 340 ЭР-15-ИОС на строительство наклонно-направленных скважин № 3019, 3020, 3021, 3030, 3031, 3032, 3034, 3035, 3036, 219бис, 3003бис Средне-Назымского лицензионного участка;

– ГРП № 341 ЭР-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин № 103Г, 104Г, 105Г, 106Г Средне-Назымского лицензионного участка;

– Р-042-16-ПЗ на строительство разведочной скважины № 232р Средне-Назымского лицензионного участка;

– индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № 233р Средне-Назымского месторождения;

– индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № 234р Средне-Назымского месторождения;

2) Утверждены для применения при цементировании в «Инструкции по применению термостойких тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-Назымском месторождении АО «РИТЭК»

3) Применялись при креплении следующих скважин:

№ п/п	Скважина	Куст	Назначение скважины	Вид колонны	Применяемый материал
1	219бис	-	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
2	232Р	-	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
3	3019	3019	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
4	3030	3019	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
5	3034	3019	нагнетательная	хвостовик	TermoLight-9 (300)
6	103г	3019	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
7	104г	3019	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
8	104г бис	3019	добывающая	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
9	219бис	-	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
10	232Р	232	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-9 (300)
11	3019	3019	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)
12	3034	3019	нагнетательная	эксплуатационная	TermoLight-4 (160) TermoLight-9 (300)

Разработанные Мелеховым А.В. утяжеленные термостойкие тампонажные материалы включены для применения в «Технологический регламент по применению тампонажного раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и высоких температур на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Заместитель генерального директора
по научной работе в области
строительства скважин



Д.Л. Бакиров



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

№ 5/4 Дата 08.06.2023

на № _____ от _____

СПРАВКА О ВКЛЮЧЕНИИ РАЗРАБОТКИ В ПРОЕКТНУЮ ДОКУМЕНТАЦИЮ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Настоящим подтверждается, что тампонажные цементы TermoLight-4 (160) и TermoLight-9 (300), разработанные Мелеховым Александром Васильевичем, ведущим инженером Отдела крепления скважин Управления технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, включены в проектную документацию на строительство скважин на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «РИТЭК»:

- ГРП № 340 ЭР-15-ИОС на строительство наклонно-направленных скважин № 3019, № 3020, № 3021, № 3030, № 3031, № 3032, № 3034, № 3035, № 3036, № 219бис, № 3003бис Средне-Назымского лицензионного участка;
- ГРП № 341 ЭР-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин № 103Г, № 104Г, № 105Г, № 106Г Средне-Назымского лицензионного участка;
- Р-042-16-ПЗ на строительство разведочной скважины № 232р Средне-Назымского лицензионного участка
- индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № 233р Средне-Назымского месторождения;
- индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № 234р Средне-Назымского месторождения.

Главный инженер проекта
начальник Отдела разработки
проектной документации



М.В. Детин

Российская Федерация
625000, г. Тюмень
ул. Республики, д. 41

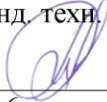
Тел: +7 (3452) 545-133
Факс: (3452) 545-045 доп.22001
E-mail: inbox@lukoil.com

Приложение Г Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-назымском месторождении ООО «РИТЭК»

Инструкция по применению термостойких тампонажных материалов при цементировании обсадных колонн скважин с термогазовым воздействием на пласт на Средне-Назымском месторождении АО «РИТЭК»

ПАО «ЛУКОЙЛ»
АО «РИТЭК»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» (ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»)
ФИЛИАЛ ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» «КОГАЛЫМНИПИНЕФТЬ»
В Г. ТЮМЕНИ (ФИЛИАЛ «КОГАЛЫМНИПИНЕФТЬ»)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора филиала по
научной работе в области строительства
скважин
канд. техн. наук


« 16 » марта 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТЕРМОСТОЙКИХ
ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ
ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН С ТЕРМОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ
НА ПЛАСТ НА СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АО
«РИТЭК»

Начальник Управления технологии
строительства скважин, канд. техн. наук



В.А. Бурдыга

г. Тюмень 2016 г

**Приложение Д Приказ № П-16А от 16.01.2019 г. о введении в действие РД
«Технологический регламент по применению тампонажного раствора при
строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и
высоких температур на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

Приказ № П-16А

«16» января 20 19 г.

г. Когалым

О введении в действие РД

В целях повышения качества строительства и реконструкции скважин
ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие, с момента утверждения
настоящего приказа:

1.1. Технологический регламент по применению тампонажного
раствора при строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в
условиях аномального высокого пластового давления (далее - АВПД) и
высоких температур на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,
согласно приложению №1 к настоящему приказу;

1.2. Технологический регламент по применению бурового раствора при
строительстве глубоких поисково-разведочных скважин в условиях АВПД и
высоких температур на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,
согласно приложению №2 к настоящему приказу;

1.3. Регламент по первичному цементированию эксплуатационных
колонн скважин с применением изоляционных составов на основе
кремнийорганических соединений на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-
Западная Сибирь», согласно приложению №3 к настоящему приказу.

2. Заместителю генерального директора по бурению ООО
«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.Н. Ковалеву:

2.1. Поручить операторам договоров на оказание услуг по
интегрированному сервису строительства разведочных скважин
заключенных ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с контрагентами,
осуществляющими свою деятельность на объектах и территориях
производственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,
заключить дополнительные соглашения с указанием в них условий о
применении Регламентов указанных в п.п.1.1-1.3.

2.2. При заключении договоров на оказание услуг по
интегрированному сервису строительства разведочных скважин включать в
тексты договоров условие о применении Регламентов указанных в п.п.1.1-
1.3.

3. Начальнику отдела организационного развития ООО «ЛУКОЙЛ-
Западная Сибирь» А.А. Шпицу внести изменения в Библиотеку РД ООО
«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

4. Контроль за исполнением приказа возложить на заместителя генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.Н. Ковалева.

Вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ»,
Генеральный директор



С.А. Кочуров

Н.Р. Галеев
6-14-23