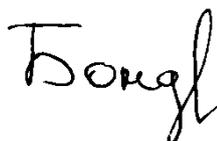


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Бондаренко Антон Владимирович



ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С
ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Мардашов Д.В.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА	12
1.1 Анализ мирового опыта и характеристика технологий глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором.....	12
1.1.1 Отечественный опыт	12
1.1.2 Зарубежный опыт.....	26
1.2 Оценка перспектив использования различных химических реагентов для приготовления блокирующих полимерных составов для глушения скважин	35
1.3 Основные требования и показатели эффективности применения жидкостей глушения скважин.....	42
1.4 Анализ методик определения газодерживающей способности блокирующих составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором	45
1.5 Выводы по Главе 1	49
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	51
2.1 Методика приготовления полимерного блокирующего состава	51
2.2 Методика определения физико-химических свойств блокирующих составов	54
2.2.1 Методика определение плотности	54
2.2.2 Методика определения термостабильности.....	55
2.2.3 Методика изучения реологических характеристик.....	55
2.2.4 Методика определения коррозионной активности	62
2.2.5 Методика исследования смешиваемости блокирующих составов с пластовыми флюидами.....	62
2.2.6 Методика проведения исследований по подбору деструктора.....	63
2.3 Методика исследования газодерживающей способности блокирующих составов в условиях высокого газового фактора.....	64

2.4. Методика проведения фильтрационных исследований блокирующих составов	71
2.4.1 Подготовка к проведению фильтрационных исследований.....	71
2.4.2 Методика проведения фильтрационных исследований.....	73
2.5 Выводы по Главе 2	76
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА БИОПОЛИМЕРНОГО БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА.....	77
3.1 Внешний вид полимерного состава	77
3.2 Определение физико-химических свойств разработанного блокирующего биополимерного состава	78
3.2.1 Результаты определение плотности.....	78
3.2.2 Результаты определения термостабильности	79
3.2.3 Результаты исследования реологических характеристик.....	82
3.2.4 Результаты определения коррозионной активности	107
3.2.5 Результаты исследования смешиваемости блокирующих составов с пластовыми флюидами.....	108
3.2.6 Результаты оценки деструкции	110
3.3 Результаты оценки газодерживающей способности блокирующих составов в условиях высокого газового фактора.....	113
3.4 Результаты фильтрационных исследований блокирующих составов.....	125
3.5 Выводы по Главе 3	132
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА	134
4.1 Технология глушения нефтяных скважин с применением разработанного биополимерного состава	134
4.1.1 Подготовительные работы	135
4.1.2 Технология приготовления и закачки блокирующего биополимерного состава в скважину.....	136
4.1.3 Охрана труда и промышленная безопасность	139

4.2 Математическое моделирование процесса глушения нефтяных скважин с применением блокирующего состава	140
4.2.1 Разработка алгоритма расчета технологических параметров при закачке блокирующего состава в скважину	140
4.2.2 Разработка методики обработки и интерпретации данных реологических исследований блокирующих составов	143
4.2.3 Результаты расчета технологических параметров при закачке блокирующего состава в скважину	148
4.3 Особенности освоения нефтяных скважин после проведения подземного ремонта с использованием разработанного блокирующего биополимерного состава	149
4.4 Оценка технико-экономической эффективности от применения разработанного биополимерного состава при глушении нефтяных скважин с высоким газовым фактором	151
4.5 Выводы по Главе 4	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	157
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	160
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	161
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение	181
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение	182
ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	183
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Акт внедрения (Санкт-Петербургский горный университет)	184

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На сегодняшний день многие месторождения нефти и газа Российской Федерации находятся на завершающей стадии разработки, когда подземный ремонт является частой операцией на скважинах. Для безопасного выполнения ремонтных работ закачка жидкости глушения в скважину оказывается необходимым условием предотвращения газонефтеводопроявления (ГНВП). На значительном количестве таких месторождений, эксплуатируемых в режиме активного заводнения, при снижении пластового давления происходит выделение легких углеводородных компонентов из пластовой нефти и, как следствие, наблюдается рост промыслового газового фактора. При планировании скважинных ремонтных работ на таких месторождениях из-за риска возникновения осложнений необходимо уделять особое внимание вопросам предотвращения прорыва газа. В этой связи, подбор рецептур блокирующих составов и технологий их применения для решения указанной проблемы является важной научно-технической задачей.

Анализ геолого-физических условий эксплуатации скважин при высоком газовом факторе показал, что применение традиционных водных солевых растворов технологических жидкостей (ТЖ) при глушении повышает риск возникновения ГНВП. При этом глушение скважин в таких условиях зачастую сопровождается потерей значительных объемов ТЖ, связанных с поглощениями и необходимостью оттеснения пластового газа от призабойной зоны скважины вглубь пласта. В результате наблюдается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП), а также увеличение непроизводительного времени проведения ремонтных работ из-за длительных сроков освоения и вывода скважин на режим эксплуатации (ВНР). Возникновение указанных проблем особенно характерно для месторождений Западной Сибири с высоким газовым фактором, где результаты анализа работы добывающих скважин показали, что прорыв углеводородного газа происходит, преимущественно, через высокопроницаемые пропластки неоднородного

нефтяного или нефтегазового пласта. Необходимо подчеркнуть, что геологическая особенность разработки нефтегазовых залежей обуславливает наличие таких осложнений, как прорыв газа из газовой шапки в нефтяной пласт, либо снижение пластового давления ниже точки насыщения нефти газом, что неизбежно ведет к увеличению газового фактора.

Для решения проблемы прорыва углеводородного газа из пласта в скважину при её глушении перед подземным ремонтом предлагаются различные рецептуры блокирующих составов. При этом зачастую отсутствует обоснование их газоблокирующих свойств, основанное на данных лабораторных исследований. В связи с этим, разработка эффективных рецептур и методик лабораторных исследований жидкостей глушения скважин (ЖГС) перед их подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора, является актуальной задачей для нефтегазодобывающей отрасли Российской Федерации. Решение указанной проблемы связано с изучением поведения сложных реологических систем при их движении по стволу скважины, разработкой способов управления физико-химическими свойствами жидкостей глушения и методик проведения лабораторных исследований для достоверного прогноза их блокирующих свойств в зависимости от геолого-физических условий разработки месторождения.

Степень разработанности темы исследования

В настоящее время существует большое количество различных рецептур технологических жидкостей, а также методологических и технологических решений по их подбору и применению для глушения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации.

На различных этапах развития нефтегазовой отрасли в решение проблем, связанных с глушением скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях, большой вклад внесли отечественные и зарубежные ученые, среди которых можно выделить труды Амияна В.А., Булатова А.И., Глущенко В.Н., Демахина С.А., Здольника С.Е., Зейгмана Ю.В., Кендиса М.Ш., Кустышева А.В., Мищенко И.Т., Окроелидзе Г.В., Орлова Г.А., Петрова Н.А., Рогачева М.К.,

Рябоконе С.А., Телина А.Г., Токунова В.И., Al-Sharji H.H., Egba A.N., Eoff L.S., Jia H., Skauge A., Sun X. и других.

Однако в работах перечисленных авторов уделено недостаточно внимания вопросу оценки газодерживающей способности технологических жидкостей при их применении в процессе глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора. В литературе отсутствуют данные лабораторных исследований, описывающих механизм прорыва газа в скважину из призабойной зоны пласта, а также его фильтрацию через технологическую жидкость в прискважинной зоне и по стволу скважины. Однако выявление путей миграции газа, изучение механизма формирования изолирующего экрана в системе «скважина – ПЗП» и установление зависимости газодерживающей способности блокирующих составов от их реологических свойств позволят разработать рекомендации к параметрам жидкостей глушения и технологии их применения при проведении ремонтных работ.

Объект исследования – нефтяные скважины с высоким газовым фактором.

Предмет исследования – фильтрационные и газогидродинамические процессы движения углеводородного газа в системе «ПЗП – скважина» при глушении перед подземным ремонтом.

Цель работы – повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

Идея работы заключается в применении при глушении нефтяной скважины перед подземным ремонтом разработанного блокирующего биополимерного состава с регулируемым в широком диапазоне структурно-механическими характеристиками и временем гелеобразования для перекрытия интервала перфорации продуктивного пласта с целью предотвращения прорыва углеводородного газа в скважину.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать опыт применения современных технологий глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора.

2. Разработать блокирующий состав для повышения эффективности процесса глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

3. Разработать экспериментальный стенд для изучения газоблокирующих свойств технологических жидкостей при моделировании процессов глушения скважин в условиях высокого газового фактора.

4. Исследовать физико-химические, реологические, газоблокирующие и фильтрационные свойства разработанного блокирующего состава в сравнении с наиболее распространенными типами ЖГС при моделировании пластовых условий.

5. При моделировании процесса глушения нефтяной скважины оценить потенциальное влияние разработанного блокирующего состава на фильтрационные характеристики ПЗП.

6. Обосновать технологию глушения и последующего освоения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора с применением разработанного блокирующего состава.

7. Разработать методику прогноза динамики изменения технологических показателей процесса закачки блокирующего состава в скважину при её глушении перед подземным ремонтом.

8. Оценить ожидаемую технологическую и экономическую эффективность от реализации разработанной технологии глушения нефтяных скважин.

Научная новизна работы:

1. Установлена зависимость времени гелеобразования разработанного блокирующего биополимерного состава (БПС), представляющего собой водный раствор ксантановой камеди, структурированный ацетатом хрома, от концентрации регулятора времени сшивки, которым является водно-спиртовой раствор органических комплексонов (2-Меркаптоэтанол), позволяющий контролировать интенсивность набора вязкости композиции для её доставки в место установки за расчетный интервал времени.

2. Выявлена закономерность изменения газодерживающей способности разработанного блокирующего состава, выражающаяся в её повышении при росте эффективной вязкости и предельного напряжения сдвига биополимерной композиции.

3. Установлен механизм формирования разработанным блокирующим биополимерным составом газонепроницаемого экрана, заключающийся в создании в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан и запатентован (патент РФ №2757626) блокирующий биополимерный состав для применения при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора (Приложение А).

2. Разработана и запатентована (патент РФ №2749773) методика изучения газоблокирующих свойств технологических жидкостей с использованием лабораторного стенда, представляющего собой модель скважины с вертикальным и/или горизонтальным окончанием (Приложение Б).

3. Разработана технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора с применением разработанного блокирующего состава БПС. Даны рекомендации по последующему освоению скважин после подземного ремонта.

4. Предложен и запатентован алгоритм (программа для ЭВМ №2020615617) контроля процесса закачки разработанного биополимерного состава в скважину, основанный на данных реологических исследований блокирующих составов и заключающийся в прогнозе величины забойного давления в сравнении с расчетной величиной давления гидроразрыва пласта с целью предотвращения избыточного поглощения технологической жидкости пластом и последующего проникновения углеводородного газа в ствол скважины из ПЗП (Приложение В).

5. Результаты исследования в соответствии с актом от 13.01.2022 включены в состав учебно-методического комплекса для обучения студентов по

направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» Горного университета (Приложение Г).

Методология и методы исследований

Работа выполнена с применением стандартных и специально разработанных экспериментальных методик проведения лабораторных исследований. Обработка экспериментальных данных и получение зависимостей осуществлялось на основе методов математической статистики. В вычислительных экспериментах алгоритм автоматизированного расчета разработан с использованием стандартных общепринятых уравнений в виде программного кода, написанного на языке программирования Object Pascal.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный биополимерный состав, представляющий собой сшитую полимерную систему, структурированную ацетатом хрома, является термостабильной вязкоупругой жидкостью с регулируемыми реологическими характеристиками и временем гелеобразования, которая рекомендуется к применению в качестве блокирующей жидкости глушения нефтяных скважин перед их подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

2. Применение в блокирующем биополимерном составе природного полисахарида в виде ксантановой камеди и регулятора времени гелеобразования, представляющего собой водно-спиртовой раствор органических комплексонов, способствует формированию в интервале перфорации скважины и в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов изолирующего экрана, препятствующего прорыву углеводородного газа из пласта в ствол скважины и способствующего сохранению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Степень достоверности полученных результатов работы подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с применением современного высокоточного оборудования комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета,

достаточной сходимостью расчетных и экспериментальных величин и воспроизводимостью результатов.

Апробация результатов диссертационной работы проведена на международных и всероссийских научно-технических конференциях, форумах и симпозиумах, в том числе: научной студенческой сессии горняков (Польша, г. Краков, Горно-металлургическая академия им. Станислава Сташица, 2018 г.); международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (Россия, г. Ханты-Мансийск, Правительство ХМАО – Югры, 2019-2020 гг.); научно-практической конференции и выставке «Инженерная и рудная геофизика 2019» (Россия, г. Геленджик, EAGE, 2019 г.); VI форуме будущих лидеров Мирового нефтяного совета (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ, 2019 г.); международном научно-техническом и инвестиционном форуме по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019» (Беларусь, г. Минск, БГТУ, 2019 г.); международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Россия, г. Томск, ТПУ, 2021 г.); международной научно-практической конференции «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Россия, г. Нижневартовск, Филиал ТИУ, 2021 г.).

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 12 печатных работах, в том числе в 1 статье – в издании из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, в 5 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретение и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 154 наименования. Материал диссертации изложен на 184 страницах машинописного текста, содержит 55 рисунков, 32 таблицы и 4 приложения.

ГЛАВА 1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

1.1 Анализ мирового опыта и характеристика технологий глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором

В данной главе проанализированы существующие рецептуры жидкостей глушения, а также проработаны технологические аспекты реализации процесса глушения скважин на нефтяных месторождениях.

Литературный обзор проводился в несколько ключевых направлениях:

- Обзор научно-технической и патентной литературы в области применения блокирующих составов для временной изоляции продуктивного пласта при глушении с целью предотвращения прорыва углеводородного газа в скважину.
- Анализ технологий глушения нефтяных скважин с использованием блокирующих составов для различных геолого-физических характеристик месторождений.
- Теоретическое и экспериментальное обоснование выбора химических реагентов для регулирования физико-химических и реологических свойств блокирующих составов.

1.1.1 Отечественный опыт

Глушению подлежат все скважины, в которых сохраняются условия фонтанирования и газонефтеводопроявлений вне зависимости от величины пластового давления.

Согласно [102, 106] к первой категории скважин по опасности возникновения ГНВП относятся скважины, в которых газовый фактор составляет более $200 \text{ м}^3/\text{т}$ или $\sim 150 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В источнике [17] отмечается, что газосодержание пластовых нефтей в связи с высокой растворимостью газов в нефтях может достигать $300\text{-}500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более. Величина газосодержания $100\text{-}200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ –

обычное для большинства нефтей. Но также известно большое число залежей, где фактическое газосодержание нефтей не превышает $8-10 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для нефтяных месторождений Западной Сибири величина газового фактора изменяется в диапазоне от 35 до $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для нефтегазовых залежей величина газового фактора может достигать до $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более (рисунок 1.1) [114].

Статистический анализ замеров газового фактора на одном из месторождений Западной Сибири показал, что при росте обводненности до 90-95 % наблюдалось практически двукратное увеличение промыслового газового фактора по сравнению с первоначальным газосодержанием пластовой нефти [8].



Рисунок 1.1 – Месторождения Западной Сибири с различным газовым фактором

Таким образом, при планировании скважинных операций (в том числе, глушения нефтяных скважин) на месторождениях с высоким газовым фактором, в том числе находящихся на поздней стадии разработки, необходимо уделять особое внимание вопросам предотвращения прорыва газа.

Научные исследования, заключающиеся в анализе и подборе технологий глушения нефтяных скважин для различных геолого-физических условий, направлены на разработку [92]:

– традиционных жидкостей глушения скважин для создания необходимого забойного давления и сохранения фильтрационных характеристик ПЗП;

– блокирующих составов для предотвращения поглощения ЖГС в пласт, прорыва углеводородного газа к устью скважины, сохранения фильтрационных характеристик ПЗП;

– технических устройств, обеспечивающих проведение подземного ремонта скважины без её глушения [75, 76, 80].

Применяемые при глушении нефтяных скважин технологические жидкости и блокирующие составы можно условно разделить на следующие типы (рисунок 1.2) [92, 113].



Рисунок 1.2 – Основные типы жидкостей глушения скважин

Анализ результатов экспериментальных исследований и практического применения представленных жидкостей глушения скважин позволил выявить область их эффективного применения (таблица 1.1) [9, 22, 113, 107].

Обоснованный подбор рецептуры для жидкостей глушения при подземном ремонте скважин имеет важное значение в связи с необходимостью надлежащим образом следить за пластовым давлением и предотвращать постоянное снижение проницаемости из-за закупорки каналов твердыми частицами (либо содержащихся в этих жидкостях, либо образующихся в результате их несовместимости), взаимодействия в пласте глинистых материалов или матрицы породы с закачиваемой жидкостью, изменения смачиваемости в результате взаимодействия поверхностно-активных веществ (ПАВ) или чрезмерного поглощения жидкости пластом, что приводит к образованию водяных блоков.

Химические реагенты, добавляемые для контроля фильтрации раствора, сохранения реологических свойств или стабильности, могут также ухудшать

свойства призабойной зоны и снижать продуктивность скважины. Помимо планирования первичного использования ТЖ, необходимо также составить план работ по её утилизации или восстановлению и повторному использованию до её фактического применения в промышленных условиях [15].

Таблица 1.1 – Область применения основных типов жидкостей глушения скважин

Технологическая жидкость	Условия применения							
	Обводненность $\geq 60\%$	Обводненность $< 60\%$	Низкое пластовое давление (АНПД, недокомпенсация)	Аномально высокое пластовое давление	Высокотемпературные пласты ($>80\text{ }^{\circ}\text{C}$)	Водочувствительные (глинистые) коллектора	Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины	Высокий газовый фактор ($>200\text{ м}^3/\text{т}$)
Водные системы								
Техническая вода	+	-	-	-	+	-	-	-
Водные солевые растворы	+	-	-	+	+	+	-	-
Пенные составы	+	+	+	-	+	+	-	+
Углеводородные системы								
Товарная нефть	-	+	+	-	+	+	-	-
Загущенная нефть	-	+	+	-	-	+	-	-
Блокирующие системы								
Эмульсионные	+	+	+	+	+	+	+	+
Полимерные	+	+	+	+	+	+	+	+

Стоит учесть, что нарушение технологии глушения скважины не только связано с отсутствием должного подбора ТЖ, но и может быть обусловлено техническими причинами: отсутствие достоверной информации о состоянии циркуляционного клапана; наличие в скважине аварийного инструмента; наличие пакерной компоновки; особенности подземного оборудования.

Так, например, известен способ глушения скважин с пакерной компоновкой, реализуемый путем закачки блокирующей пачки по колонне насосно-компрессорных труб в зону перфорации продуктивного пласта. Недостатком известного способа является невозможность обеспечения надежного глушения скважины из-за скопления газа в подпакерном пространстве выше циркуляционного клапана. Это может привести к возникновению открытого фонтанирования в процессе ремонта скважины [85].

В подобных случаях необходимо должным образом контролировать полное удаление газа из ствола скважины предварительной промывкой водным раствором ПАВ.

Анализ проведенных лабораторных исследований и промысловых данных свидетельствует о достаточно низком коэффициенте восстановления проницаемости (КВП) для существующих биополимерных растворов, который составляет порядка 0,3-0,45. При этом для растворов на водной основе различной минерализации КВП может находиться в широком диапазоне – 0,45-0,85, а при использовании пенных систем – порядка 0,5. Растворы на углеводородной основе обладают наиболее высоким показателем КВП – около 0,6-0,9 [72].

Широкое использование ЖГС на водной основе для глушения скважин объясняется их доступностью, относительно невысокой стоимостью и простотой приготовления. Хотя установлено, что проницаемость ПЗП по нефти при использовании водных солевых растворов (хлористого кальция (CaCl_2), хлористого натрия (NaCl) и др.) снижается на 20-50 % и более [19]. Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит за счет коагуляции коллектора частицами твердой фазы, блокирование фильтратом пор и образование нерастворимых осадков при контакте с пластовыми флюидами. Рассолы гигроскопичны, и поэтому их плотность снижается в результате поглощения водной фазы, например из гидрофильных пластов, что может привести к газонефтеводопроявлениям. Снижение проницаемости происходит также за счет образования высоковязких, тонкодисперсных водонефтяных эмульсий [34, 40]. В

итоге это приводит к затруднению фильтрации пластового флюида из удаленной зоны пласта в скважину.

Наиболее интенсивно описанные факторы проявляются при глушении скважин в осложненных геолого-физических условиях, в том числе эксплуатирующих объекты с высоким газовым фактором. В этих случаях глушение скважин должно проводиться по комбинированной технологии с использованием в комплексе с традиционными ЖГС специальных блокирующих составов. В качестве таких жидкостей применяют закачку эмульсионных или полимерных систем, отличающиеся повышенной вязкостью и низкой фильтруемостью в ПЗП. В иных случаях возникновение осложнений возможно при неправильном подборе параметров глушения скважин [34, 40].

Если проникновение жидкости глушения в пласт неизбежно, что повышает вероятность поступления пластового флюида из-за снижения веса столба жидкости в стволе скважины, предпочтительнее использование блокирующих эмульсионных составов (инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР), инвертно-мицелярные растворы, инвертно-меловые суспензии) [21, 59]. В обратных эмульсиях внешней дисперсионной средой является углеводородная жидкость (например, нефть или дизельное топливо) с добавлением эмульгатора (Нефтенол-НЗ, НЗб, РХП-60, Алдинол-10, ЭКС-ЭМ или ЯЛАН-Э-2), а плотность блокирующего состава обеспечивается водным солевым раствором различной концентрации [121]. В качестве дисперсной фазы, определяющей вязкостные, структурные и фильтрационные свойства обратной эмульсии, могут применяться также кислоты и щелочи, что позволяет использовать данные системы для восстановления и улучшения фильтрационных свойств ПЗП [1, 13, 51]. Использование таких систем повышает фазовую проницаемость по нефти за счет адсорбции эмульгатора на поверхности породы и её гидрофобизации [37, 66, 67].

Обратные эмульсии могут применяться в качестве газоблокирующего экрана путем заполнения интервала перфорации (открытого ствола) отдельно или в комплексе с полимерными составами, продавливаемыми в ПЗП, для повышения эффективности глушения скважин [116].

При всех этих достоинствах ТЖ на углеводородной основе отличаются пожароопасностью, высокой стоимостью и ограниченностью в применении в условиях повышенных пластовых температур [21].

Применение ТЖ на углеводородной основе для глушения скважин в условиях повышенной проницаемости, наличия трещин, сильной расчлененности пласта, а также аномально низкого пластового давления может привести к поглощению жидкости пластом [123, 130]. Для получения ТЖ с плотностью ниже $0,85 \text{ г/см}^3$ необходимо применение специальных облегчающих добавок, которые могут значительно повысить стоимость ремонтных работ [20, 72]. Кроме того, эмульсионные растворы склонны к разжижению при контакте с нефтеносной породой и повышении температуры, что может также приводить к чрезмерному поглощению ТЖ пластом [11, 41, 52, 129].

Осложняет ситуацию также то, что применяемые эмульгаторы зачастую имеют сложный состав, а их эффективность снижается при превышении температуры стабильности эмульгатора (для многих ПАВ $50\text{-}80^\circ\text{C}$). Именно поэтому использование подобных углеводородных систем затруднительно из-за сложностей в прогнозировании поведения раствора в конкретных термобарических условиях [21].

Технологические жидкости на углеводородной основе могут закупоривать поровое пространство малопроницаемых пластов, либо поглощаться в больших количествах высокопроницаемыми интервалами, образуя эмульсионные блокирующие экраны в прискважинной зоне. Использование в составе ТЖ кольматирующих наполнителей (например, карбонат кальция) для временного снижения её фильтрации в проницаемые зоны также чревато потенциальными осложнениями. Дело в том, что твердые вещества могут проникать в ПЗП и необратимо снижать её проницаемость из-за гидрофобизации их поверхности и снижения восприимчивости кольматирующей добавки к воздействию кислоты [130]. Кроме того, некоторые материалы для контроля фильтрации ТЖ в пласт (такие как лигносульфонаты, крахмалы, различные нерастворимые сульфаты и оксиды, которые часто применяются как вспомогательные средства к

калиброванным сыпучим материалам) либо не обладают термостойкостью, либо могут необратимо закольматировать ПЗП, вследствие того, что кислотный раствор или вода не могут вступить с ними в прямой контакт. Хранение и/или восстановление свойств таких жидкостей обходится дороже, чем приобретение совершенно новой жидкости. Также, у данных технологических жидкостей ограниченный и довольно низкий предел максимальной плотности, что еще больше ограничивает их область применения и возможность изменения свойств в промышленных условиях.

В работе [108] представлено описание состава на углеводородной основе УТЖ VIP, вязкость которого увеличивается с ростом температуры. Опыт применения технологии глушения скважин с использованием УТЖ VIP свидетельствует о снижении поглощений ГЖ пластом, предотвращении прорыва газа и сокращении ВНР скважин без дополнительного воздействия на ПЗП [108]. Хотя использование указанного состава в нефтяных скважинах может быть малоэффективным из-за потери его подвижности при контакте с нефтью.

Согласно [70], в процессе глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором все чаще используются загущенные жидкости глушения на водной основе, представляющие собой пены и полимерные композиции.

Пенные системы для временного блокирования продуктивного пласта применяют только в том случае, если технологические свойства пены соответствуют давлениям и температурам конкретных залежей при строгом учете изменения этих свойств в результате их взаимодействия с пластовыми флюидами. Если указанное условие выполняется, то ввиду прочного закрепления пузырьков пены в фильтрационных каналах пористой среды в призабойной зоне пласта создается непроницаемый пенный экран. Невыполнение данного условия может спровоцировать необратимые процессы разрушения пены, снятия блокировки и фильтрации водных растворов в пласт. Наряду с этим применение пен ограничено из-за отсутствия необходимого технологического оборудования и несовершенства существующих технологий [95].

Одним из решений, описанным в работе [60], является закачка в газовую часть залежи раствора пенообразующего агента (например, растворимый в бензоле кремнийорганический сополимер) для его смешения с закачиваемым или пластовым газом и получения пенной системы. Данный барьер способен закупоривать поровое пространство пласта и, тем самым, предотвращать поступления газа в скважину. Однако концентрация указанного реагента должна составлять до 3 % об., причем требуется закачка больших объемов газа (в 3 раза больше объема раствора пенообразующего агента), что осложняет и повышает стоимость проведение ремонтных работ. Более того, глубина продавливания пены в зону ПЗП должна составлять до 30 м.

В работе [111] в качестве ТЖ для глушения скважин в рассматриваемых условиях предлагается трёхфазная пена, которая отличается низким градиентом прорыва газа и изменчивостью своих свойств во времени. Так, при контакте с пластовой водой пена разрушается, что может привести к нарушению равновесия системы «скважина – пласт».

За последние годы разработаны сверхлегкие жидкости глушения (афроны), включающие микроскопические пузырьки газа, имеющие двухслойную оболочку с промежуточным слоем воды. Данные ТЖ представляют собой смесь из воды, загустителя (карбоксиметилцеллюлоза, полисахариды и др.) и ПАВ (Сульфонол, ОП-10, Нефтенол ГФ и др.). В то же время оболочка пузырька воздуха в обычной пене состоит из одного мономолекулярного слоя ПАВ. Именно из-за малого размера и особого строения афроны обладают высокой механической прочностью и стабильностью. Применение технологий глушения скважин с использованием афронов осложнено тем, что процесс их образования происходит лишь при активном диспергировании жидкой фазы и одновременном захвате пузырьков воздуха [86]. Более того такие жидкости отличаются высокой стоимостью.

Вспененные гели являются альтернативой простым полимерам для обеспечения контроля подвижности газовой фазы. Они обеспечивают промежуточную степень закупорки и требует значительно меньше полимера, чем объемные гели [137].

Вспененный гель представляет собой полимерный сшивающий раствор, содержащий ПАВ, который вспенивается с помощью газа. Основное различие между вспененными гелями и водными пенами заключается в том, что внешняя фаза вспененного геля сшивается, значительно повышая механическую стабильность системы пены. В идеале пенообразующий раствор из полимерного геля не должен образовывать гель во время закачки пены в пористую матрицу. Таким образом, вспененная гелевая система во время закачки в скважину похожа на водную пену, а после гелеобразования она ведет себя аналогично гелю. Однако барьеры из вспененного геля разрушаются, когда перепад давления превышает критическое значение, величина которого зависит от качества пены (объемной доли газа), проницаемости и свойств геля [137].

Вспененные гели и водные пены обычно создаются путем нагнетания воздуха или газа через специальное оборудование (насос нагнетания жидкого азота, отсекатели, компрессор и другие) под высоким давлением или сверхвысокой скоростью (> 8000 об/мин) перемешивания, что является сложным, дорогим и опасным методом приготовления. Кроме того, стабильность пены ограничена ныне используемыми методами: добавлением вязкого полимера или структурированием связей полимера за счет добавления химического сшивающего агента.

Согласно [144] на Восточно-Мессояхском месторождении в настоящее время происходит прорыв газа из газовой шапки в эксплуатационные скважины из-за сильной неоднородности пласта. Пенный раствор полимера (0,15-0,2 % масс.) с добавкой ПАВ продемонстрировал высокую блокирующую способность в керне с высокой проницаемостью, что можно объяснить образованием стабильной пены. При этом высокая концентрация полимера увеличивает начальную вязкость раствора, что не только снижает кратность пены, но и усложняет её закачку в пласт.

Одним из передовых направлений в области совершенствования технологии глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором является закачка в интервал перфорации полимерных составов, представляющих собой гели

различной консистенции (от вязкоупругих до слабо текучих). Подобные составы позволяют надежно изолировать продуктивный пласт и исключить проникновение в него стандартной ЖГС, а также обратное поступление в скважину пластового флюида. В общем случае к данному типу ЖГС относятся гидрогели, водонабухающие, эмульсионные полимеры и полимеры на водной основе (линейные и нелинейные гели).

В качестве водорастворимых загустителей ТЖ используются вещества различного происхождения: растительные полимеры на полисахаридной (модифицированный крахмал, ксантановая, гуаровая камеди и их производные) и карбоксиметилцеллюлозной основе, искусственные полимеры на полиакриловой и полиакриламидовой основе. В качестве сшивающих агентов применяют сульфат меди, сульфат алюминия, хлорид железа, ацетат хрома и др. [59, 93].

Полимерные сшитые системы обладают более высокими структурно-механическими свойствами, по сравнению с вязкоупругими жидкостями для гидроразрыва пласта (ГРП), что препятствует проникновению таких ТЖ в ПЗП.

При использовании данного метода изоляции продуктивного пласта важно учитывать степень гидратации полимеров и их реологические характеристики. При этом вязкость неньютоновских жидкостей почти всегда снижается при их сдвиге. Так при радиальном течении жидкости в пласт при постоянном гидростатическом давлении и температуре её скорость сдвига снижается и, соответственно, повышается кажущаяся вязкость [15].

По сравнению с блокирующими эмульсионными составами использование полимерных систем имеет ряд существенных преимуществ:

- широкий диапазон регулирования физико-химических свойств;
- высокая термостабильность в зависимости от выбранного полимера;
- низкая степень фильтрации в ПЗП;
- технологичность в приготовлении и использовании;
- экологичность, взрыво- и пожаробезопасность.

Недостатком подобных ТЖ является то, что в случае их проникновения в ПЗП возможно образование устойчивых полимерных пленок (мембран) в порах

пород, удаление которых может быть затруднительно в процессе освоения скважины, что может привести к существенному снижению фильтрационных свойств ПЗП. Это обусловлено тем, что фильтрационная корка образуется за счет связывания и структурирования полимерных молекул между собой и сцепления их с породами пласта. Как правило, такие структуры достаточно подвижны в пористой среде и легко проникают в коллектор, закупоривая его поры [21].

Согласно [22, 56, 108], применение вязкоупругих составов является одним из надежных способов блокирования ПЗП от проникновения водного фильтрата. В подобных технологиях применяются составы на полисахаридной основе.

В работе Г.В. указано, что «в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (ООО «ПермНИПИнефть») разработаны рецептуры вязкоупругих составов (ВУС) для нормальных (20-60°C) и повышенных (до 150°C) температур. Для данных ВУС в качестве полимерной основы выбраны реагенты из класса полисахаридов, которые по данным многих исследователей не образуют осадка ни при каких условиях и оказывают минимальное воздействие на снижение продуктивности пород ПЗП. В качестве сшивающих агентов использовались соединения меди и хрома. Для регулирования плотности ВУС применялась добавка минеральной соли.

При глушении скважин в условиях АНПД может быть использован аэрированный ВУС с добавкой пенообразователя. Данная ТЖ представляет собой упругий гель с высокими структурно-механическими свойствами. Пузырьки газа (воздуха) надежно удерживаются в структуре ТЖ в течение длительного промежутка времени, в том числе, при неоднократном изменении давления в процессе глушения скважины.

Разрушение структурных связей ВУС осуществляется за счет введения в его состав внутреннего деструктора, находящегося в неактивном состоянии, и закачку в скважину после ремонтных работ комплексного состава на основе персульфатов или органических пергидратов и органических кислот с добавлением активатора внутреннего деструктора. Такой состав практически мгновенно разрушает ВУС по всему объему в течение 1-3 часов. Благодаря органической кислоте (лимонной

или сульфаминовой кислотам) в комплексном составе, разрушаются связи, сшивающие полимер, и активируется внутренний деструктор, а присутствие перекисного соединения разрушает молекулярную цепочку полимеров, снижая вязкость ВУС.

Результаты промысловых исследований свидетельствуют об отсутствии снижения коэффициента продуктивности скважины после её глушения с использованием ВУС, исключении отказов скважинного оборудования за счет полной деструкции данной ТЖ, низкой её фильтрации в пласт и высокой газодерживающей способности» [73].

Однако подобные ВУС являются многокомпонентными системами, отличающиеся сложностью в их приготовлении и использовании. Нарушение технологии применения ВУС может привести к необратимой кольматации порового пространства. Кроме того, для закачки деструктора требуется проведение дополнительных работ по спуску насосно-компрессорных труб (НКТ) или погружного насоса.

Авторами [87] разработан вязкоупругий состав на водно-солевом растворе (хлорида калия и каустической соды), а также полимер-загуститель с наполнителем (ксантановая камедь и вермикулит), предназначенный для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором и трещинами ГРП. Технология закачки ВУС предполагает временную кольматацию ПЗП с последующей её декольматацией. Состав позволяет надежно блокировать продуктивный пласт, препятствуя поступлению из него газовой пачки.

Как показывает промысловый опыт, подобные системы вызывают сложности при освоении и способны необратимо кольматировать поровое пространство коллектора, ухудшая конечную продуктивность скважин.

В работе [83] рассмотрена полисахаридная жидкость на водной или водно-солевой основе, представляющая собой гель на основе модифицированного гуара. Данная ТЖ имеет плотность до 1180 кг/м^3 и термостабильна при пластовой температуре до 100°C , обладает низкой фильтрацией, а фильтрат – низким межфазным натяжением на границе с углеводородом и хорошим ингибирующим

эффектом по отношению к глинистым породам, возможно регулирование его плотности и вязкости в широких диапазонах. Добавление сшивающих агентов способствует образованию сшитой структуры полисахаридного геля, эффективно блокирующей ПЗП от поступления пластового флюида. Данная ТЖ легко разрушается воздействием 6-12 % масс. раствора соляной кислоты [44]. Однако в условиях АНПД и высокой проницаемости пород-коллекторов отмечался достаточно длительный выход (до 34 дней) скважин на режим эксплуатации из-за повышенной фильтрации полисахаридного геля в пласт [55, 56].

В соответствие с результатами промысловых испытаний, отмечается успешное применение полисахаридной жидкости для глушения скважин в условиях низкопроницаемых терригенных коллекторах с пластовой температурой 80-95 °С, а также скважин, имеющих высокий газовый фактор от 300 до 1000 м³/т [56].

Для проведения работ по глушению скважин разработана эмульсионная полисахаридная жидкость с повышенной термостабильностью (до 90 °С), способствующая предотвращению нефтегазопроявлений при большом газовом факторе. Указанная жидкость содержит полисахаридный загуститель, углеводородную (керосин, дизельное топливо, товарная нефть) и водную (пресная или минерализованная вода) фазы, диэтаноламин, сшиватель СП-РД и водорастворимый ПАВ (например, Нефтенол ВВД).

Применение указанного состава позволяет заглушить скважину с чрезмерными поглощениями и низким забойным давлением, при этом наблюдается быстрый выход скважины на режим эксплуатации, в том числе и при малых её дебитах. Однако данный состав является сложнocomпонентным, что затрудняет процесс приготовления и контроля его свойств в промысловых условиях. Кроме того, полисахаридная жидкость обладает пониженной вязкостью при 80 °С (около 80 мПа·с), что свидетельствует о её низких газоблокирующих свойствах [84].

Согласно [39, 96] наиболее подходящими для предотвращения прорыва газа является сшитые полимерные системы, образующие гели в пластовых условиях.

Широкое применение нашли составы на основе водорастворимых полимеров, преимущественно, полиакриламида. Образование сшитой системы достигается вводом в раствор полимера реагента-гелеобразователя (соли Cr^{3+} , Al^{3+}), который связывает молекулы полимера между собой и со стенками пор. После проведения ремонтных работ высока вероятность неполного извлечения полимерного состава из ПЗП и, тем самым, снижения продуктивности скважины.

В работе [81] предложен вязкий состав на основе моноэтаноламина и полиакриламида. В качестве сшивателя представлен сернокислый алюминий, который приводит к образованию слабой трёхмерной структуры полимера, что обуславливает его низкую прочность. Кроме того, данная ТЖ отличается низкой адгезией и неустойчивостью во времени (возможно отделение воды из состава). В связи с чем, применение рассматриваемой ТЖ не желательно, в том числе из-за повышенного риска миграции газа из пласта в скважину.

Таким образом, недостаток существующих составов на полимерной основе заключается в низкой термостабильности или неконтролируемом росте их вязкости с увеличением температуры, приводящем к необратимой закупорке порового пространства пород ПЗП. Отсутствие регулятора сшивки в большинстве ТЖ говорит об их низкой технологичности: составы преждевременно сшиваются до достижения забоя скважины, а в некоторых случаях замедленная скорость гелеобразования приводит к их глубокому проникновению в ПЗП, что осложняет последующее освоение скважины. В сравнении с технологией глушения скважины чистыми водно-солевыми растворами применение полимерных буферов является прогрессивным решением, поскольку позволяет увеличить коэффициент восстановления проницаемости ПЗП по нефти с 0,6 (для случаев глушения хлористым кальцием) до 0,9 (в редких случаях и более при применении совместно с деструктором).

1.1.2 Зарубежный опыт

Применение в качестве блокирующей жидкости глушения полимерного состава позволяет предотвратить прорыв газа к устью скважины и снизить

степень поглощения ГЖ пластом, но, в связи с тем, что полимеры могут обладать высокой адсорбцией на поверхности породы, полное разрушение макромолекул загустителя и извлечение состава из ПЗП может быть осложнено.

В работе [145] рассмотрена бесполимерная загущенная жидкость на основе цвиттерионного ПАВ. При освоении скважины обеспечивается снижение вязкости данной ГЖ за счет разбавления её водой или нефтью. Однако такая жидкость не сможет обеспечить должное перекрытие интервалов продуктивных пластов из-за взаимодействия с пластовым флюидом, что повышает риск возникновения ГНВП в процессе ремонтных работ.

Пены способны блокировать проявление пластового газа и тем самым снижать соотношение газа и нефти, улучшая добычу в целом на месторождении [146]. Автор статьи [142] разработал пенный раствор для заканчивания скважины, состоящий из воды, солей и вспенивающего агента в виде поверхностно-активного вещества. Например, в работе [152] предложена пена на основе комбинации полимера и сшивателя в виде фенолформальдегидной смолы. В исследовании [143] получен вспененный гель путем закачки азота с помощью поршневого насоса высокого давления и полимера, гомогенно сшитого хромом. Тем не менее, существующие способы получения пены в основном заключаются в сверхвысокочастотном перемешивании или отдельной закачке газов, таких как воздух и азот, что создает определенные технологические трудности и повышает экономические издержки.

В работе [149] разработаны жидкости для ремонта скважин, содержащие полые шарики и имеющие плотность от 0,5 до 1,5 г/см³, получаемые путем перемешивания при 10000 об/мин. Полые шарики представляют собой закупоривающий материал, состоящий из одного или нескольких газов. Во время капитального ремонта скважины было установлено, что благодаря высокой структурной прочности жидкостей при низкой скорости сдвига природный газ прорывается только внутри закупоривающего экрана и не может двигаться вверх к устью скважины, поэтому пути природного газа в стволе скважины изолированы от поверхности земли. Более того, жидкость может полностью

перемещаться вверх и вниз, подобно поршневой пробке, при изменении пластового давления. Как и при обычных операциях, добыча может быть восстановлена после капитального ремонта с помощью газлифта. В другой работе [128] применили микропенистую жидкость глушения низкой плотности, приготовленную перемешиванием при 8000 об/мин, для ремонта газовых скважин с низким давлением. Тем не менее, эти методы газогенерации по-прежнему имеют проблемы безопасности и высокую стоимость, и остается вопрос о стабильности этих пен в стволе скважины.

В статье [133] авторами предлагается вспененный гель, генерируемый в пластовых условиях, для проведения ремонтных работ. Благодаря высокой скорости гелеобразования, повышенной прочности геля, плотной и мелкодисперсной пространственной структуре пены, что повышает устойчивость системы и позволяет равномерно удерживать газ, данный состав может быть использован для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

Пена формируется в пластовых условиях с помощью газообразующих химических веществ и пенообразователя (неионогенный ПАВ). Стабильность пены повышается за счет двойного сшивания с применением ацетата хрома III (Cr^{3+}) и полиэтиленимина (PEI), что гарантирует её стабильность в стволе скважины. Для приготовления рабочей жидкости химические реагенты смешивают в следующем соотношении: 4 % масс. APG0810 (алкилполиглюкозид) + 3 % масс. НРАМ (гидролизированный полиакриламид) + 0,2 % масс. Cr^{3+} + 2 % масс. PEI + 1,31 % масс. L-глутаминовой кислоты + 1,5 % масс. бикарбоната натрия.

По результатам лабораторных исследований гель образует на границе с породой низкий адсорбционно-удерживающий слой. Более того, давление прорыва для удаления геля ниже 0,5 МПа, а быстрота восстановления проницаемости пород-коллекторов может достигать 93,9 %, что доказывает эффективность в вопросе отсутствия повреждения пласта вспененным гелем.

По сравнению с аналогами, для приготовления вспененного геля отсутствует специальное требование в ультравысокой скорости перемешивания,

что является более безопасным, простым и экономичным способом приготовления рабочей жидкости. Однако большое количество используемых химических веществ увеличивают время приготовления и конечную стоимость состава. Кроме того, в данной работе вспененный гель генерировался при температуре 35°C. При более высокой температуре повышается риск разрушения геля.

Стоит также отметить сложность подбора компонентного состава газообразующих химических веществ, поскольку большое количество соли, образующейся в ходе реакции или изначально содержащейся в самом составе, могут привести к уменьшению прочности геля, что способствует схлопыванию пузырьков газа или воздуха и сокращает время стабильности системы.

Стабильность пены обеспечивается в течение 4 дней, в течение которого её плотность изменяется от 0,711 до 0,910 г/см³. В случае её использования при длительных ремонтных работах (от 4-7 дней и более) высока вероятность ГНВП из-за риска полного разрушения геля.

Основной состав жидкости глушения в работе [141]: вода + пенообразователи (0,5 % масс. додецилсульфата натрия и 0,55 % масс. додецилдиметилбетаина) + стабилизаторы пены (0,75 % масс. ксантановой камеди и 0,25 % масс. желатина).

Одного пенообразователя обычно недостаточно, потому что даже период полураспада лучшего пенообразователя составляет менее 10 минут. Для этого используют стабилизаторы пены, которые увеличивают вязкость и снижают её текучесть, повышая тем самым стабильность состава. По результатам проведенных исследований загустители можно расположить в следующем порядке снижения периода полураспада: ксантановая камедь > карбоксиметилцеллюлоза натрия > полиакриламид. Только ксантановая камедь может увеличить период полураспада пены более чем на 20 часов. Кроме того, использование в качестве пенообразователя полиакриламида слишком сильно загущает жидкость и затрудняет протекание пены. Ствол скважины должен быть полностью очищен перед закачкой пены, чтобы избежать её контакта с нефтью.

Плотность пены также должна быть тщательно рассчитана, чтобы избежать её утечки в ПЗП.

В породе продуктивного пласта может содержаться большое количество микротрещин, которые служат каналами для фильтрации газа и нефти в ствол скважины. По мере того, как газ будет продвигаться к стволу скважины, ТЖ будет постоянно поступать в микротрещины пласта, в результате чего происходит замещение жидкости в стволе скважины на пластовый газ. Кроме того, из-за высокой степени сжимаемости природного газа, максимальное объемное его расширение при приближении к устью скважины составляет около 600 раз. Следовательно, даже небольшое поглощение ТЖ пластом приведет к тому, что газ, который его замещает, будет постепенно увеличиваться в объеме по мере его продвижения к поверхности, и забойное давление будет уменьшаться. Данная ситуация может привести к большим рискам возникновения в скважине ГНВП.

Полимерный гель является эффективным технологическим решением для предотвращения проникновения газа в ствол скважины при её глушении. Авторы [138] разработали стабильный, высокопрочный блокирующий гель с заданным временем деструкции, который обеспечивал защиту от проникновения ТЖ в пласт и поступления пластового флюида в скважину. В работе [135] рассмотрено применение геля на основе трехвалентного хрома (0,02-0,04 % масс.) и частично гидролизованного полиакриламида (0,4-0,6 % масс.) для перекрытия пористого и трещинного продуктивного пласта при капитальном ремонте скважины. Время гелеобразования регулируется в диапазоне от 2 до 4 часов. Полимерный гель может быстро сформировать фильтровальную корку и временный закупоривающий слой плотной структуры путем создания избыточного давления нагрузки до 10 МПа, что является эффективным средством для обеспечения достаточной герметичности ПЗП от проникновения газа. Восстановление проницаемости может превышать 85 % для различных проницаемостей керна, а давление прорыва составляет менее 1 МПа, что указывает на то, что временный закупоривающий слой может быть легко разрушен в процессе добычи после проведения ремонтных работ. Например, в

работе [119] предлагается инновационный нанокompозит оксида циркония на основе графена в качестве сшивающего материала с использованием полиакриламидного полимера и его производных. Полимерный гель имеет однородно распределенную трехмерную сетчатую микроструктуру с небольшим размером ячеек, что позволило достичь требуемой термостабильности для надежного удержания воды внутри геля. Однако при глушении скважин с повышенными температурами применение обычных полимерных гелей неэффективно. Поскольку скорость гелеобразования возрастает с повышением температуры, существуют большие проблемы для проектирования гелевых экранов в высокотемпературных пластах.

В работе [134] описан нанокompозитный гель (LPGEL) для предотвращения проникновения газа высокого давления в ствол скважины во время бурения и завершения строительства скважины. Состав разработан с использованием 0,1 % масс. пирофосфата калия (TKPP), 0,03 % масс. тиомочевины, 3 % масс. лапонита, 1,2-2 % масс. сульфированного полиакриламида (SPAM) и 0,4-0,8 % масс. растворов катионного органического сшивающего агента – сшитого полиэтиленimina (CPEI).

Результаты проведенных исследований показывали, что гель обладает высокой вязкостью, достаточной механической прочностью и хорошей термической стабильностью при высоких температурах. Способность к упругой деформации пробки LPGEL является важным фактором, влияющим на прорыв газа.

Однако рассматриваемый нанокompозитный гель имеет достаточно сложный химический состав, предполагает особые условия смешения реагентов, что осложняет процесс его приготовления на устье скважины. При депрессии 0,3-1,75 МПа отмечается стабильная скорость выхода газа 0,5-5 мл/мин, что снижает перспективы использования данного состава для замедления проникновения газа в ствол скважин при более высоких депрессиях (2-4 МПа).

В работе [126] представлен герметизирующий материал на основе сшитого органического полимера (сополимер акриламида и трет-бутилакрилат, сшитый

полиэтиленмином) с добавлением кремнеземной муки для проведения операций по перекрытию водо- и газоносного горизонтов. Под воздействием температуры на забое скважины жидкость образует трехмерную гелевую структуру, которая эффективно закупоривает заданный интервал.

Герметизирующий материал термостабилен при высоких пластовых температурах (от 60 до 121 °С), обладает регулируемым временем сшивки для перехода от жидкости к трехмерной структуре геля. Гель обладает достаточной прочностью для сопротивления перепадам давления в стволе скважины около 7 МПа и остановки потока воды и газа. Кроме того, герметизирующая система не чувствительна к пластовым флюидам, литологии и/или тяжелым металлам.

Несмотря на вышеупомянутое, у состава имеется ряд ограничений: углеводородные интервалы должны быть изолированы во время обработки. Такое условие может быть связано с негативным влиянием состава на продуктивные интервалы, снижающем конечные фильтрационные свойства пласта. Также использование довольно высокого уровня загрузки кремнеземной муки (около 50 % масс.) для достижения требуемого контроля потери текучей среды означает, что требуются довольно большие объемы твердого наполнителя, что затрудняет работу по логистике и приводит к проблемам, связанным с необходимостью проведения последующей кислотной обработки скважины.

В работе [120] представлена технология газоизоляции, проводимая в условиях трещиноватого карбонатного коллектора. Необходимость разработки такой технологии вызвана прорывом газа и ограничениями на пропускную способность системы транспорта газа, которые привели к закрытию ряда скважин с высоким газовым фактором.

Методика подбора химических реагентов для блокировки участков прорыва газа включала в себя следующее:

1. Механическая зональная изоляция для точной обработки, когда это возможно, с использованием системы поперечного пакера в открытой части ствола скважины.

2. Оценка приемистости скважины, особенно перед обработкой водой (или рассолом) и линейным гелем (например, не сшитым полиакриламидным гелем).

3. Закачка в скважину системы FG (текучего полиакриламидного геля). Высокомолекулярный полимер, особенно когда частично или полностью сшитый, практически не проникает в матрицу породы, что, следовательно, повышает эффективность его проникновения в трещины.

4. Закачка в скважину системы RG – высокопрочный сшитый полимерный гель, способный проникать в поровое пространство пород-коллекторов. Этот гель в основном используется для перекрытия воды и газа вблизи ствола скважины.

5. Регулировка вязкости ТЖ в процессе обработки на основе мониторинга индекса приемистости и диагностики графика закачки. Концентрация геля постепенно снижалась от более низкой до более высокой концентрации к концу обработки. Этому способствовало использование специального устройства для смешивания полимеров, которое добавляет полимер и сшивающий материал в процессе закачки.

Хотя в результате проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) успешность технологии составила не более 60 %. Очень низкая температура коллектора (от 55 до 60 °С) вызывала медленный процесс сшивания геля и его более глубокое проникновение в ПЗП, что осложняло процесс последующего извлечения состава при освоении скважины.

Авторами [125] сообщается, что основным классом синтетических полимеров, используемых для контроля прорыва газа и воды на нефтяных месторождениях, являются акриламидные полимеры и сополимеры. Полимерная пена для блокирования газа представляет собой диспергатор газа в жидкой фазе в пористой среде, в которой жидкая фаза непрерывна, а газ занимает больший процент от общего объема состава [151]. Присутствие пены в пористых средах уменьшает их относительную проницаемость для газа, не влияя при этом на относительную проницаемость пород ПЗП для воды или нефти.

По проведенной авторами оценке, не все скважины с высоким газовым фактором являются кандидатами на обработку полимерами. Было установлено,

что полимеры эффективны только в том случае, если источником поступления газа является матрица пласта или газонасыщенные интервалы. В ином случае газ способствует извлечению нефти, и поэтому обработка ПЗП полимером может привести к снижению добычи нефти. Также был отмечен отрицательный эффект от ОПИ в случаях, когда радиус и объем полимера были недостаточными. Поэтому правильный отбор скважин-кандидатов и разработка плана обработки являются важным этапом подготовки к операции по глушению скважин в условиях высокого газового фактора.

Согласно [153] полимерные гели на основе полиакриламидов могут образовывать непрерывные трехмерные твердоподобные структуры в пласте.

Комбинация из 1,5 % масс. НРАМ и 0,3-0,8 % масс. РЕI обеспечивает срок службы полимерного геля от 15 часов до 9 дней при 40°C, что больше, чем у систем, сшитых ацетатом хрома при тех же условиях. Однако если температура достигает 80 °C, молекулярная цепь полимерной системы может быть легко разрушена из-за термической деструкции. Время гелеобразования увеличивается при этом до 2-3 дней. Для температуры более 80 °C разработаны полимерные составы на основе других полиакриламидов: НАР, РАtВА, РАМ. Концентрация полимера в них слишком высока и достигает 7 % масс., что значительно увеличивает стоимость технологии. Время гелеобразования в некоторых случаях уменьшается до 40 минут.

Результаты исследований [147] показали, что полимерный гель на основе гидролизованного полиакриламида с добавлением ацетата хрома (III) обладает лучшей устойчивостью к воде, чем к CO₂. Отмечается более высокое давление прорыва газа в кернах с низкой проницаемостью, чем при наличии трещин. Если градиент давления закачки CO₂ ниже, чем градиент давления прорыва геля, CO₂ не проникнет в зону, обработанную гелем. Напротив, моделирование сценария прорыва газа приведет к значительному разрушению и обезвоживанию геля в результате прохождения CO₂ через гель.

В исследовании [150] наночастицы диоксида кремния и оксида алюминия введены в полимеры ксантановой камеди, которые были сшиты ацетатом

хрома (III) с образованием трехмерной твердой структуры. Добавление наночастиц незначительно изменяет время гелеобразования и улучшает прочностные свойства геля до 45 % при концентрации наночастиц выше 5 г/л.

В качестве базового полимера выбрана ксантановая камедь, которая растворима в минерализованных водах, обладает низкой адсорбцией на поверхности горных пород и более устойчива к разрушению при сдвиге [124]. Полимерный гель на основе ксантановой камеди демонстрирует постепенное увеличение вязкости после начала гелеобразования до стабилизации, указывая на то, что реакция сшивания приближается к концу. В дополнение к этому сообщалось также о способности ксантановой камеди в определенной степени восстанавливаться после механического сдвига [127, 148].

Таким образом, рациональный подход к выбору типа ТЖ с заданными свойствами и правильное составление технологии проведения глушения скважины должны осуществляться с учетом горно-геологических и технологических условий работы скважины. Это позволит уменьшить степень отрицательного воздействия ТЖ на фильтрационные свойства ПЗП [107, 113].

1.2 Оценка перспектив использования различных химических реагентов для приготовления блокирующих полимерных составов для глушения скважин

Закачка блокирующего полимерного состава в скважину с высоким газовым фактором производится с целью предотвращения роста количества газа, проникающего из пласта в ствол скважины в процессе её глушения технологической жидкостью.

Однако, на начальных этапах закачки полимерного раствора в ствол скважины, образующийся вязкий гель, как правило, проницаем для газа, поскольку не обладает достаточно прочной и однородной структурой. В таком случае, при определенных условиях может произойти прорыв пластового флюида в ствол скважины. Кроме того, по мере повышения вязкости раствора, миграция газа может начаться в результате уменьшения гидростатического давления на забое скважины, создаваемого столбом ТЖ. На более поздних стадиях закачки

блок-пачки в скважину, при повышении её вязкости и седиментационной устойчивости, прорыв газа сквозь состав, скорее всего, будет отсутствовать. Тем не менее, загустевание блокирующего состава в ограниченном скважинном пространстве может приводить к появлению разрежения, в результате чего формируются газопроводящие каналы на границе «состав – обсадная колонна/НКТ».

В работе Ю.С. Минченко сказано, что «создание на забое скважины избыточного давления, превышающего рассчитанное значение на величину равную потере давления на трение, при закачке полимерного раствора не влияет на процесс образования каналов фильтрации газа.

Дополнительной причиной образования газопроводящих каналов является появление зоны смешения скважинной жидкости и буферного раствора из-за непоршневого вытеснения пластового флюида из скважины. При этом на границе раздела «пластовый флюид – буферный раствор» образуется смесь с низкими структурно-механическими свойствами. Пластовый газ может попасть в образовавшиеся каналы с дальнейшим его продвижением вдоль оси ствола скважины. Такой эффект может также происходить в условиях неполного замещения пластового флюида, насыщенного газом, буферным раствором.

Стоит отметить, что жидкость глушения, по своему функциональному назначению представляющая собой вязкопластичное тело, не будет передавать своё гидростатическое давление на забой скважины. С другой стороны, низкое значение СНС блокирующего состава позволит всплыть пластовому газу. Увеличение вязкости раствора приведет лишь к уменьшению скорости всплытия газа. В результате возможно скопление пластового газа на устье скважины и создание избыточного забойного давления, что может вызвать поглощение ЖГС пластом. Снижение высоты столба жидкости приведёт к новому поступлению газа в скважину» [64].

Именно поэтому эффективным решением является закачка в скважину блокирующих полимерных составов при её глушении, обладающих тиксотропными свойствами, в некоторых случаях совместно с традиционными

водными растворами ЖГС для создания требуемого гидростатического давления на забое скважины.

Полимерные гелевые системы [137] представляют собой смесь двух компонентов – высокомолекулярного полимера и сшивающего агента. В результате получается трехмерный клубок взаимосвязанных полимерных молекул, который перестает вести себя как жидкость и в конечном итоге может образовать жесткий, неподвижный гель.

В общем случае подбор типа полимера и его концентрации зависит от степени минерализации и pH водной основы. Поскольку тип соли и её концентрация в ТЖ могут приводить к снижению вязкости закачиваемых в скважину растворов (из-за частичной нейтрализации зарядов полимера, сворачивания молекул). В некоторых случаях наблюдается закупорка пористой среды в результате адсорбции полимера на поверхности породы [95]. Изменение pH среды влияет на реологические характеристики полимерных растворов и возможность их регулирования.

Широкое распространение получили полимерные реагенты на основе полисахаридов (целлюлоза, крахмал и их производные, ксантановая камедь) и акрилатов (полиакриламид, гидролизированный полиакриламид, гидролизированный полиакрилонитрил).

Полиакриламидный гель в чистом виде электрически нейтрален. Только при его смешивании с небольшим количеством щелочного раствора (например, NaOH) или при воздействии повышенной температуры полимер становится восприимчивым к ионному сшиванию.

Утверждается, что частично гидрализованый полиакриламид в смеси с ацетатом хрома нечувствителен к pH (примерно от 2 до 12,5). Термостабильность состава при этом может достигать 124 °С. Степень гидролиза полимера обычно варьируется от 0 до 60 %.

Частично гидрализованый ПАА как до, так и после гелеобразования может подвергаться воздействию двухвалентных катионов, таких как Ca^{2+} , которые относительно широко распространены в пластовых водах. Ионы Ca^{2+} связываются

с карбоксилатными группами в ПАА, вызывая осаждение свободного полимера. Это становится все более серьезной проблемой по мере увеличения степени гидролиза полимера, которое может увеличиваться с повышением температуры. Одним из решений является использование синтетических полимеров – сополимеров, в которых некоторые амидные группы заменены более инертной химией, которая не гидролизуется до карбоксилата [137]. Кроме того, удаление акриламидов из порового пространства пород ПЗП затруднено из-за их устойчивости к химическому и ферментативному воздействию [15].

На практике на нефтяных месторождениях Западной Сибири для временного отключения продуктивных пластов широко распространены гелеобразные композиции, в частности, вязкоупругие составы на основе полиакриламидов, бихромата натрия и формалина. Эти системы отличаются высокой подвижностью, упругостью химически сшитых макромолекулярных цепей, способностью сохранять пространственную структуру при значительных деформациях и восстанавливать её после снятия нагрузки. При этом существенным недостатком этих и других подобных гелеобразных систем является непредсказуемость их поведения в пластовых условиях, т.е. отсутствует возможность целенаправленного регулирования времени гелеобразования. В связи с этим, могут быть трудности с полным удалением блокирующего состава из ПЗП и скважины после завершения ремонтных работ [95].

С этой целью эффективна закачка природных полисахаридов, которые способны разрушаться с течением времени в порах пласта под действием различных факторов [10, 55].

Полисахариды могут быть сшиты таким же образом, как и полимеры на основе акрилатов. Они относительно нечувствительны к двухвалентным ионам и более устойчивы к температурам.

Модифицированный крахмал эффективно уменьшает потери жидкости при промывке и является биоразлагаемым, что обеспечивает естественное разложение полимерной структуры через определенный промежуток времени. Биологическое разложение крахмала происходит через 2-7 дней в зависимости от pH,

температуры и обработки раствора бактерицидами [5, 6]. Модифицированный крахмал успешно работает как в пресной, так и в соленой воде. Важной особенностью модифицированного крахмала является его высокая устойчивость к агрессии моно- и поливалентных солей. Кроме того, он экологически безопасен и является широко распространенным реагентом.

Ксантановая камедь регулирует реологические свойства раствора, образуя тиксотропные, густые неньютоновские жидкости с высокими адгезионными и удерживающими свойствами. На вязкость раствора ксантановой камеди не влияют колебания pH 2-12, температуры (нагрев до 90 °С) и присутствие солей. Биодegradация ксантана [5, 6] в зависимости от внешних условий происходит в течение 5-15 дней.

Уникальность реологических свойств растворов на основе ксантана во многом определяется свойствами упорядоченной структуры их цепей. Такие полимеры имеют как первичную, так и более высокую пространственную структуру. Это связано со слабыми межмолекулярными взаимодействиями [139] и вызвано образованием водородных связей и комплексов. При пластовой температуре выше 75 °С молекулы ксантана приобретают скрученную форму, в которой боковые звенья расположены вокруг основной цепи. Добавление в раствор даже небольшого количества катионов приводит к образованию двойных спиральных молекул ксантана с ионами металлов внутри [132].

Таким образом, растворы ксантановой камеди 1 % масс. или более высокой концентрации почти гелеподобны в состоянии покоя, но те же самые растворы легко текучи и оказывают очень низкое сопротивление перемешиванию и перекачиванию.

Для структурирования полимерных систем применяют сшивающие агенты двух типов:

- металлические (ионная связь или хелатирование);
- органические (ковалентная связь).

Эффективными металлическими сшивателями являются ионы трехвалентных металлов. Сшиватель Cr^{3+} применяется зачастую в виде комплекса

ацетат хрома. Сшиватель Al^{3+} используется достаточно редко, потому что реакцию сшивки нельзя контролировать или задерживать.

С помощью органических сшивателей получают гели для среды с высокой температурой, высокой соленостью, с большей гибкостью во времени схватывания геля (замедленное гелеобразование). Примеры органических сшивателей: фенольные соединения (фенол, фенилацетат, салициловый спирт и др.); альдегиды (формальдегид, параформальдегид, гексаметилентетрамин и др.).

В настоящее время компании все чаще начинают применять сшиватели с замедленной скоростью сшивки, при которой в процессе закачки в скважину значительно снижаются потери на трение, поскольку вязкость геля возрастает постепенно и максимальное значение вязкости достигается на забое скважины. Снижение скорости сшивки гелей при высоких температурах достигается путем введения в состав различных замедлителей, таких как ацетаты, цитраты, ацетилацетат, глюконаты и др. [140].

Для удаления блокирующего полимерного состава из ствола скважины и ПЗП с целью восстановления её проницаемости используют различного рода деструкторы, предназначенных для снижения вязкоупругих свойств загущенных жидкостей. При выборе типа и концентрации добавки для разрушения блок-пачки необходимо учитывать следующее:

- экологическую безопасность и токсичность реагентов;
- коррозионную активность;
- скорость реакции;
- вероятность загрязнения коллектора продуктами реакции.

Необходимо отметить, что все деструкторы вызывают коррозию в той или иной степени. Их коррозионная активность повышается из-за растворенного кислорода в составе (типично для перекисных деструкторов) и кислой среды растворов. Как показывают результаты исследований, в минерализованных средах коррозия усиливается, принципиальную роль при этом играет тип минерализации.

В настоящее время наиболее экономически и технологически целесообразно применение следующих типов деструкторов [74, 140]:

1) Кислотные деструкторы на основе растворов сильных кислот: неорганические и органические кислоты (соляная, уксусная и др.) или эфиры (триэтилфосфат, метилформиат и др.).

Данный тип деструкторов является наиболее экономически доступным и применяется, преимущественно, для разрушения гелей на основе полисахаридов и их производных. Их эффективность действия не зависит от температуры.

Однако такие деструкторы нельзя вводить на стадии приготовления ТЖ из-за нарушения условий сшивки геля. Их использование неэффективно в случае необходимости разрушения составов на основе синтетических полимеров типа акрилатов, а также в карбонатных пластах из-за расхода части деструктора на растворение породы.

2) Окислительные деструкторы (персульфаты аммония и щелочных металлов, бихромат калия, сульфат и нитрат меди, железа и др.).

Эффективность данного типа деструкторов практически не зависит от pH системы, но в тоже время определяется температурой среды. Окислительные деструкторы могут быть использованы в небольших количествах на стадии приготовления полимерного состава. При этом возникает сложность подбора требуемой концентрации из-за риска нарушения условий сшивки геля. Процесс деструкции геля в присутствии активатора происходит очень быстро и начинается практически сразу после его добавления.

Существуют следующие технологии закачки деструкторов:

1) Использование деструктора совместно с другими реагентами при приготовлении блокирующего состава.

В данном случае обеспечивается полный контакт деструктора со всем объёмом ТЖ, а значит, достигается высокий КВП пласта за счет практически полного извлечения полимера при освоении скважины.

Наиболее перспективны инкапсулированные деструкторы, начинающие действовать через заданный промежуток времени или под действием определенной температуры и давления. Основными недостатками таких деструкторов являются сложность технологии их производства и высокая

стоимость. Более того, период активации большинства существующих деструкторов такого типа не превышает 2-3 часа после их введения в систему. При этом блокирующий состав может потерять свои изолирующие и газодерживающие свойства, требуемые для эффективного глушения скважин, до окончания проведения ремонтных работ.

2) Последовательная одновременная закачка блокирующего состава и раствора деструктора.

Данный раствор с относительно слабым деструктурирующим действием не нарушает сшивку полимера и разрушает состав постепенно в течение требуемого времени глушения скважины. При этом выявлено, что разрушение ТЖ протекает слишком медленно, что технологически неоправданно, так как это может привести к непроизводительным затратам и повышению стоимости ремонтных работ. Более того, разжижение вязкого блокирующего состава проходит не равномерно, преимущественно, по ослабленным местам и на границе «блокирующий состав – стенка скважины», что может преждевременно ухудшить изолирующие свойства ТЖ.

3) Закачка деструктора после окончания ремонтных работ.

В данном случае деструктор закачивается через НКТ или затрубное пространство, что может требовать проведения дополнительных спускоподъемных операций.

Стоит отметить, что проблема правильного подбора технологии деструкции блок-пачки осложняется тем, что требуемый срок сохранения блокирующих свойств ТЖ может существенно изменяться (от 1-2 до 7-10 суток) в процессе проведения ремонтных работ, например, при обнаружении серьезных поломок [73].

1.3 Основные требования и показатели эффективности применения жидкостей глушения скважин

При глушении скважин любая применяемая ТЖ, которая по физико-химическим свойствам отлична от пластовой, способна снизить фильтрационно-

емкостные свойства (ФЕС) пласта. Задачи рационального использования запасов нефти требуют особого внимания к вопросу предотвращения снижения ФЕС ПЗП, особенно в последние годы, в связи с вводом в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов и переходом высокопродуктивных залежей в завершающую стадию разработки [13, 79, 104]

Традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений, оказывают существенное негативное воздействие на породы-коллекторы, снижая их продуктивность (рисунок 1.3) [2, 14, 47].

В связи с этим технологии глушения скважин должны соответствовать следующим укрупненным критериям качества процесса [63]:

- надежность глушения за счет сохранения структурно-механических свойств ЖГС на протяжении всего периода ремонтных работ;
- минимизация отрицательного влияния ЖГС на фильтрационно-емкостные свойства ПЗП;
- экологическая чистота и соответствие современным требованиям охраны труда рабочего персонала;
- легкодоступность и относительно низкая стоимость компонентов ЖГС (реагенты должны быть, преимущественно, отечественными, иметь широкий объём производства).



Рисунок 1.3 – Виды воздействия технологических жидкостей на призабойную зону пласта

Для соблюдения этих критериев ЖГС по своим свойствам должна соответствовать следующим требованиям [9, 47, 113]:

- достаточная плотность для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- термостабильность в конкретных условиях применения ЖГС;
- совместимость с пластовыми флюидами (предотвращение образования стойких водонефтяных эмульсий, малорастворимых осадков и твердых частиц);
- ингибирующее действие на глинистые частицы, предотвращающее их набухание при контакте с водной фазой раствора;
- сохранение фазовой проницаемости ПЗП по нефти;
- низкое коррозионное воздействие на скважинное оборудование;
- негорючесть, нетоксичность, взрыво- и пожаробезопасность;
- технологичность в приготовлении из-за минимального числа компонентов и простота закачки;
- широкий диапазон регулирования свойств (плотности и вязкости).

Последний параметр имеет особо важное значение при планировании операции глушения скважин. Выбор ЖГС, исходя только из экономических показателей и заданных свойств, может привести к серьезным осложнениям.

Если скважинные условия не соответствуют области применения ТЖ или они меняются в процессе ремонта скважины, то свойства жидкости должны регулироваться в соответствии с новыми требованиями [15].

Несоблюдение вышеуказанных условий при планировании мероприятий по глушению скважины может привести к потере значительных объемов технологических жидкостей, увеличению сроков проведения ремонта и времени вывода скважины на режим эксплуатации, что, в конечном счете, повлечет за собой рост стоимости подземных работ [43].

Как уже отмечалось в главе 1.1, передовым решением в разработке блокирующих жидкостей для глушения скважин в условиях высокого газового фактора месторождений Западной Сибири является использование сшитых

полимерных составов с контролируемым временем гелеобразованием. Скорость изменения вязкости можно регулировать для более эффективного проведения технологических операций.

Такие технологии с применением сшитых полимерных составов должны соответствовать следующим дополнительным критериям [93]:

- регулируемые сроки гелеобразования (время формирования геля должно быть достаточным для транспортировки состава в зону установки – от 1,5 до 7 часов);
- срок «жизни» сшитого состава с сохранением структурно-механических свойств и других качественных характеристик должен составлять от 7 до 10 суток;
- нахождение в сшитом состоянии с сохранением структурно-механических свойств при температуре до 80°C;
- устойчивость к прорыву газа (высокие изоляционные свойства, исключаяющие прошивку газом и другими пластовыми флюидами);
- инертность по отношению к жидкости глушения, в качестве которой могут выступать пресные и минерализованные системы, эмульсионные растворы;
- управляемое разрушение состава деструктором;
- продукты деструкции не должны снижать ФЕС продуктивного пласта, не образовывать осадков при смешении с пластовыми водами, иметь минимальную вязкость.

1.4 Анализ методик определения газодерживающей способности блокирующих составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором

Проведенный литературный обзор, направленный на поиск и изучение передового мирового опыта в проведении глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора (более 200 м³/т), показал, что в настоящее время нет четко сформулированного и обоснованного метода исследования составов по оценке их газоблокирующих свойств. А большинство предлагаемых

рецептур технологических жидкостей не применимы при глушении скважин в условиях высокого газового фактора.

Для изучения газодерживающей способности гелеобразующего состава, в работе [64] описаны лабораторные эксперименты, в ходе которых осуществлялось визуальное наблюдение за поведением пузырька воздуха (объемом $1,5 \text{ см}^3$) внутри исследуемого раствора, помещенного в стеклянную посуду (рисунок 1.4).

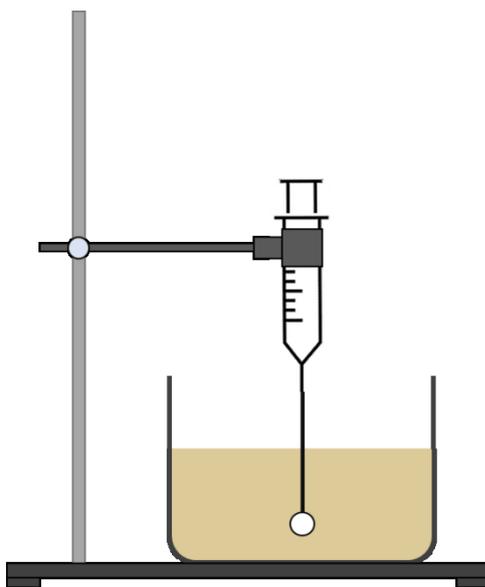


Рисунок 1.4 – Исследование газодерживающей способности блокирующего гелеобразующего состава

В течение первых трех часов эксперимента оценивалась форма пузырька воздуха и его положение внутри состава. Через 18 часов выдержки состава в состоянии покоя повторно оценивалась форма пузырька, а также наличие воздушных каналов между слоями геля.

Ввиду того, что стекло имеет минимальную шероховатость и плохо смачивается полимером, в проведенных экспериментах газ прорывался, преимущественно, вдоль границы раздела «жидкость – стекло». Поэтому проводились дополнительные исследования на материале, имитирующем горную породу, внутри которого создавалась полость для заполнения гелеобразующим составом. Порядок выполнения опытов был аналогичен предыдущим.

В ходе экспериментов было отмечено наличие воздушного пузыря, который удерживается внутри гелевой системы, не всплывая на поверхность. Все это может свидетельствовать о достаточно высокой структурной прочности геля при

его взаимодействии с горной породой, а значит, высокой адгезионной и газоблокирующей способности исследованного состава.

Согласно [82], газодерживающая способность составов определялась по скорости всплытия пузырьков воздуха в мерном цилиндре, заполненном исследуемым составом. На дно цилиндра была опущена стеклянная трубка диаметром 1 мм, через которую пропусклся воздух при давлении, равном гидростатическому давлению в цилиндре.

В работе [4] для изучения скорости всплытия пузырьков разного диаметра были проведены исследования с использованием дистиллированной воды с добавками ПАВ и стабилизаторов (а также без них) на специальном приборе (рисунок 1.5).

Для получения пузырьков различных размеров использовались капилляры разных диаметров. Скорость всплытия пузырька определялась по времени прохождения им расстояния между метками. Размер пузырька устанавливался с помощью снятых кадров с использованием микроскопа. Эксперименты проводились при температуре раствора 20 °С.

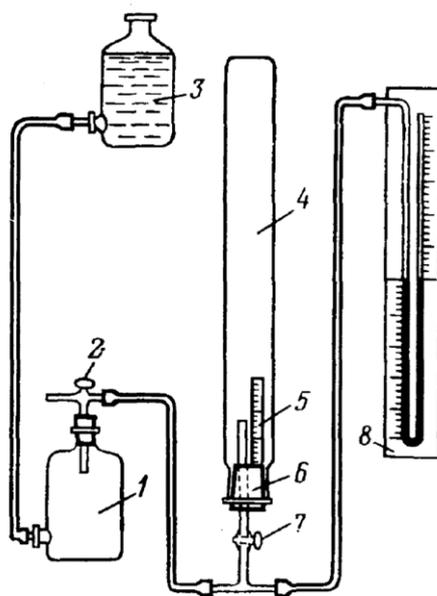


Рисунок 1.5 – Схема прибора для определения скорости всплытия пузырьков воздуха: 1 – баллон для сжатого воздуха; 2, 7 – краны; 3 – воздуходувка; 4 – стеклянная трубка с горизонтальными метками; 5 – линейка; 6 – капилляр; 8 – U-образный манометр

В ходе исследований было установлено, что изменение скорости всплытия пузырьков воздуха зависит от концентрации стабилизатора в растворе. Это можно объяснить тем, что добавки стабилизаторов значительно увеличивают вязкость растворов, вследствие чего скорость подъема пузырьков уменьшается, особенно в области малых размеров. Кроме того, вследствие увеличения прочности оболочек пузырьков воздуха их деформация наступает при большем диаметре, и поэтому граница перехода одного режима течения в другой смещается в сторону пузырьков больших размеров.

При этом в работе [4] отмечено, что поверхностно-активное вещество способствует диспергированию воздуха, препятствуя коалесценции отдельных мелких пузырьков друг с другом и образованию из них более крупных пузырьков. Более того, при добавлении ПАВ резко снижается скорость всплытия пузырьков и увеличивается их прочность (максимально снижается при концентрации 1 % масс., минимально при 0,01 % масс.). При больших диаметров пузырьков (до 4-5 мм) эффект снижения скорости всплытия уменьшается [4].

Таким образом, в результате исследований [4] установлено, что применение стабилизаторов в сочетании с ПАВ позволяет значительно расширить интервал диаметров пузырьков, в котором достигается наибольшее снижение скорости их всплытия. Причем характер движения пузырьков воздуха почти не меняется с изменением концентрации ПАВ, а зависит от концентрации стабилизатора и вязкости раствора.

Следует отметить, что представленные методы определения газодерживающей способности блокирующих составов являются стационарными и не позволяют оценить поведение системы при перепаде давления, близком к реальным условиям. В связи с этим была предложена разработка экспериментального стенда, представляющего собой модель скважины и позволяющего оценить газодерживающую способность жидкостей глушения при разном давлении. Принципиальная схема предлагаемого стенда и методика проведения лабораторных исследований блокирующих составов с его использованием представлены в главе 2.3.

1.5 Выводы по Главе 1

1. На значительном количестве нефтяных месторождений Российской Федерации, находящихся на поздней стадии разработки, наблюдается рост промыслового газового фактора вследствие снижения пластового давления. Глушение скважин в таких условиях зачастую сопровождается повышенным риском возникновения ГНВП, потерями значительных объемов ТЖ, связанными с поглощениями и необходимостью оттеснения пластового газа вглубь пласта. Для решения данной проблемы необходима разработка блокирующих составов с высокими газодерживающими свойствами, изучение их поведения при движении по стволу скважины, рассмотрение фильтрационных и газогидродинамических процессов миграции углеводородного газа из ПЗП в скважину и её устье, а также разработка рекомендаций по управлению физико-химическими и реологическими свойствами применяемых жидкостей глушения скважин.

2. На практике для предотвращения прорывов газа из пласта при проведении ремонтных работ на нефтяных скважинах широко используются различные блокирующие составы, представляющие собой полимерные растворы, обратные эмульсии и дисперсные системы с газовой фазой (вспененные гели и афроны).

3. Наиболее предпочтительными блокирующими составами для объекта исследования являются гелеобразующие системы с регулируемыми в широком диапазоне реологическими свойствами и отличающимися высокой термостабильностью и газодерживающей способностью. При этом применение добавки регулятора гелеобразования в составе полимерной блок-пачки позволяет контролировать скорость набора её вязкости, что позволяет доставлять данную ТЖ в зону установки к моменту её окончательной сшивки.

4. В качестве блокирующей ТЖ для глушения скважин предлагается использование полимерного раствора на основе ксантановой камеди, способного полностью или частично (до полной потери структурно-механических свойств) разрушаться под действием водного раствора соляной кислоты. При этом

образуется маловязкая подвижная жидкость, легко извлекаемая из ПЗП при освоении скважины. Более того, ксантановая камедь склонна к биологическому разрушению в течение 5-15 суток в зависимости от внешних условий, что в итоге может привести к полному восстановлению ФЕС ПЗП.

5. Повышение эффективности процесса глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором при их подземном ремонте может быть достигнуто за счет изучения механизма прорыва углеводородного газа из ПЗП в скважину и использования блокирующего полимерного состава, склонного к формированию надежного газонепроницаемого экрана и способного не только к предотвращению поглощений ТЖ пластом, но и сохранению ФЕС ПЗП.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данной главе приводится описание комплексной методики исследований блокирующих составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором. Программа для лабораторных исследований включала в себя следующие этапы [46, 62, 122]:

1. Определение физико-химических свойств полимерного состава:

- плотность;
- термостабильность;
- реологические характеристики;
- время гелеобразования;
- коррозионная активность;
- совместимость с пластовыми флюидами;
- деструкция.

3. Исследование газодерживающей способности полимерного состава в условиях высокого газового фактора.

4. Фильтрационные исследования полимерного состава в условиях, максимально приближенных к пластовым.

2.1 Методика приготовления полимерного блокирующего состава

На основании проведенного литературного обзора и анализа результатов опытно-промышленных испытаний современных технологий глушения скважин (глава 1) для проведения лабораторных исследований по разработки блокирующего состава были подобраны следующие реагенты [89]:

– водорастворимый органический полимер – ксантановая камедь (КМ), выпускаемая согласно ГОСТ Р 57682-2017;

– неорганический сшивающий агент – ацетат хрома (АцХр), выпускаемый согласно ТУ 2499-001-50635131-00;

– регулятор гелеобразования – 2-Меркаптоэтанол (МЭ) – водно-спиртовой раствор органических комплексонов плотностью 1,0597 г/см³, выпускаемый по ТУ 6-09-08-1024-81.

В таблице 2.1 представлено описание исходных компонентов БПС.

Таблица 2.1 – Исходные компоненты блокирующего биополимерного состава

Реагент	Описание	Внешний вид
Ксантановая камедь (водорастворимый органический полимер)	Мелкодисперсный порошок белого цвета	
Ацетат хрома (неорганический сшивающий агент)	Твердое кристаллическое вещество темно-зеленого цвета	
2-Меркаптоэтанол (регулятор гелеобразования)	Прозрачная однородная бесцветная жидкость	

Для приготовления разрабатываемого блокирующего полимерного состава использовалась лабораторная верхнеприводная мешалка Eurostar Power Control-Visc 6000 (IKA Werke GmbH & Co, Германия). Частота вращения вала мешалки устанавливалась на уровне 300-500 об/мин, чтобы предотвратить механическое разрушение макромолекул полимера. При каждом замешивании исследуемого раствора использовалась химическая посуда с одинаковой геометрией, что предотвращало вероятность изменения числа Рейнольдса и режима течения ТЖ. Время приготовления полимерного раствора составляло в среднем 40 мин. Моментом окончания процесса приготовления считалась полная

гидратация полимера в растворителе, о чем свидетельствовало отсутствие твердых частиц полимера.

Методика приготовления 100 см³ БПС (на примере композиционного состава 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) заключалась в следующем:

1. На прецизионных весах осуществлялось взвешивание компонентов в следующем содержании: полимер – 0,5 г; сшиватель – 0,15 г; регулятор гелеобразования – 0,12 г.

2. Мерным цилиндром отмерялось 100 см³ дистиллированной воды (для избегания влияния солей, примесей, содержащихся в пресной воде) в стакане общим объемом 500 см³ при комнатной температура (23 °С).

3. Для снижения потерь при переносе реагентов в емкость для смешения сшиватель и регулятор гелеобразования предварительно разбавлялись водой в объеме 5-10 см³.

4. Емкость с водой помещалась под мешалку с верхним приводом. Устанавливалась скорость вращения мешалки 500 об/мин.

5. Порционно подавался полимер (с целью недопущения образования нерастворимых комков) в емкость с водой. Приготовление осуществлялось до момента полного растворения полимерной основы в воде (не менее 20 мин).

6. Добавлялся сшивающий агент, после чего перемешивание осуществлялось до момента получения однородной массы в течение 2 мин.

7. Добавлялся регулятор гелеобразования, после чего перемешивание осуществлялось до полного его смешения с полимерной массой (не менее 2 мин). При этом скорость вращения мешалки снижалась до 300 об/мин для предотвращения разрушения полимерных связей, образующихся при сшивке БПС. Внешний вид блокирующих композиций определялся визуально в проходящем свете в стеклянных банках из бесцветного стекла.

2.2 Методика определения физико-химических свойств блокирующих составов

2.2.1 Методика определение плотности

Измерение плотности жидких компонентов блокирующих составов при температуре 20 °С проводилось с использованием плотномера DE 40 компании Mettler Toledo (рисунок 2.1). Для этого испытуемая жидкость (объемом несколько миллилитров) загружалась в измерительную трубку прибора, который в автоматическом режиме измерял плотность ТЖ по периоду колебаний трубки.



Рисунок 2.1 – Плотномер DE 40 (Mettler Toledo)

Плотность сшитых композиций и составов высокой вязкости определялась пикнометрическим методом согласно [30]. Процесс замера плотности при этом состоял из следующих этапов:

1. Определялась масса пустого пикнометра с помощью точных весов.
2. Измерялась масса пикнометра, наполненного дистиллированной водой.
3. Измерялась масса пикнометра вместе с блокирующим составом.
4. Определялась плотность блокирующего состава по формуле (2.1):

$$\rho_{BC} = \frac{m_{BC} - m}{m_{ДВ} - m} \cdot \rho_{ДВ}, \quad (2.1)$$

где m_{BC} – масса пикнометра с блокирующим составом, г,

m – масса пустого пикнометра, г,

$m_{ДВ}$ – масса пикнометра с дистиллированной водой, г,

$\rho_{дв}$ – плотность дистиллированной воды.

2.2.2 Методика определения термостабильности

Для оценки термостабильности исследуемые блокирующие составы помещались в термощкаф с установленной температурой 80 °С (усредненная пластовая температура ряда месторождений Западной Сибири) и выдерживались в течение 10 суток (средняя максимальная продолжительность ремонтных работ), параллельно этому контрольные пробы выдерживались 10 суток при стандартных условиях. Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние пробы и изменение её внешнего вида. В случае отсутствия разделения фаз, помутнения, изменения цвета, выпадения осадка, блокирующие составы считались термостабильными и допускались к дальнейшим лабораторным исследованиям.

Для эмульсионных составов мерой допуска к дальнейшим исследованиям являлось отсутствие слоя выделившейся дисперсной (водной) фазы. При высоких температурах допускалось небольшое выделение нефтяной фазы, но не более 5 %, которая легко удалялась путем встряхивания пробы [77, 92, 129].

2.2.3 Методика изучения реологических характеристик

Реологические свойства блокирующих составов определялись при стандартной и пластовой температуре (80 °С) согласно [24, 29] с применением универсального ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (рисунок 2.2). Измерения проводились с использованием цилиндрической измерительной системы. Данный прибор позволяет определить динамическую вязкость ньютоновских и неньютоновских жидкостей.



Рисунок 2.2 – Ротационный автоматизированный вискозиметр Rheotest RN 4.1

Исследование реологических характеристик исследуемых блокирующих составов заключалось в определении следующих параметров [122]:

- кривая вязкости (зависимость эффективной вязкости μ блокирующего состава от скорости сдвига $\dot{\gamma}$);
- критическое напряжение сдвига (КНС) до гелеобразования сшитых композиций, зависимость скорости сдвига $\dot{\gamma}$ от напряжения сдвига τ в режиме контролируемого напряжения сдвига. КНС характеризует интенсивность фильтрации блокирующей композиции из ствола скважины в ПЗП и численно соответствует минимальному напряжению сдвига, при котором происходит движение вязкоупругой жидкости в пористой среде [57, 110];
- предельное напряжение сдвига (ПНС) после гелеобразования сшитых композиций в режиме контролируемой скорости сдвига путем построения зависимости скорости сдвига $\dot{\gamma}$ от напряжения сдвига τ . ПНС характеризует начальный градиент давления, при котором происходит разрушение структуры композиции и её движение [36, 110];
- времена гелеобразования сшитых композиций в «динамическом» режиме путем измерения эффективной вязкости μ состава во времени при заданной скорости сдвига, равной скорости закачки состава в скважину, и в «статическом» режиме осциллирующих напряжений путем измерения комплексной вязкости η^* во времени.

Исследования в режиме осциллирующих напряжений проводились для определения времени гелеобразования блокирующего состава в состоянии покоя (моделирование нахождения полимерного состава в скважине без движения во время его выдержки на период гелеобразования) [112]. Время начала гелеобразования определялось как время, при котором происходит интенсивный набор вязкости [61]. Момент времени, когда вязкость стабилизируется или изменяет интенсивность роста, соответствует окончанию процесса гелеобразования [98].

С учетом вышесказанного была предложена следующая методика проведения экспериментов по оценки реологических характеристик блокирующих составов [12].

I. Последовательность исследований линейных (несшитых) составов:

1) Моделирование процесса начала движения состава (разрушения структуры состава).

Определялось ПНС путем построения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига (CS test – Controlled Stress). ПНС соответствует значению напряжения сдвига τ , предшествующему разрушению структуры состава, и характеризует начало движения композиции. Условия проведения экспериментов были следующие:

- предварительная выдержка состава в измерительной ячейке в течение 30 мин;
- время эксперимента $t = 0-500$ с;
- напряжение сдвига $\tau = 0-1000$ Па;
- температура 80 °С.

Измерение ПНС проводилось с увеличивающимся шагом напряжения сдвига в диапазоне заданного временного промежутка, причем чем больше исследуемое время, тем точнее значение предела текучести. ПНС характеризует максимальное значение напряжения, после достижения, которого происходит начало движения измерительной системы и рост скорости сдвига.

2) Определение эффективной вязкости проводилось в режиме контролируемой скорости сдвига (CR test – Controlled Rate).

Суть метода исследований заключалась в получении зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 с⁻¹. Условия проведения эксперимента были следующие:

- время эксперимента $t = 0-300$ с;
- режим возрастающей скорости сдвига $\dot{\gamma} = 0-300$ с⁻¹;
- температура 80 °С.

II. В связи с тем, что некоторые блокирующие составы представляют собой нелинейные гели (содержат в себе сшивающий агент и активатор сшивки), т.е. изменяют вязкость во времени, то реологические исследования проводились поэтапно согласно следующей схеме [100]:

1) Моделирование условий состояния блокирующего состава сразу после приготовления на устье скважины (до сшивки) для оценки его прокачиваемости через колонну НКТ.

Определялась эффективная вязкость состава при различной скорости сдвига (скорости закачки в скважину) путем снятия кривой вязкости. Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 0-300$ с;
- скорость сдвига $\gamma = 0-300$ с⁻¹;
- температура 20 °С.

2) Моделирование условий закачки блокирующего состава в колонну НКТ с учетом равномерного изменения температуры по стволу скважины.

Определялось время гелеобразования при постоянной скорости сдвига, равной скорости закачки блокирующего состава в колонну НКТ. Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 25$ минут;
- скорость сдвига $\gamma = 171$ с⁻¹;
- температура $T = 20-80$ °С с шагом 2,4 °С/мин.

Расчеты скорости сдвига и времени закачки состава в колонну НКТ проводились исходя из следующих данных «усредненной» скважины:

- условный диаметр НКТ $d = 0,073$ м, внутренний диаметр НКТ $d_{\text{внут}} = 0,062$ м;
- глубина спуска НКТ $H = 1950$ м;

– расход $Q = 4$ л/с (при использовании для закачки ЦА-320М со следующими параметрами: диаметр втулки $d_{\text{втул}} = 115$ мм и частота вращения коленчатого вала $N = 1700$ об/мин).

Время закачки блокирующего состава в колонну НКТ определялось по формуле (2.2):

$$t = \frac{V \cdot 1000}{Q \cdot 60}, \quad (2.2)$$

где V – объем трубного пространства колонны НКТ, м^3 ,

Q – расход насосного агрегата при закачке блокирующего состава в скважину, л/с.

Объем колонны НКТ определялся из выражения (2.3):

$$V = \frac{\pi \cdot d_{\text{внут}}^2 \cdot H}{4}. \quad (2.3)$$

Скорость сдвига рассчитывалась согласно [33, 110] по формуле (2.4):

$$\gamma = \frac{8 \cdot v_{\text{cp}}}{d_{\text{внут}}}, \quad (2.4)$$

где v_{cp} – средняя скорость потока, м/с, определяемая из пропорции (2.5):

$$v_{\text{cp}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{внут}}^2 \cdot 1000}. \quad (2.5)$$

3) Моделирование процесса закачки блокирующего состава в пространство эксплуатационной колонны скважины под башмаком НКТ.

На данном этапе продолжалось определение времени гелеобразования при постоянной скорости сдвига, равной скорости закачки блокирующего состава в эксплуатационную колонну. Условия проведения эксперимента были следующие:

- время эксперимента $t = 65$ мин;
- скорость сдвига $\gamma = 4 \text{ с}^{-1}$;
- температура $T = 80$ °С.

Расчеты времени закачки блокирующего состава в открытый ствол скважины (интервал перфорации) и скорости сдвига проводились исходя из следующих данных «усредненной» скважины:

- условный диаметр ЭК $D = 0,216$ м;
- длина скважины $L = 2375$ м.

Время закачки блокирующего состава в эксплуатационную колонну определялось по формуле (2.6):

$$t = \frac{V \cdot 1000}{Q \cdot 60}, \quad (2.6)$$

где V – объем эксплуатационной колонны, м^3 .

Объем эксплуатационной колонны определялся из выражения (2.7):

$$V = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot (L - H)}{4}. \quad (2.7)$$

Скорость сдвига рассчитывалась согласно [33, 110] по формуле (2.8):

$$\gamma = \frac{8 \cdot v_{cp}}{D}, \quad (2.8)$$

где v_{cp} – средняя скорость потока, м/с , определяемая из пропорции (2.9):

$$v_{cp} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2 \cdot 1000}. \quad (2.9)$$

4) Моделирование процесса начала фильтруемости состава в ПЗП после его закачки в скважину.

Определялось КНС путем построения зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. КНС определяло интенсивность фильтрации блокирующей композиции из ствола скважины в ПЗП, что важно для оценки его свойств на начальном этапе. Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 0-500$ с;
- напряжения сдвига $\tau = 0-50$ Па;
- температура 80 °С.

5) Моделирование процесса выдержки состава на время реагирования (окончания процесса сшивки) при пластовой температуре.

Определялось время гелеобразования в статическом режиме осциллирующих напряжений путем построения зависимости комплексной вязкости от времени [112]. Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 3$ ч;
- частота колебаний ротора $f = 1$ Гц;
- модуль напряжений $G = 10$ Па;
- температура 80 °С.

6) Моделирование процесса начала движения блокирующего состава (разрушения его структуры) при освоении скважины.

Определялось предельное напряжение сдвига путем построения зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. ПНС характеризует разрушаемость блокирующего состава при освоении скважины. Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 0-500$ с;
- напряжения сдвига $\tau = 0-1000$ Па;
- температура 80 °С.

7) Моделирование состояния блокирующего состава после закачки в скважину для оценки изменения его эффективной вязкости.

Определялась эффективная вязкость блокирующего состава при различной скорости сдвига путем снятия «кривой вязкости». Условия проведения эксперимента были следующие:

- измерительный цилиндр Н2, толщина полимерного слоя $h_{\text{пол}} = 5,225$ мм;
- время эксперимента $t = 0-300$ с;
- скорость сдвига $\gamma = 0-300$ с⁻¹;
- температура 80 °С.

2.2.4 Методика определения коррозионной активности

Коррозионная активность блокирующих составов оценивалась гравиметрическим методом согласно [31]. Исследования проводились при температуре 80 °С в статическом режиме (без перемешивания составов) в течение 24 часов.

Скорость коррозии определялась на основе изменения массы образцов металла, в качестве которых использовались плоские прямоугольные пластины из стали марки Ст20, поверхность которых подготавливалась согласно [30].

Скорость коррозии металлической пластины определялась согласно формуле (2.10):

$$V_{\text{коррозии}} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t}, \quad (2.10)$$

где m_1 – исходная масса металлической пластины, г,

m_2 – масса металлической пластины после проведения эксперимента, г,

S – площадь поверхности металлической пластины, м^2 ,

t – продолжительность эксперимента, ч.

2.2.5 Методика исследования смешиваемости блокирующих составов с пластовыми флюидами

Лабораторные испытания по оценке смешиваемости блокирующих составов с пластовыми флюидами проводились с целью выявления необходимости их применения при закачке в скважину, в том числе недопущения ухудшения их характеристик.

Исследования проводились путем смешивания исследуемых блокирующих составов с нефтью и пластовой водой ($\rho = 1,02 \text{ г/см}^3$) в соотношении 1:1. Проба полученного образца перемешивалась путем десятикратного переворачивания емкости и оценивалась визуально на предмет смешиваемости. Затем полученная проба помещалась в термошкаф с установленной пластовой температурой (80 °С) и выдерживалась в течение 24 часов (интервал времени до начала проведения ремонта). Состояние пробы оценивалось визуально с фиксацией (путем фотосъемки) сразу после приготовления, после перемешивания и через 24 часа.

Положительный результат давал состав, который не смешивался с пластовыми флюидами.

2.2.6 Методика проведения исследований по подбору деструктора

В рамках рассматриваемого исследования изучалось влияние типа и концентрации деструктора на скорость разрушения блокирующего состава. По результатам проведенных работ оценивалась степень разрушения состава при воздействии на него деструктором.

Для химической деструкции биополимерных составов на основе ксантановой камеди используются различные кислоты, способные разрушать образовавшиеся полимерные связи (глава 1). В данных исследованиях в качестве деструктора была выбрана соляная кислота (HCl) с различными концентрациями 6, 12, 15 и 24 % масс.

Методика исследования процесса деструкции биополимерных составов заключалась в следующем:

1. Готовились исследуемые составы.
2. После достижения времени гелеобразования взвешивалось одинаковое количество каждого состава массой 10 г, который затем помещался в емкость на 100 см³ с герметичной крышкой.
3. Взвешивался 6 % масс. раствор соляной кислоты в количестве 50 г, чтобы соотношение исследуемого состава с раствором соляной кислоты составляло 1:5 по массе. Затем раствор соляной кислоты загружался в емкость с блокирующим составом.
4. Емкости плотно закрывались, фотографировались и устанавливались в термошкаф при температуре 80 °С.
5. Осуществлялось визуальное наблюдение за пробой в течение 24 часов. Оценивались факт и время разрушения состава.
6. Пункты 3-5 повторялись для соляной кислоты с концентрацией 12, 15 и 24 % масс.

Для тестирования готовых блокирующих составов использовались деструкторы и методики их исследования, заявленные производителями. Исследование разрушения сшитых полимерных систем с внутренним деструктором проводилось с посуточной фиксацией изменения внешнего вида до потери их структурных свойств и неизменного визуального состояния пробы.

Требованием, предъявляемым к таким составам для глушения скважин, является их полная или частичная разрушаемость при воздействии деструктора, обеспечивающая их беспрепятственное извлечение из скважины при ее освоении. Составы, не удовлетворяющие данным условиям, не могут быть рекомендованы к применению. Поскольку это может повлечь за собой ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород ПЗП, а также сложности при освоении и выводе скважины на режим эксплуатации после проведения ремонтных работ [22, 113].

2.3 Методика исследования газодерживающей способности блокирующих составов в условиях высокого газового фактора

На основании проведенного литературного обзора существующих способов изучения газодерживающей способности блокирующих составов и анализа результатов их исследований (глава 1) был предложен следующий разработанный комплекс методик и экспериментальных стендов.

1. Статические исследования

Для оценки газодерживающей способности блокирующих составов и изучения траектории движения пузырьков газа (воздуха) сквозь них проводились статические исследования с использованием разработанного экспериментального стенда (рисунок 2.3). В экспериментах использовалась стеклянная посуда для визуального наблюдения за процессом всплытия пузырьков воздуха.

Эксперименты проводились согласно следующим этапам:

I. Определение интенсивности прорыва пузырьков газа (воздуха) в процессе сшивки блокирующих композиций:

1. Готовился блокирующий состав объемом 250 см^3 .
2. Состав заливался в стеклянную колбу.

3. В мерный цилиндр, заполненный исследуемым составом, опускалась стеклянная трубка до отметки шкалы 0 см^3 . Мерный цилиндр закрывался резиновым уплотнителем.

4. В момент заполнения (T_0) колбы блокирующим составом воздушным дозатором (шприцом) подавался заданный объем воздуха $V_0 = 0,5 \text{ см}^3$ и с помощью секундомера фиксировалось время всплытия пузырька с нулевой отметки, соответствующей 50 см^3 , до отметки 250 см^3 . Через 15 секунд подавался второй объем воздуха, и также фиксировалось время всплытия пузырька.

5. Действия, описанные в пункте 4, повторялись в моменты времени $t = T_{\text{сш}} / 2$, $t = T_{\text{сш}}$, $t = 2 \cdot T_{\text{сш}}$ ($T_{\text{сш}}$ – время сшивки полимерного состава). Для блокирующих составов с постоянной вязкостью, не зависящей от времени, $T_{\text{сш}} = 30$ минут.

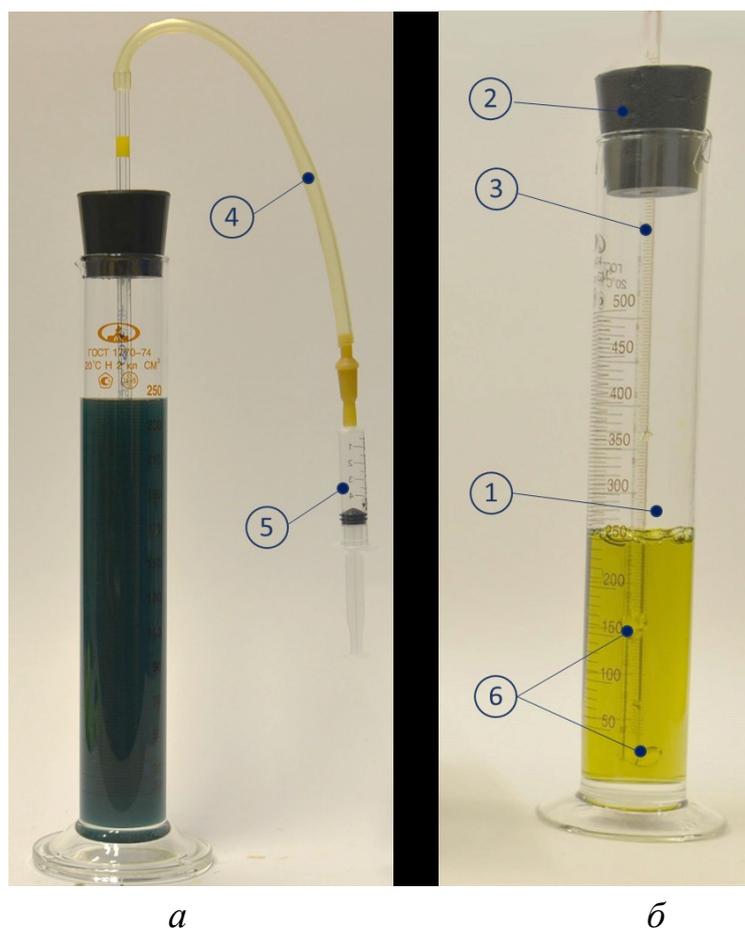


Рисунок 2.3 – Определение траектории движения газа (воздуха) сквозь непрозрачный (*а*) и прозрачный (*б*) блокирующие составы в статических условиях: 1 – стеклянная колба; 2 – резиновая пробка; 3 – стеклянная трубка для подачи газа (воздуха) внутрь системы; 4 – резиновая трубка; 5 – шприц; 6 – пузырьки газа (воздуха)

II. Определение интенсивности прорыва пузырьков газа (воздуха) после сшивки блокирующих композиций:

1. Готовился блокирующий состав объемом 250 см^3 .
2. Состав заливался в стеклянную колбу.
3. В мерный цилиндр, заполненный исследуемым составом, опускалась стеклянная трубка до отметки шкалы 0 см^3 . Мерный цилиндр закрывался резиновым уплотнителем.
4. Состав выдерживался на время сшивки $t = 2 \cdot T_{\text{сш}}$.
5. После сшивки блокирующего состава, фиксировались объем и время всплытия пузырька воздуха с нулевой отметки, соответствующей 50 см^3 , до отметки 250 см^3 .

2. Динамические исследования

Для исследования газодерживающей способности блокирующих составов при моделировании условий высокого газового фактора разработан экспериментальный стенд, представляющий собой модель скважины [88]. Данный стенд позволяет оценить блокирующие свойства жидкостей глушения для различных типов скважин (вертикальных и горизонтальных) и условий притока пластового флюида (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Стенд для оценки газоблокирующих свойств жидкостей глушения скважин

Методика проведения лабораторных экспериментов для изучения газодерживающей способности жидкостей глушения заключалась в следующем:

1. Лабораторный стенд собирался согласно принципиальной схеме, представленное на рисунке 2.5, и опрессовывался на 1,5-кратное рабочее давление.

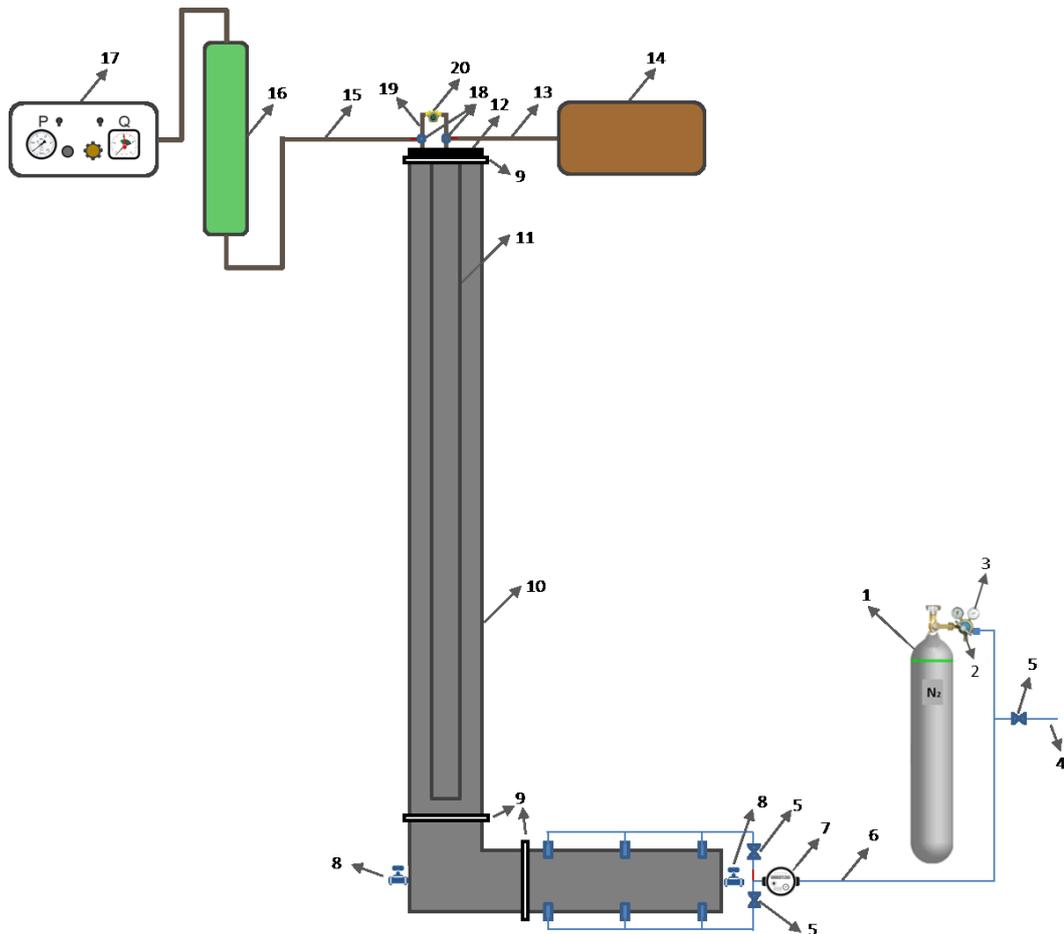


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема стенда для оценки газоблокирующих свойств жидкостей глушения скважин: 1 – газовый баллон с азотом; 2 – редуктор; 3 – манометр (давление в линии); 4 – линия сброса газа; 5 – клапан (откр./закр.); 6 – газовая линия (подача газа); 7 – датчик давления; 8 – двухходовой кран; 9 – фланцевое соединение; 10 – внешняя колонна; 11 – центральная лифтовая колонна; 12 – крышка с отверстиями; 13 – линия отвода жидкости; 14 – технологическая емкость; 15 – линия подачи жидкости; 16 – цилиндр-емкость с жидкостью; 17 – насос для подачи жидкости; 18 – трехходовой кран; 19 – линия контроля выхода газа; 20 – счетчик газа

2. Готовился блокирующий состав объемом 1600 см^3 .
3. Состав заливался в цилиндр-емкость.
4. С помощью насоса пустотное пространство колонны заполнялось исследуемым составом.
5. Контроль заполняемости колонны осуществлялся путем наблюдения за выходом состава из центральной лифтовой колонны и далее через крышку с отверстиями по линии отвода жидкости к технологической емкости.

6. После этого насос для подачи жидкости отключался и изменялось положение трехходовых кранов, переключением их на линию контроля выхода газа.

7. Блокирующий состав выдерживался на время $t = 2 \cdot T_{\text{сш}}$.

8. Посредством регулирования редуктора в газовой линии устанавливалось давление $P_0 = 0,01$ атм, контролируемое манометром на входе во внешнюю колонну.

9. После сшивки состава открывалась запорная арматура, установленная на газовой линии, и газ поступал во внутреннюю полость колонны.

10. Блокирующий состав выдерживался при заданном давлении в течение 15 минут, либо до момента прорыва газа через систему.

11. В течение указанного времени с помощью счетчика фиксировался выход газа из колонны. При этом движение потока возможно по двум каналам – по кольцевому, между внешней колонной и центральной лифтовой колонной, и по центральной лифтовой колонне. Причем оба канала через линию контроля выхода газа соединены со счетчиком газа для обнаружения факта прорыва газа и подсчета его объема. Объем газа на выходе из стенда фиксировался с помощью счетчика газа с погрешностью измерения 1 %.

12. Если газ не прорывался (показания счетчика равно 0 см^3), давление увеличивалось на $\Delta P = 0,01$ атм. Система повторно выдерживалась в течение 15 минут с фиксацией выхода газа.

13. Действия, описанные в пункте 9, повторялись до достижения давления $P_{\text{max}} = 7$ атм.

14. В случае изменения показания счетчика эксперимент останавливался. Фиксировалось значение давления, при котором происходил выход газа. На основании полученного давления прорыва определялась величина газового фактора (см. главу 3.3).

15. После окончания эксперимента давление из стенда стравливалось посредством линии сброса газа, путем открытия запорной арматуры. В свою очередь жидкость сливалась через двухходовые краны в систему утилизации.

Разработанный экспериментальный стенд [88] позволяет моделировать различные технологические параметры работы скважины, заключающиеся в изменении давления подачи газа с помощью газового баллона и расхода жидкости с помощью насоса. При этом стенд позволяет обеспечить вариативность способов подачи газа во внешнюю колонну путем попеременного или одновременного открытия запорных арматур в нижней части стенда, исследовать движение газа по строго вертикальным трубам (модель вертикальной скважины) или по горизонтальным и вертикальным трубам (модель скважины с горизонтальным окончанием), а также по внешней колонне без спуска центральной лифтовой колонны.

В экспериментах с использованием газа для оценки блокирующих свойств составов вместо метана был выбран азот.

Известно, что практически все изученные залежи Западной Сибири характеризуются преобладанием в составе газа углеводородов метанового ряда (до 90-99 % об.). Содержание этана (более 10 % об.) свойственно для нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей, в составе газа которых встречается также пропан, бутан и более тяжелые гомологи. В газах отсутствует сероводород, содержание углекислого газа в среднем составляет 0,6 % об. [7, 71, 118].

Метан и азот являются совместимыми с блокирующими составами, не подвергая их химической деструкции. Поскольку азот является инертным газом. В тоже время, по результатам лабораторных экспериментов по оценки смешиваемости с пластовыми флюидами (см. раздел 3.2.5) были отобраны блокирующие составы, не вступающие во взаимодействие с нефтью, что должно указывать также на их совместимость с метаном согласно [71]. Однако использование метана в лабораторных условиях не желательно с точки зрения взрыво- и пожаробезопасности.

Важной отличительной особенностью метана и азота является сжимаемость их сжимаемость. Сжимаемость метана выше сжимаемости азота (в некоторых случаях более чем в 2-2,5 раза) [69]. В промышленных условиях это может означать, что необходимо поступление значительно большего объема попутного

нефтяного газа для создания того же перепада давления, что и в лабораторных условиях при использовании азота.

2.4. Методика проведения фильтрационных исследований блокирующих составов

2.4.1 Подготовка к проведению фильтрационных исследований

Фильтрационные свойства блокирующих составов оценивались с использованием установки типа RPS-812 (Coretest Systems Corporation) (рисунок 2.6) при моделировании процессов глушения и освоения добывающих скважин в термобарических условиях.



Рисунок 2.6 – Кернадержатель и термощкаф фильтрационной установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation)

С помощью данной фильтрационной установки могут быть определены коэффициенты ухудшения (улучшения) проницаемости образцов керна после воздействия блокирующими составами при повышенном давлении и температуре.

Система RPS-812 оборудована двухцилиндровой насосной системой, работающей в режиме постоянной скорости или давления. Загрузка технологических жидкостей для проведения фильтрационных исследований осуществлялась в цилиндры-накопители, управляемые насосной системой (рисунок 2.7). Установка обладает автоматизированной системой создания давления обжима (горного давления).

Принцип действия установки заключается в следующем: силиконовое масло (например, ПМС-100), вытесняемое из насоса в накопители, приводит в движение поршень, который затем вытесняет ТЖ из накопителя в кернодержатель. Кернодержатель имеет несколько входов и выходов в торцевых частях для осуществления смены направления фильтрационных потоков и позволяет использовать образцы керна диаметром 3 или 4 см и длиной до 10 см.

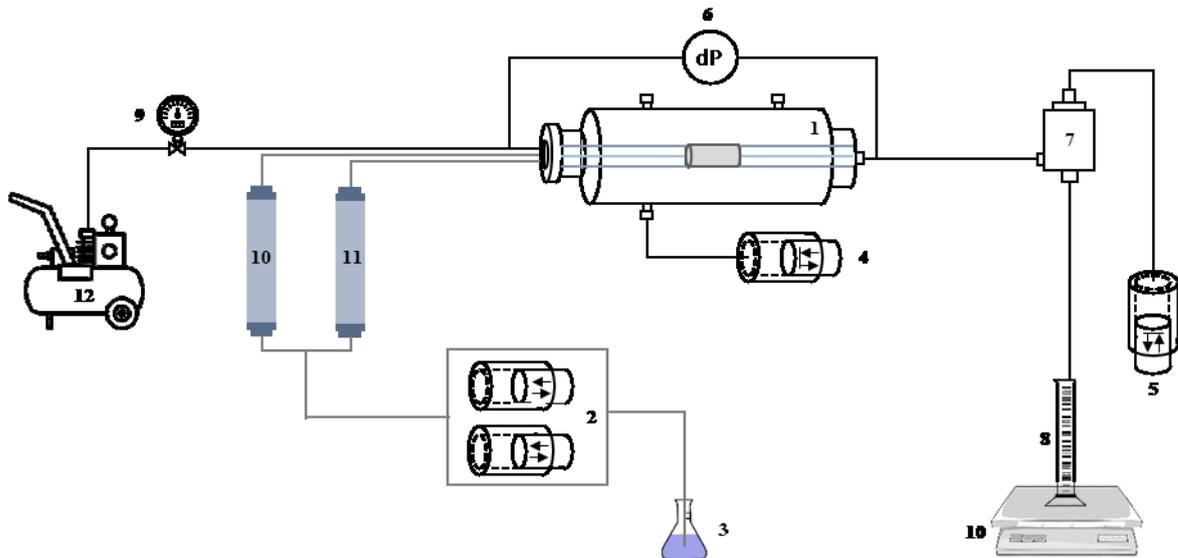


Рисунок 2.7 – Принципиальная схема фильтрационной установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation): 1 – кернодержатель; 2 – двухцилиндровая насосная система; 3 – емкость с гидравлической жидкостью; 4 – поршневой насос для давления обжима; 5 – поршневой насос для порового давления (противодавления); 6 – датчик перепада давления; 7 – регулятор противодавления; 8 – измерительный цилиндр; 9 – датчик давления; 10-11 – поршневые жидкостные цилиндры; 12 – газовый генератор

Подготовка образцов керна терригенного коллектора одного из месторождений Западной Сибири и пластовых флюидов, а также проведение фильтрационных исследований выполнялись в соответствии с нормативными документами [26-28, 78].

Для исследования блокирующих составов повышенной вязкости была модернизирована конструкция стандартного кернодержателя, в которой использовались стальные трубки с увеличенным диаметром 0,45 см. Беспрепятственная промывка торцов керна обеспечивалась за счет размещения стальных колец перед входом в керн и после (рисунок 2.8).

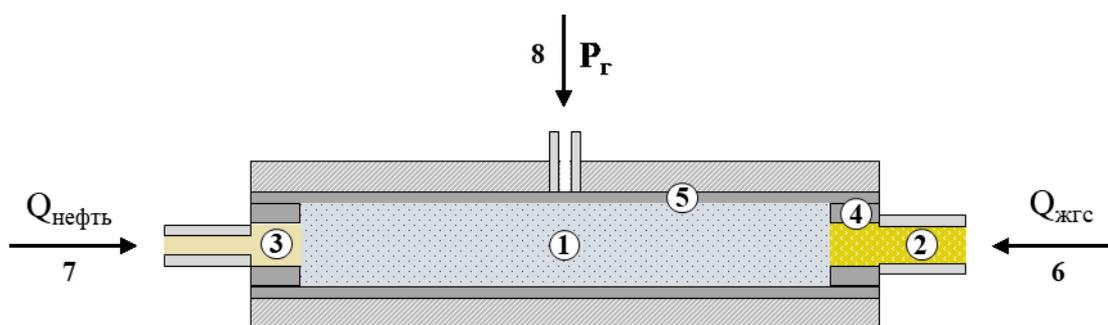


Рисунок 2.8 – Схема кернодержателя фильтрационной установки RPS-812 (Coretest Systems Corporation): 1 – образец керна; 2 – блокирующий состав; 3 – нефть; 4 – кольцевые прокладки; 5 – резиновая манжета; 6 – направление фильтрации блокирующего состава; 7 – направление фильтрации нефти; 8 – давление обжима

2.4.2 Методика проведения фильтрационных исследований

Основными задачами фильтрационных исследований являлось сравнение существующих блокирующих составов с разработанным БПС при моделировании процессов глушения и освоения добывающих скважин. При проведении экспериментов методические подходы основывались на работе [78].

Фильтрационные исследования проводились в условиях одного из месторождений Западной Сибири:

- пластовая температура – 80 °С;
- пластовое давление – 21 МПа;
- репрессия при моделировании процесса глушения скважины блокирующим составом – 2,1 МПа (10 % от пластового давления) [103];
- скорость закачки (фильтрации) жидкости – 0,5 см³/мин;
- фазовая проницаемость по нефти – $(5\div 6) \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- жидкость насыщения – нефть;
- вязкость нефть – 0,72 мПа·с.

Закачка и последующая фильтрация рабочих жидкостей в исследуемых образцах керна проводились в двух основных направлениях: прямая фильтрация моделировала процесс притока пластового флюида к забою добывающей скважины; обратная фильтрация соответствовала процессу глушения добывающей скважины за счет создания постоянного перепада давления.

Методика проведения фильтрационных исследований блокирующих составов состояла в следующем [14, 63, 131]:

1. Подготовленный образец керна (длиной 6,5 см, диаметром 3 см), насыщенный нефтью, помещался в кернодержатель фильтрационной установки (рисунок 2.7), где создавались термобарические условия месторождения: пластовая температура 80 °С и пластовое давление 21 МПа.

2. В процессе фильтрации нефти через образец керна производился замер его фазовой проницаемости при постоянном расходе (0,5 см³/мин). Эксперимент продолжался до стабилизации градиента давления. Направление фильтрации – «прямое» (моделирование движения нефти в пласте до глушения скважины).

3. При исследовании линейных гелей и эмульсионных растворов: закачка исследуемого блокирующего состава в керн производилась в режиме постоянного перепада давления при «обратном» направлении фильтрации в течение 30 минут. Затем керн выдерживался в состоянии покоя в течение 1 часа (моделирование перекрытия продуктивного интервала блокирующим составом).

При исследовании сшитых полимерных составов: через 60 минут после приготовления состава (моделирование процесса продавки состава в ПЗП после его закачки в НКТ и заполнения им открытого ствола скважины) производилось задавливание исследуемого блокирующего состава в керн в режиме постоянного перепада давления при «обратном» направлении фильтрации в течение 30 минут (производилась выдержка состава в керне для завершения процесса сшивки).

4. Для оценки газоблокирующих свойств составов в образец керна, насыщенный исследуемой жидкостью, фильтровался газ (азот) в «прямом» направлении. Подача газа осуществлялась при постоянном росте давления с шагом 0,1 атм/мин до момента его прорыва через образец керна. После чего выполнялся расчет градиента давления прорыва газа (моделирование прорыва газа к забою скважины).

5. После выдержки керна в состоянии покоя производился замер его фазовой проницаемости по нефти при постоянном расходе (0,5 см³/мин). Эксперимент продолжался до стабилизации градиента давления. Направление

фильтрации – «прямое». Фиксировался начальный градиент давления сдвига блокирующего состава в керне нефтью (моделирование работы добывающей скважины после её глушения).

Обработка результатов проведенных фильтрационных исследований заключалась в следующем [14]:

1) На основании полученных значений градиентов давления фильтрации нефти до и после моделирования глушения скважины рассчитывались соответствующие коэффициенты фазовой проницаемости [63].

2) Фиксировался градиент давления прорыва газа через образец керна, насыщенный блокирующим составом.

3) Фиксировался минимальный перепад давления, необходимый для начала движения блокирующего состава.

4) Выполнялся расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керна по нефти после моделирования глушения скважины по формуле (2.11):

$$\bar{k} = \frac{k_2 - k_1}{k_1} \cdot 100, \quad (2.11)$$

где \bar{k} – коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %,

k_2 – проницаемость образца керна после моделирования глушения скважины, м²,

k_1 – исходная проницаемость образца керна, м².

Данный параметр является одним из основных критериев оценки эффективности блокирующих составов по их влиянию на изменение проницаемости керна. При этом положительное значение коэффициента \bar{k} означает увеличение проницаемости керна относительно исходного значения, а отрицательное – уменьшение.

2.5 Выводы по Главе 2

1. Разработана и апробирована программа проведения лабораторных исследований блокирующих составов, составленная в соответствии с основными технологическими требованиями, предъявляемыми к жидкостям глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом, и учитывающая необходимость оценки их газодерживающих свойств. Комплексная методика исследований включает в себя этапы по определению физико-химических, реологических, газодерживающих и фильтрационных свойств блокирующих составов для глушения нефтяных скважин в условиях повышенной пластовой температуры и высокого газового фактора с применением современного высокоточного оборудования.

2. Разработан и запатентован экспериментальный стенд, представляющий собой макет нефтяной скважины и позволяющий оценивать газодерживающую способность блокирующих составов для различных типов скважин (вертикальных и с горизонтальным окончанием) и условий притока пластового флюида.

3. Оценка влияния исследованных блокирующих составов на ФЕС естественных терригенных пород-коллекторов осуществлялась с использованием фильтрационной установки в условиях Западной Сибири, максимально приближенных к пластовым, при моделировании процессов глушения и освоения добывающих скважин.

4. Использование разработанной комплексной методики и экспериментальных стендов позволит повысить эффективность качественного подбора блокирующих составов для осложненных условий глушения скважин (повышенная пластовая температура и высокий газовый фактор).

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА БИОПОЛИМЕРНОГО БЛОКИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

В данной главе представлены результаты лабораторных исследований по разработке блокирующего биополимерного состава с улучшенными свойствами [89] в сравнении с известными составами для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

На основании комплексного анализа полученных результатов физико-химических, реологических и фильтрационных исследований блокирующих составов сформированы итоговые рекомендации по повышению эффективности глушения добывающих скважин в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

3.1 Внешний вид полимерного состава

Разработанный блокирующий состав представляет собой сшитую полимерную систему на основе водорастворимого органического полимера (ксантановой камеди), структурированную неорганическим сшивающим агентом (ацетатом хрома). С целью контроля времени сшивки в полимерный состав введен регулятор гелеобразования, представляющий собой водно-спиртовой раствор органических комплексонов (2-Меркаптоэтанол). Компоненты состава БПС являются доступными и недорогостоящими реагентами отечественного производства.

Рецептура состава БПС представлена следующими компонентами, % масс.: ксантановая камедь – 0,5-1,0; ацетат хрома – 0,15; 2-Меркаптоэтанол – 0,12-0,65. Результаты подбора концентрации реагентов рассмотрены в разделе 3.2.3.

После приготовления внешний вид БПС можно охарактеризовать как однородную прозрачную жидкость зеленого цвета (рисунок 3.1).

Биополимерный состав представляет собой вязкоупругий гель с варьируемыми в широком диапазоне вязкостью и напряжением сдвига за счет

изменения концентрации ксантановой камеди и регулируемым временем гелеобразования за счет изменения содержания 2-Меркаптоэтанола.



Рисунок 3.1 – Внешний вид разработанного биополимерного состава

3.2 Определение физико-химических свойств разработанного блокирующего биополимерного состава

3.2.1 Результаты определение плотности

Для проведения качественного сравнения разработанного БПС с существующими блокирующими композициями для глушения нефтяных скважин был проведен комплекс физико-химических, реологических и фильтрационных исследований. При сравнении использовались 2 типа блокирующих составов (под условными номерами БП №№ 1-15) различных производителей: эмульсионные и полимерные. По результатам анализа литературных источников, опытно-промысловых испытаний данные составы показали свою эффективность в условиях месторождений с повышенным газовым фактором.

Эмульсионные системы представляют собой гидрофобные эмульсии обратного типа, приготовленные на основе углеводородов (нефть, дизельное топливо) с добавкой различных эмульгаторов (Нефтенол НЗб, Ялан-Э2 марка Б2 и др.) [121], в которых дисперсионной фазой являются водные солевые растворы различной плотности (БП №№ 2-4, 14-15).

В качестве полимерных составов были выбраны линейные (БП №№ 6, 7, 9-11) и сшитые (БП №№ 1, 5, 8, 12, 13) системы повышенной вязкости, приготовленные на основе природных (в том числе полисахариды) и синтетических (акрилового ряда) полимеров. БП №1 и БП №8 относятся к

гелеобразующим составам на углеводородной основе. БП №11 и БП №13 представляют собой системы повышенной вязкости с внутренним деструктором.

Результаты определения плотностей исследуемых блокирующих составов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты определения плотностей исследуемых блокирующих составов

Наименование состава	Плотность, кг/м ³
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	1005
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	985
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	997
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	998
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	991
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,72 % МЭ	1002
БП №1	890
БП №2	1071
БП №3	989
БП №4	959
БП №5	1010
БП №6	1080
БП №7	1164
БП №8	1100
БП №9	1059
БП №10	1050
БП №11	1010
БП №12	1050
БП №13	1021
БП №14	1105
БП №15	1080

Разработанный блокирующий состав БПС состоит в основном из пресной (дистиллированной) воды, поэтому его плотность близка к плотности дистиллированной воды.

Данное значение плотности исследуемых составов позволяет применять их при нормальном и пониженном значении пластового давления [13].

3.2.2 Результаты определения термостабильности

Результаты проведенных исследований термостабильности БПС (на примере следующей рецептуры полимерного состава: 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) в течение 10 суток при 20 °С и 80 °С (пластовая температура) представлены в таблице 3.2. Итоговые результаты оценки термостабильности

исследуемых блокирующих составов различных производителей в сравнении с разработанным представлены в сводной таблице 3.3.

Таблица 3.2 – Термостабильность БПС при 20 и 80 °С



Таблица 3.3 – Результаты определения термостабильности блокирующих составов

Наименование состава	Термостабильность при 20 °С в течение 10 сут	Термостабильность при 80 °С в течение 10 сут	Примечание
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	Да	Да	–
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Да	Да	–
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Да	Да	–
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Да	Да	–
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	Да	Да	–
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,72 % МЭ	Да	Да	–
БП №1	Да	Нет	Разрушение эмульсии
БП №2	Да	Нет	Выделение до 5 % углеводородной фазы и разрушение эмульсии, соответственно
БП №3	Да	Да	–
БП №4	Да	Нет	Выделение до 5 % углеводородной фазы и разрушение эмульсии, соответственно
БП №5	Да	Да	–
БП №6	Да	Нет	Выпадение осадка
БП №7	Да	Да	–
БП №8	Да	Да	Выделение до 5 % углеводородной фазы
БП №9	Да	Нет	Выпадение осадка

Продолжение таблицы 3.3

БП №10	Да	Да	–
БП №11	Да	Нет	Выпадение осадка
БП №12	Да	Да	–
БП №13	Нет	Нет	Самодеструкция через 2-3 суток
БП №14	Да	Нет	Выделение до 5 % углеводородной фазы и разрушение эмульсии после 4 суток, соответственно
БП №15	Да	Да	–

Как видно из результатов проведенных исследований образцы БПС и БП №№ 3, 5, 7, 10, 12, 15 стабильны при пластовой температуре 80 °С и могут быть рекомендованы для дальнейших работ. В течение всего времени эксперимента не наблюдалось видимых изменений их внешнего вида, т.е. указанные составы способны сохранять свои физико-химические свойства в процессе глушения подземного ремонта скважин.

Необходимо учесть, что блокирующие составы с внутренним деструктором БП №11 и БП №13 начинают разрушаться до истечения 10 суток. Разрушение состава БП №11 сопровождается образованием нерастворимого осадка, что может оказать отрицательное воздействие на ФЕС продуктивного пласта. Блокирующий состав БП №13 саморазрушается в течение 48 часов и переходит из гелеобразного состояния в жидкое с образованием эластичного сгустка. Таким образом, компонентный состав указанных композиций должен быть изменен с целью возможного их применения в условиях пластовой температуры 80 °С в течение всего периода проведения ремонтных работ.

Блокирующие составы БП №6 и БП №9 седиментационно неустойчивы, выпадает в осадок их дисперсная фаза. В композиции БП №8 со временем выделяется углеводородная фаза в небольшом количестве (менее 5 % от общего объема состава), что допустимо для гидрофобных эмульсий [77, 92, 129]. У исследуемых составов БП №№1, 2, 4, 14 наблюдается частичное разрушение эмульсии.

3.2.3 Результаты исследования реологических характеристик

1. Кривая вязкости (зависимость эффективной вязкости блокирующего состава от скорости сдвига)

На рисунке 3.2 представлены полученные результаты реологических исследований БПС при различном содержании полимера при стандартных условиях (моделирование приготовления БПС на устье скважины) [12].

В исследованных БПС использовалось 0,12 % масс. регулятора сшивки. Этап подбора его оптимальной концентрации для обеспечения требуемого времени гелеобразования подробно описан в пункте 4 текущей главы.

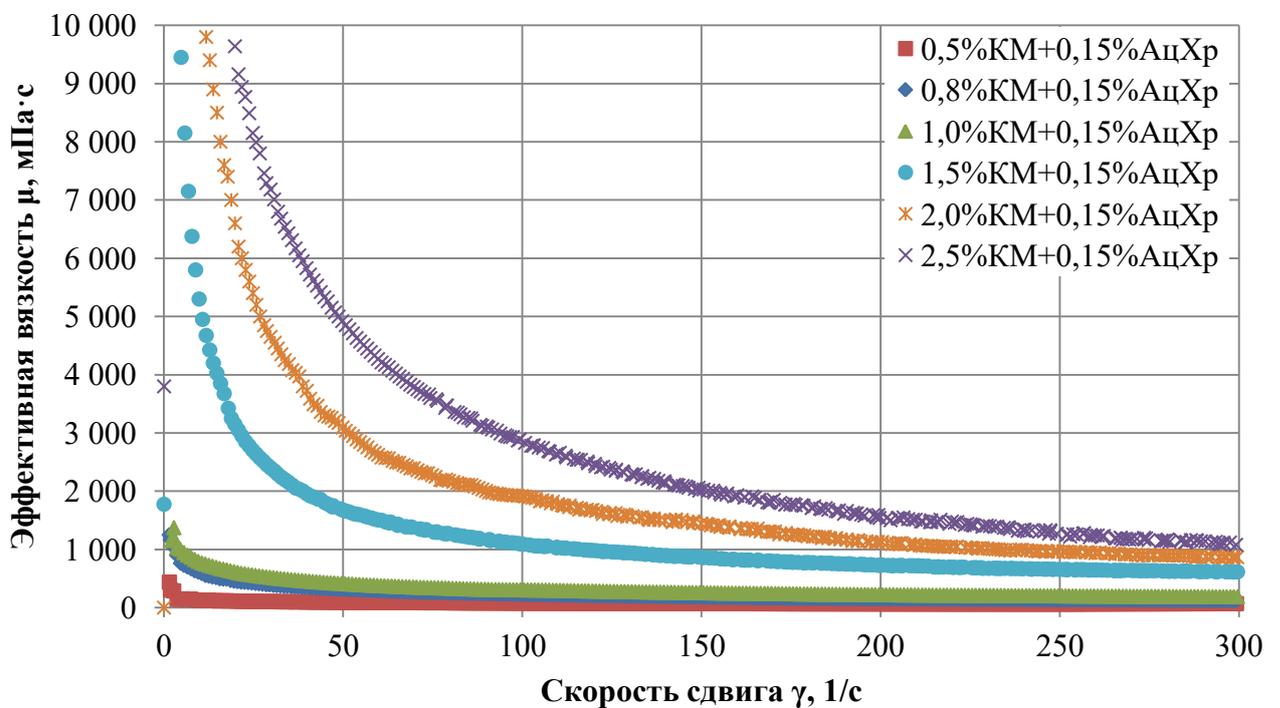


Рисунок 3.2 – Зависимость эффективной вязкости БПС при различном содержании полимера от скорости сдвига при 20 °C

При увеличении концентрации ксантановой камеди с 0,5 до 2,5 % масс. наблюдается рост вязкости биополимерного состава в 28 раза при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$. Исследуемые составы с содержанием ксантановой камеди 1,5-2,5 % масс. обладают высокой эффективной вязкостью, что может привести к осложнениям при их закачке в скважину. Остальные блокирующие композиции обладают на порядок меньшей эффективной вязкостью. Более приемлемыми для закачки в скважину являются составы с содержанием 0,5-1,0 % масс. полимера,

обладающие наименьшей эффективной вязкостью и, тем самым, большей подвижностью на момент приготовления и их закачки в скважину.

Эффективная вязкость БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр), определенная сразу после приготовления, почти в 2,5 раза выше эффективной вязкости БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр) при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$ (рисунок 3.2), что подтверждает результаты определения времени гелеобразования полимерных составов в первые 15 мин путем измерения их комплексной вязкости.

Увеличение концентрации сшивателя в конечном составе не приводит к существенным изменениям вязкости системы (рисунок 3.3).

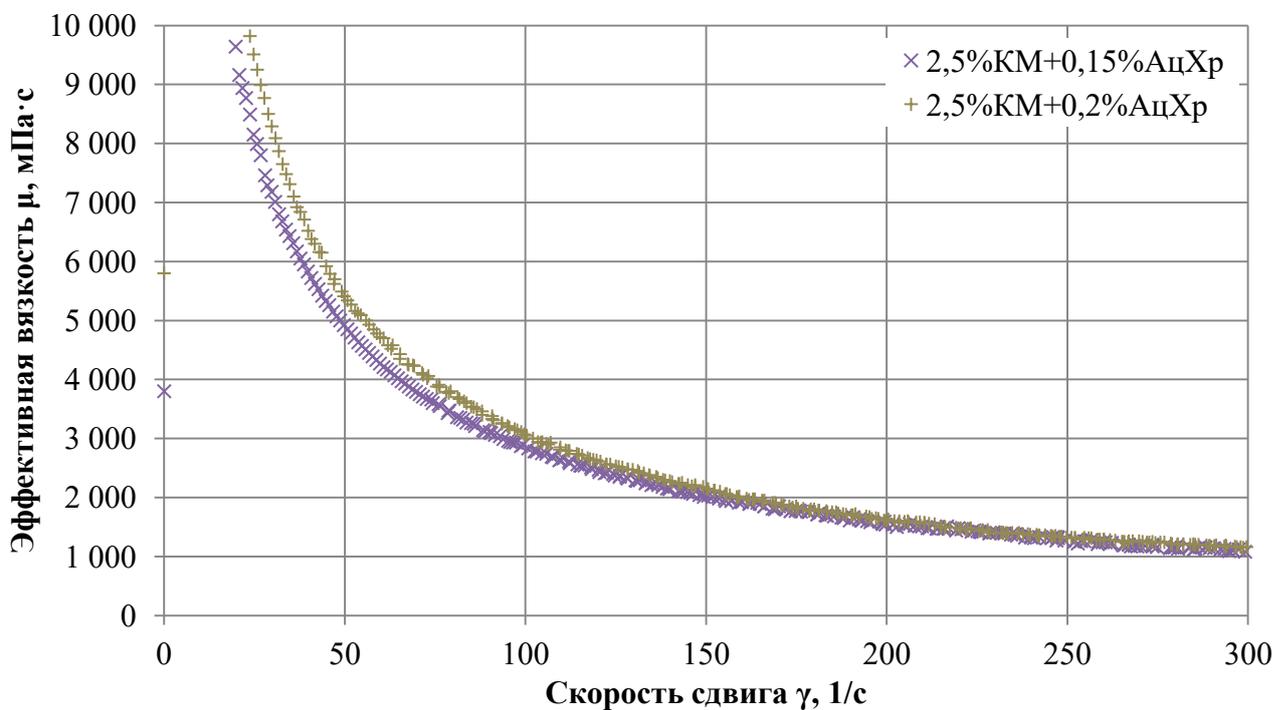


Рисунок 3.3 – Зависимость эффективной вязкости БПС при увеличении концентрации сшивателя от скорости сдвига при 20 °С

По результатам реологических исследования биополимерных составов установлено, что эффективная вязкость БПС (2,5 % КМ + 0,2 % АцХр) практически не отличается от вязкости БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр) (рисунок 3.3). Использование более 0,2 % масс. сшивателя в составе приводит лишь к значительному удорожанию технологии и, как следствие, снижению экономической эффективности от её применения. Более того, использование высоковязкого состава с содержанием ксантановой камеди 2,5 % масс. может привести к осложнениям в работе насосного агрегата при его закачке в скважину.

Уменьшение содержания сшивающего агента практически не оказывало влияния на изменение эффективной вязкости полимерного состава (рисунок 3.4). Снижение количества сшивателя в композиции приводило к нарушению стабильности системы и образованию сгустков полимеров при последующем термостатировании.

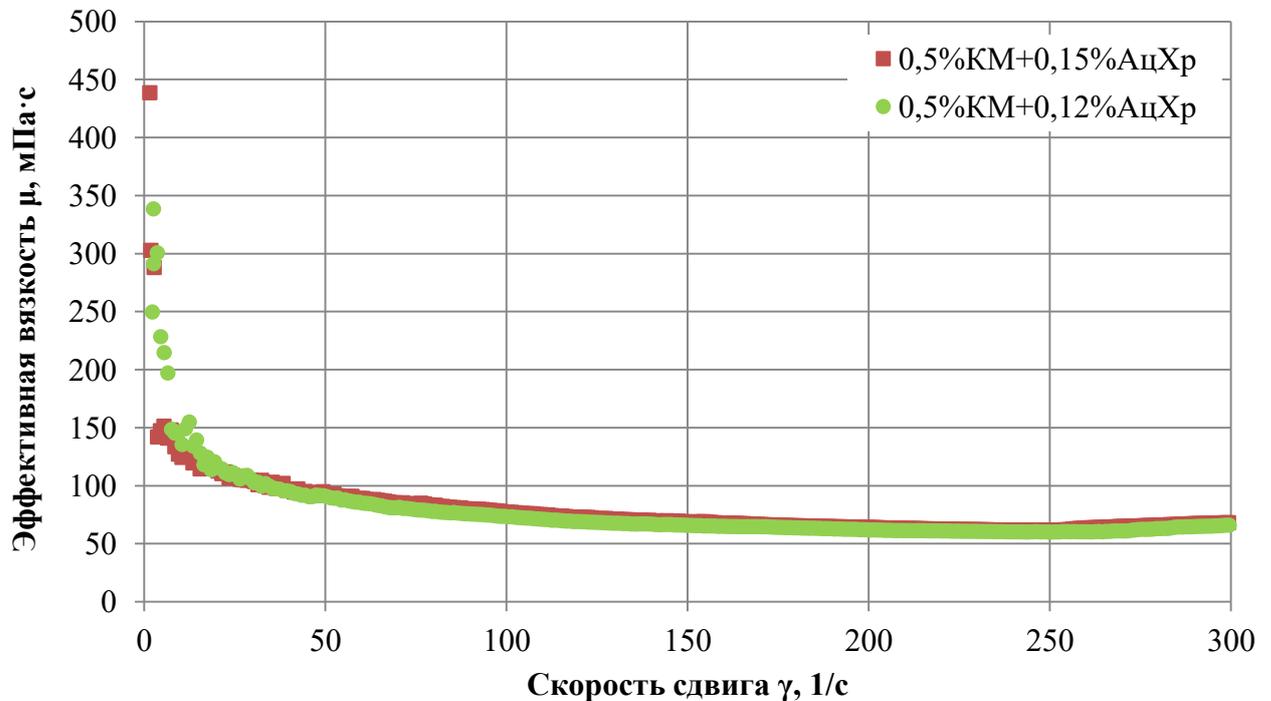


Рисунок 3.4– Зависимость эффективной вязкости БПС при снижении концентрации сшивателя от скорости сдвига при 20 °С

Логично предположить, что происходило ослабление межмолекулярных связей ксантанового полимера и, как итог, гель разжижался. Образование гетерогенной системы можно объяснить слабой сшивкой полимерной системы, в результате чего такая ГЖ будет обладать хорошей фильтруемостью в ПЗП.

Таким образом, низкая концентрация сшивателя (менее 0,15 % масс.) не позволяет получить блокирующий состав с заданными структурно-механическими свойствами. Дополнительный ввод ацетата хрома усиливает пространственный сетчатый каркас, что оказывает влияние на повышение прочностных свойств биополимерного состава.

Обобщенные результаты проведенных исследований по оценке эффективной вязкости БПС при различном содержании компонентов при

стандартных условиях (моделирование приготовления БПС на устье скважины) представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Эффективная вязкость БПС с различным содержанием полимера и сшивателя при 20 °С

Концентрация реагентов	Эффективная вязкость (мПа·с) после приготовления при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$
0,5 % КМ + 0,12 % АцХр	64,7
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр	66,3
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр	161
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр	241
1,5 % КМ + 0,15 % АцХр	793
2,0 % КМ + 0,15 % АцХр	1258
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр	1850
2,5 % КМ + 0,2 % АцХр	1910

Результаты определения эффективной вязкости БПС в зависимости от скорости сдвига (моделирование процесса закачки БПС в скважину) изображены на рисунке 3.5 и сведены в таблицу 3.5.

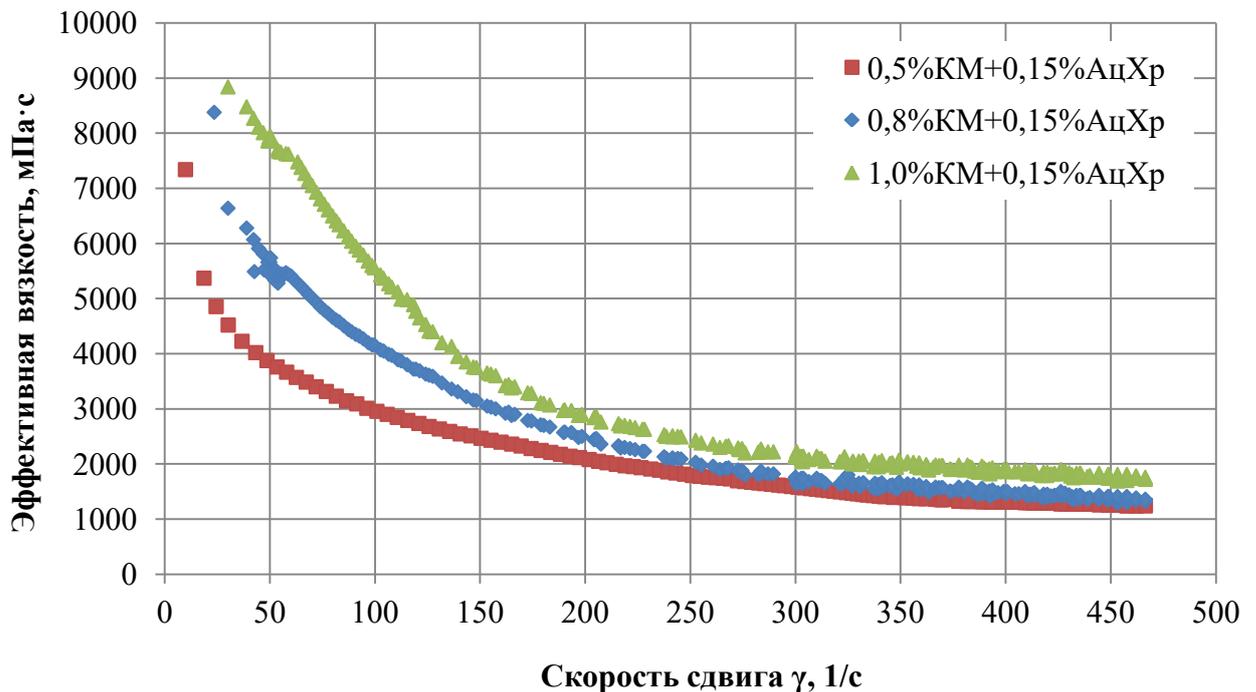


Рисунок 3.5 – Зависимость эффективной вязкости БПС при различном содержании полимера от скорости сдвига при 80 °С

Таблица 3.5 – Эффективная вязкость БПС с различным содержанием полимера при 80 °С

Концентрация реагентов	Эффективная вязкость (мПа·с) после сшивки при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр	2325
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр	2940
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр	3290

Стоит отметить, что увеличение содержания регулятора сшивки 2-Меркаптоэтанола приводит к незначительному снижению эффективной вязкости до 10 % относительно исходного значения БПС (рисунок 3.6, таблица 3.6). Его концентрация обусловлена необходимостью достижения требуемой скорости сшивки БПС с целью достижения забоя скважины при закачке.

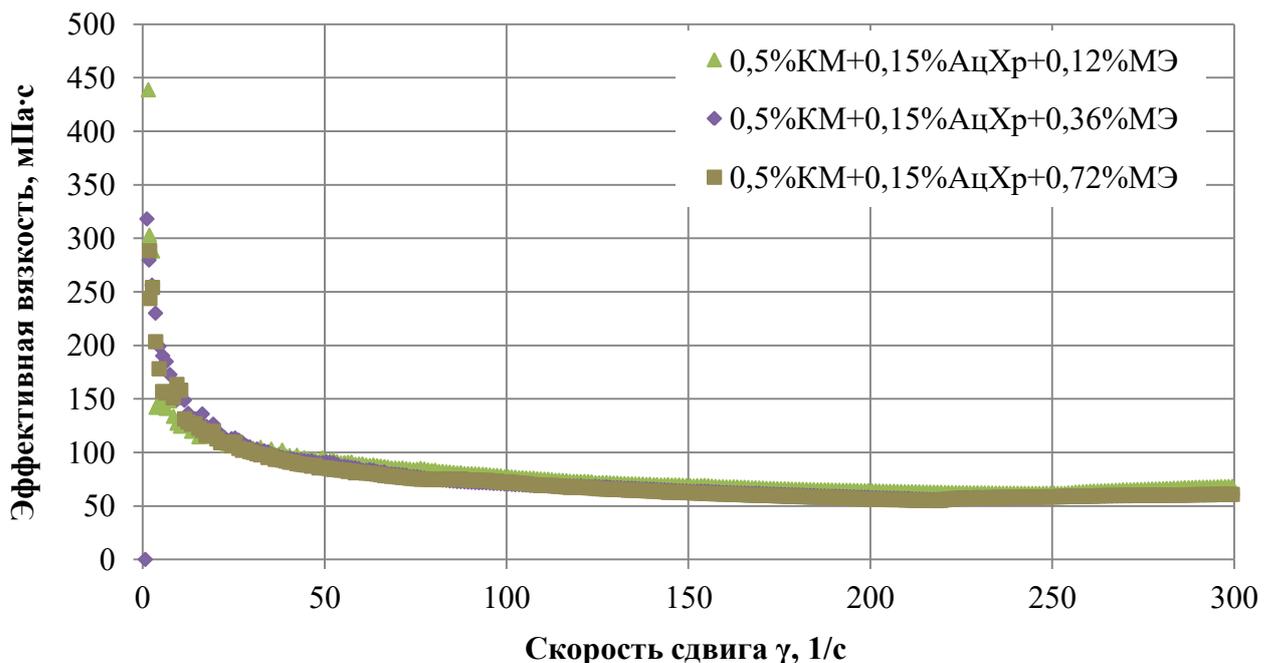


Рисунок 3.6 – Зависимость эффективной вязкости БПС при изменении концентрации 2-Меркаптоэтанола от скорости сдвига при 20 °С

Таблица 3.6 – Эффективная вязкость биополимерного состава с различным содержанием регулятора сшивки при 20 °С

Концентрация реагентов	Эффективная вязкость (мПа·с) после приготовления при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$	Изменение эффективной вязкости, %
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	66,3	–
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	61,3	-7,5
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,72 % МЭ	59,7	-10

В рамках реологических исследований также проведена оценка изменения вязкости БПС (на примере полимерного состава 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр) при снижении температуры до 0 °С (в случае проведения ремонтных работ в зимнее время) (рисунок 3.7). По результатам экспериментов установлена вполне ожидаемая закономерность: с уменьшением температуры увеличивается эффективная вязкость композиции (почти в 2 раза при $\dot{\gamma} = 171 \text{ с}^{-1}$), что подтверждается результатами определения температуры застывания БПС (составы теряют свою текучесть в пределах до -9 °С) согласно [53].

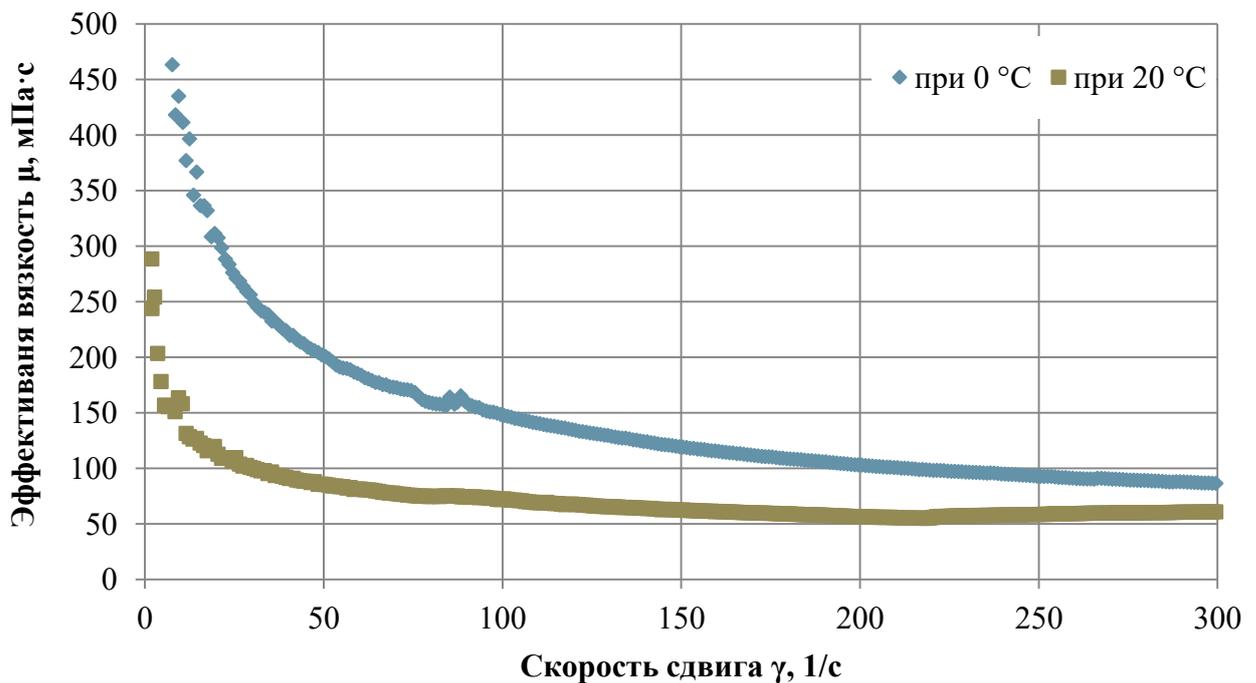


Рисунок 3.7 – Зависимость эффективной вязкости БПС от скорости сдвига при температуре 0 °С и 20 °С

Для более информативного анализа полученных результатов измерения эффективной вязкости готовых блокирующих композиций сформирована сводная таблица 3.7.

Таблица 3.7 – Сводные результаты определения эффективной вязкости готовых блокирующих составов

Наименование состава	Эффективная вязкость (мПа·с) до сшивки при $\dot{\gamma} = 171 \text{ с}^{-1}$	Эффективная вязкость (мПа·с) после сшивки при $\dot{\gamma} = 171 \text{ с}^{-1}$
БП №1	357	–
БП №2	172	–
БП №3	413	–
БП №4	80,3	–

Продолжение таблицы 3.7

БП №5	1820	224
БП №6	68,0	–
БП №7	923	–
БП №8	1550	–
БП №9	673	–
БП №10	561	–
БП №11	2350	5810
БП №12	5770	4970
БП №13	317	2460
БП №14	219	204
БП №15	399	–
Примечание: «←» означает, что эффективная вязкость для данных составов не измерялась, т.к. эти составы не являются «сшитыми» и их вязкость не зависит от времени		

Эффективная вязкость обратной водонефтяной эмульсии БП №5 после моделирования условий её закачки в скважину и термостатирования при пластовой температуре снижается почти в 8 раз по сравнению с начальным значением вязкости (сразу после перемешивания при 20 °С) при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$, что резко снижает её структурную прочность.

В полимерном составе с внутренним деструктором БП №11 отсутствует сшиватель, но наблюдается увеличение его вязкости во времени. Такой эффект, скорее всего, связан с гидролизом полимера в воде, что приводит к увеличению вязкости конечного состава. Эффективная вязкость состава увеличилась в 2,5 раза при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$ по сравнению с вязкостью после приготовления.

Снижение эффективной вязкости сшитой полимерной композиции БП №12 на 14 % по сравнению с её вязкостью сразу после приготовления может быть связано с частичным разрушением полимерных цепочек. Однако по результатам оценки термостабильности видимых изменений в состоянии композиции не наблюдалось.

По результатам исследований состава повышенной вязкости с самодеструкцией БП №13 установлено, что эффективная вязкость увеличивалась почти в 8 раз по сравнению с его вязкостью после приготовления при $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$.

Большее значение эффективной вязкости свидетельствует о лучшей газодерживающей способности блокирующего состава и уменьшении радиуса

его фильтрации в ПЗП. Поскольку с ростом эффективной вязкости блокирующего состава наблюдалось повышение его структурной прочности. Таким образом, логично предположить, что при освоении скважины это может привести к росту КВП призабойной зоны пласта.

2. Критическое напряжение сдвига (зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига блокирующего состава в режиме контролируемого напряжения сдвига)

В результате проведенных реологических исследований по определению критического напряжения сдвига составов БПС при моделировании условий их закачки в скважину (через 90 мин после их приготовления) установлены значения напряжения сдвига (рисунок 3.8), при которых происходит «разрыв сплошности» полимеров, что может способствовать фильтрации блокирующей композиции из ствола скважины в ПЗП. Чем меньше эта величина, тем меньше критический градиент давления, при котором может происходить фильтрация блокирующего состава в коллектор ПЗП.

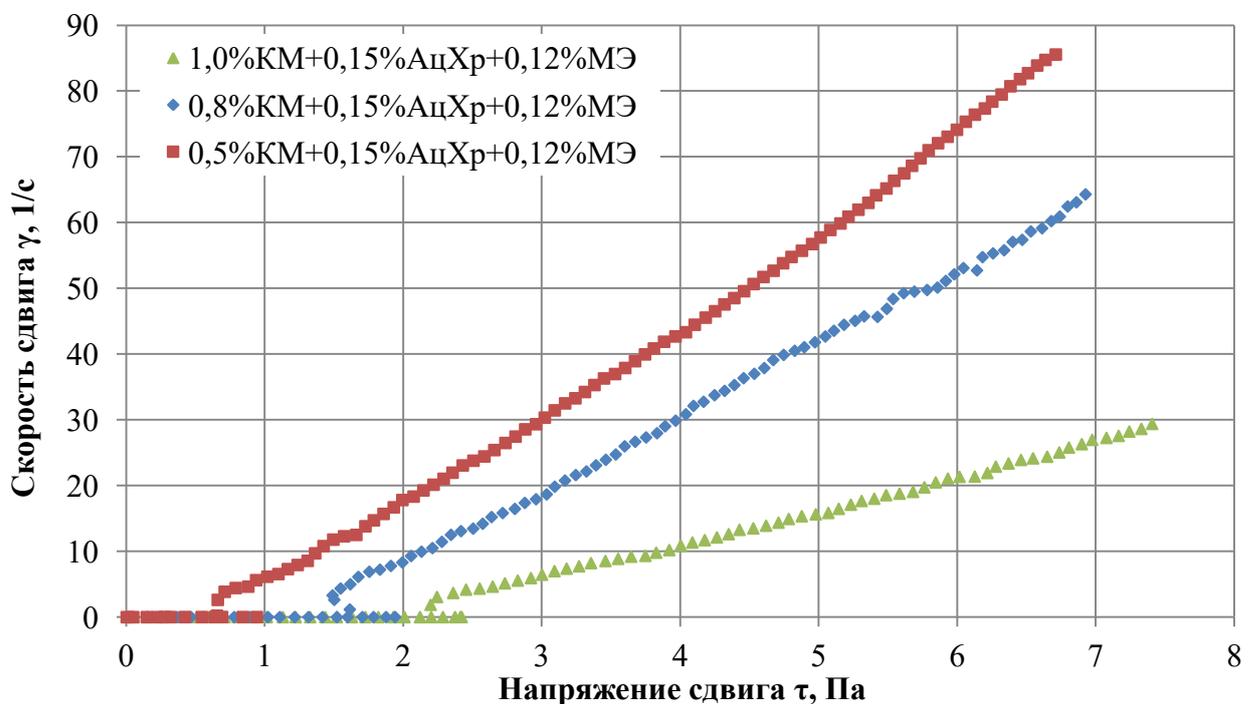


Рисунок 3.8 – Зависимость критического напряжения сдвига БПС с пониженным содержанием регулятора сшивки от скорости сдвига при 80 °С

При увеличении концентрации регулятора сшивки 2-Меркаптоэтанола с 0,12 до 0,36 % масс. наблюдалось значительное повышение критического

напряжения сдвига, вследствие уменьшения времени гелеобразования (рисунок 3.9). Данное свойство БПС способствует снижению степени поглощения состава пластом в процессе его продавки в ПЗП.

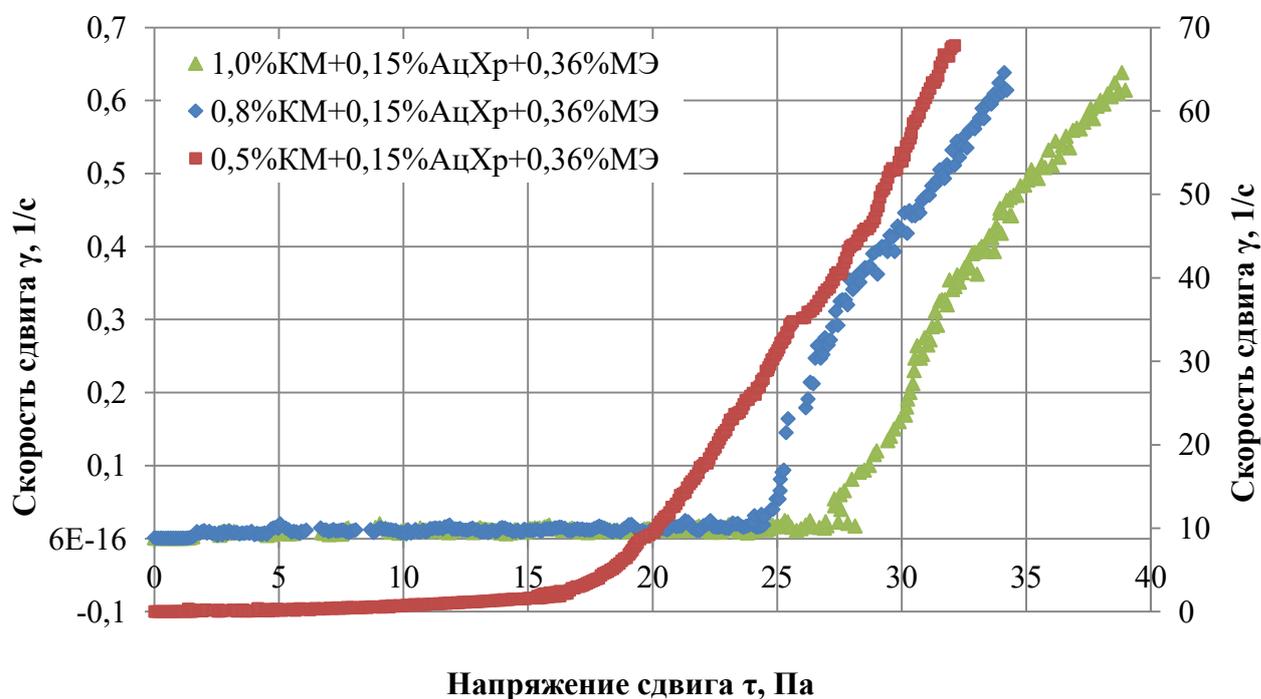


Рисунок 3.9 – Зависимость критического напряжения сдвига БПС с повышенным содержанием регулятора шивки от скорости сдвига при 80 °С

Результаты исследований по определению критического напряжения сдвига БПС сведены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Критическое напряжение сдвига БПС с различным содержанием полимера при 80 °С

Концентрация реагентов	Критическое напряжение сдвига, Па
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	0,94
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	1,94
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	2,42
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	16,3
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	24,2
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	28,1

При снижении количества полимера в растворе БПС отмечалось уменьшение КНС, что обусловлено снижением количества макромолекул полимера на единицу объема. В свою очередь величина критического напряжения сдвига БПС зависит от его вязкоупругих свойств. Для обоснования данного

предположения необходимо проведение лабораторных фильтрационных исследований.

Блокирующий полимерный состав с рецептурой 1,0 % КМ + 0,15 % АцХр после моделирования условий его закачки в скважину обладал более низкой фильтруемостью в ПЗП, в сравнении с другими исследованными рецептурами (критическое напряжение сдвига БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр) почти в 2 раза больше, чем у БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр) и примерно на 17 % больше, чем у БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр)).

3. Предельное напряжение сдвига (зависимость скорости сдвига от напряжения сдвига блокирующего состава в режиме контролируемой скорости сдвига)

На рисунках 3.10-3.11 представлены результаты построения зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига блокирующих составов. По результатам данных исследований были определены значения предельного напряжения сдвига биополимерных составов после их сшивки.

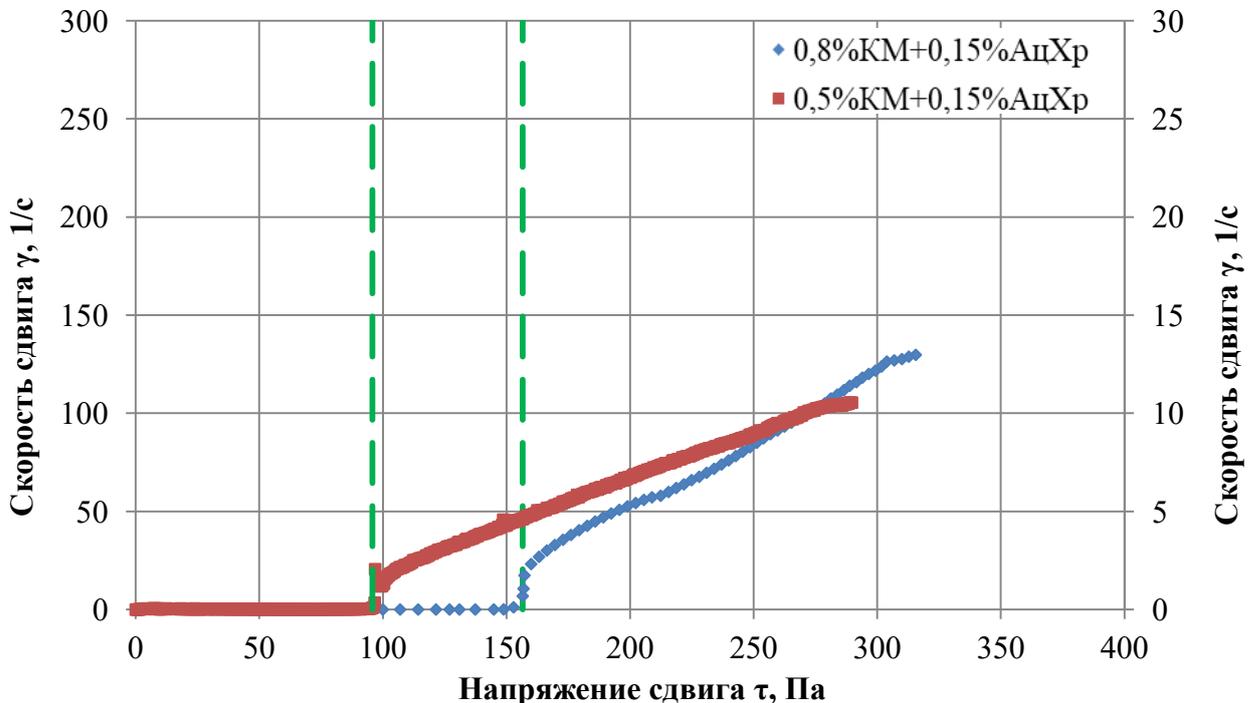


Рисунок 3.10 – Зависимость предельного напряжения сдвига БПС с пониженным содержанием полимера от скорости сдвига при 80 °С

Как уже отмечалось, полимерные составы обладают вязкоупругими свойствами. В результате определения времени гелеобразования БПС в режиме

осциллирующих напряжений установлено, что в начальный момент времени БПС характеризуется как вязкая жидкость, а в конце сшивки – как вязкоупругая жидкость. Сшивка макромолекул полимера в большей степени характеризуется повышением упругой компоненты вязкости состава. В данном случае, как отмечалось, на единицу объема композиции при увеличении концентрации сшивающего агента приходится большее количество макромолекул полимера. Именно поэтому, БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр) характеризуется столь высоким значением предельного напряжения сдвига (почти в 7 раз больше, чем у БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр)). Применение данной рецептуры БПС при глушении скважин может привести к осложнениям при их освоении (неполное извлечение состава из ПЗП при освоении и длительность вывода скважины на режим эксплуатации).

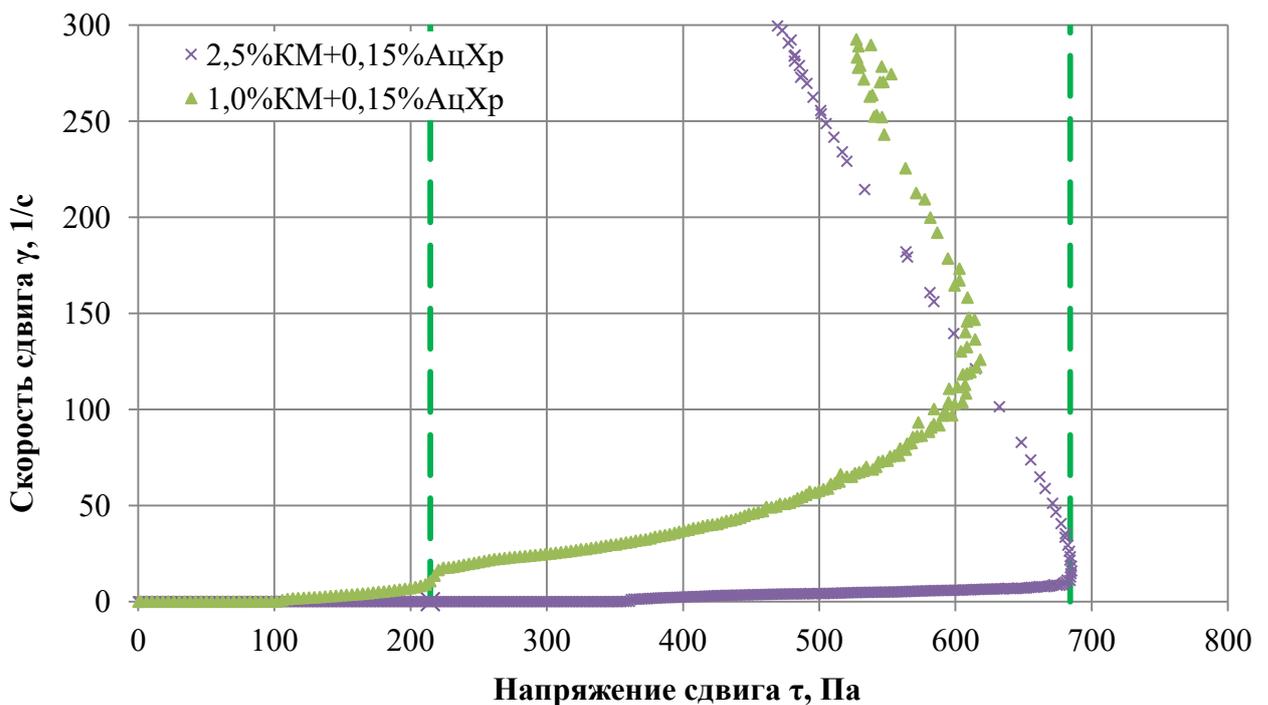


Рисунок 3.11 – Зависимость предельного напряжения сдвига БПС с повышенным содержанием полимера от скорости сдвига при 80 °С

В результате определения напряжения сдвига составов установлено, что данный параметр у БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр) почти в 2 раза выше, чем у БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр). Таким образом, глушение скважины с применением БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр) может сопровождаться меньшей степенью его проникновения в ПЗП и созданием более прочного блокирующего

экрана, но, в то же время, может вызвать осложнения при освоении скважины и выводе её на режим эксплуатации.

После сшивки БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр) обладает меньшим значением предельного напряжения сдвига на 39 %, чем БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр). Таким образом, для удаления последнего из ПЗП необходимо создать больший перепад давления, чем для БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр).

Результаты исследований по определению предельного напряжения сдвига блокирующих составов БПС сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Предельное напряжение сдвига БПС при 80 °С

Концентрация реагентов	Предельное напряжение сдвига, Па
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр	95,8
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр	157
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр	215
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр	684

Согласно полученным результатам исследований для нарушения структуры БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр) требуется создание меньшего напряжения, чем для составов с большей концентрацией полимера. Увеличение концентрации ксантановой камеди в БПС приводит к повышению структурной прочности геля. Для подтверждения полученных результатов необходимо проведение фильтрационных исследований.

Результаты исследований ПНС блокирующих составов различных производителей при 80 °С приведены в таблице 3.10.

Предельное напряжение сдвига является показателем прочности внутренней структуры ТЖ, сформировавшейся за время её покоя. Превышение ПНП позволит разрушить внутреннюю структуру ТЖ и привести её в движение [53]. Таким образом, чем выше ПНС, тем больший градиент давления блокирующий состав способен выдержать, не разрушившись. В случае нормальных или повышенных пластовых давлений рост величины ПНС снижает вероятность ГНВП [34, 116]. Такие же выводы справедливы при увеличении эффективной вязкости жидкости глушения, поскольку при этом повышается её структурная прочность.

Таблица 3.10 – Результаты определения ПНС блокирующих составов различных производителей

Наименование состава	Предельное напряжение сдвига, Па
БП №1	20,4
БП №2	3,15
БП №3	9,1
БП №4	2,16
БП №5	5,36
БП №6	3,19
БП №7	41,1
БП №8	132
БП №9	28,1
БП №10	10,3
БП №11	960
БП №12	528
БП №13	129
БП №14	9,8
БП №15	39,8

Предельное напряжение сдвига гидрофобных эмульсий обратного типа БП №№ 2-6, 14 и линейного геля БП №10 составило менее 10 Па. Данные составы становятся подвижными при малых значениях напряжения сдвига, что может привести к их разрушению и потери целостности блокирующей композиции. Иными словами, слабая прочность и недостаточные структурно-механические свойства блокирующих составов не смогут предотвратить их проникновение в ПЗП при больших репрессиях на пласт.

Блокирующие составы БП №11 (линейный гель с внутренним деструктором) и БП №12 (сшитая полимерная система) имеют чрезмерно завышенное значение ПНС по сравнению с другими исследованными композициями. Столь высокое значение напряжения сдвига может усложнить процесс извлечения состава из ПЗП при освоении скважины.

Согласно полученным результатам логично предположить, что для вызова притока в скважине, заглушенной с использованием гелеобразующего состава на углеводородной основе БП №8, потребуется создание меньших депрессий, чем в случае применения состава БПС с содержанием полимера 0,5-0,8 % масс., т.к. предельное напряжение сдвига БП №8 на 16 % ниже, чем у БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр), и на 38 % меньше, чем у БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр). Блокирующие

составы БП №8 и БП №13 (считая полимерная система с внутренним деструктором) обладают практически схожими значениями ПНС.

Исследованные композиции БП №№ 1, 7, 9, 15 имеют невысокие значения ПНС, при этом БП №7 (линейный гель) и БП №15 (обратная водонефтяная эмульсия) могут быть более устойчивы к депрессии (ПНС в 1,5-2 раза больше, чем у БП №1 (нефтяной гель) и БП №9 (линейный гель повышенной вязкости)).

Таким образом, блокирующие составы БП №8 и БП №13 могут быть рекомендованы для дальнейших исследований.

4. Время гелеобразования (динамика эффективной и комплексной вязкости блокирующего состава)

Согласно полученным результатам (рисунок 3.12), БПС (2,5 %КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) не сшился. Рост эффективной вязкости происходил медленно по линейному закону во всем временном диапазоне исследований.

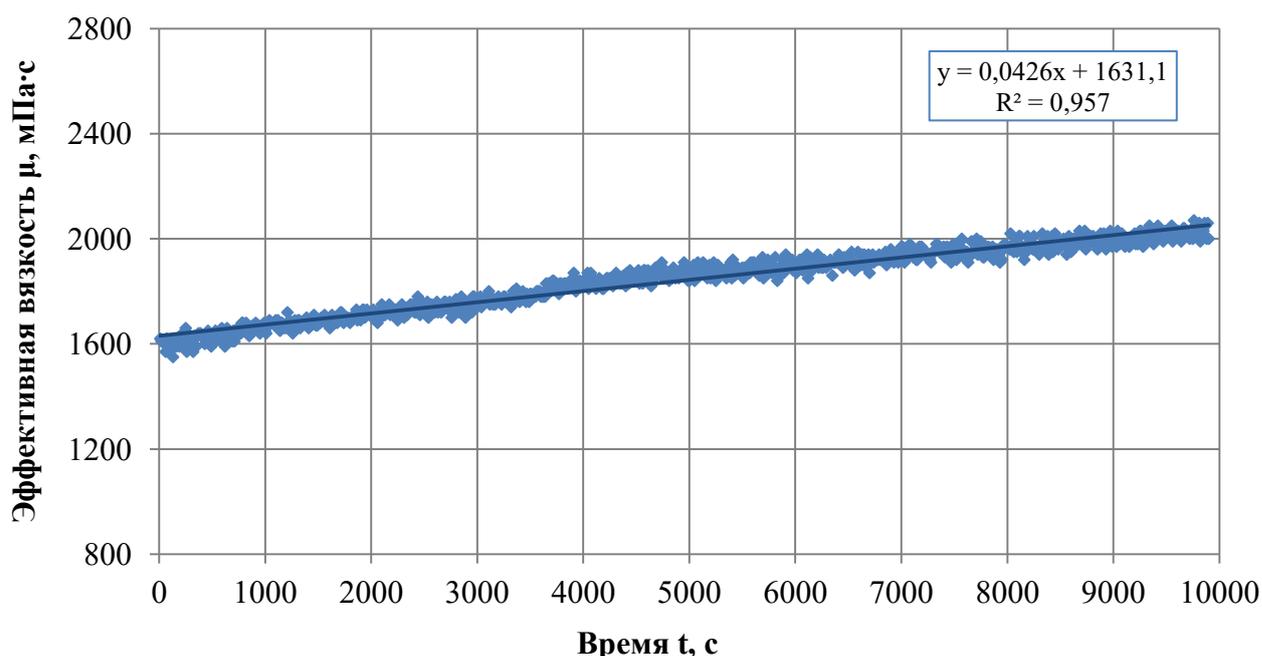


Рисунок 3.12 – Динамика эффективной вязкости БПС (2,5 %КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) при $\gamma=197 \text{ с}^{-1}$ и $80 \text{ }^\circ\text{C}$

Необходимо отметить, что в динамическом режиме исследования из-за интенсивного перемешивания состава и разрушения полимерных связей определить время гелеобразования не удалось.

В следующем эксперименте была сделана попытка снижения значения скорости сдвига до $\gamma = 100 \text{ с}^{-1}$ и увеличения содержания регулятора сшивки до

0,4 % масс. Измерение вязкости БПС производилось в течение трех часов или до момента сшивки состава при температуре 80 °С (Рисунок 3.13).

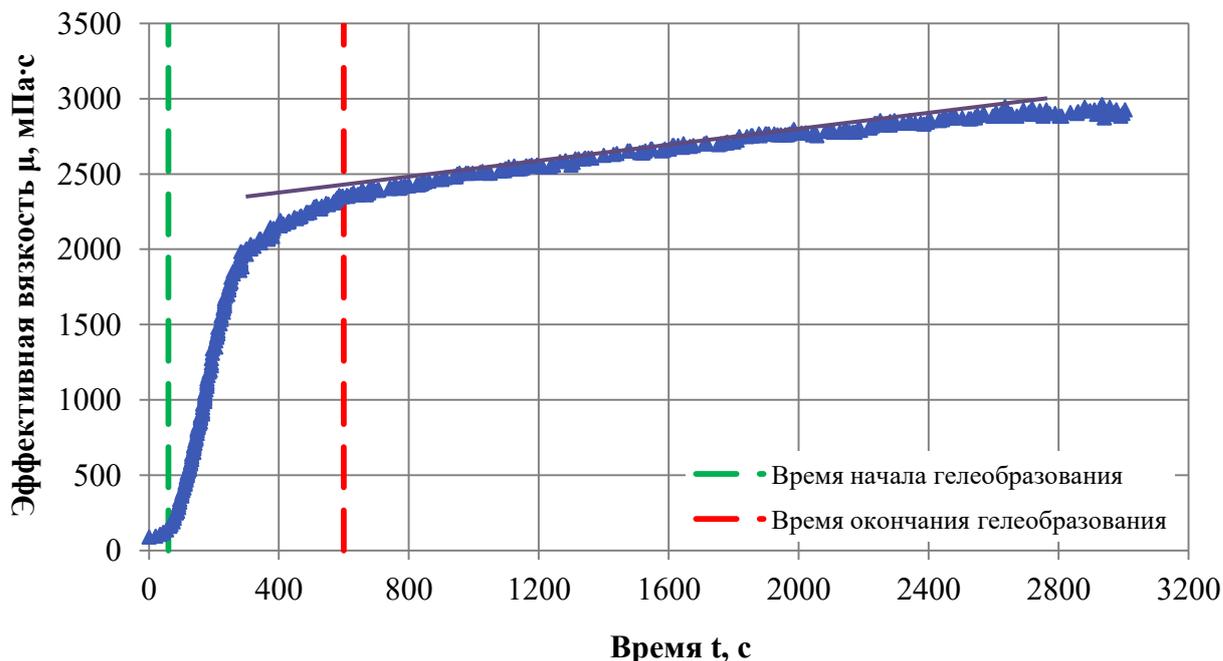


Рисунок 3.13 – Динамика эффективной вязкости БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,4 % МЭ) при $\gamma=100 \text{ с}^{-1}$ и 80 °С

После введения в БПС регулятора сшивки (0,4 % масс.) через 10 минут наблюдалось повышение его вязкости. В течение первых пяти минут наблюдался наиболее интенсивный рост вязкости состава.

Необходимо отметить, что перемешивание БПС после сшивки нарушает его сплошность, которая в последующем не восстанавливается. Таким образом, после завершения сшивки БПС дальнейшего его перемешивание или прокатка не рекомендуются. В этой связи рекомендуется регулировать время начала гелеобразования путем изменения дозировки реагента 2-Меркаптоэтанол.

В связи с вышесказанным время гелеобразования определялось для составов БПС в режиме осциллирующих напряжений при динамических испытаниях (рисунки 3.14-3.15).

Кривую комплексной вязкости БПС от времени условно можно разделить на 2 отрезка (рисунок 3.14): 1-ый отрезок – участок с наиболее интенсивным набором вязкости; 2-ой отрезок – участок с незначительным увеличением вязкости во времени. Конец 1-го участка можно определить как время окончания

процесса гелеобразования, так как в последующие моменты времени увеличение вязкости БПС происходит незначительно. Время гелеобразования БПС (2,0-2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,4 % МЭ) составило менее 30 минут.

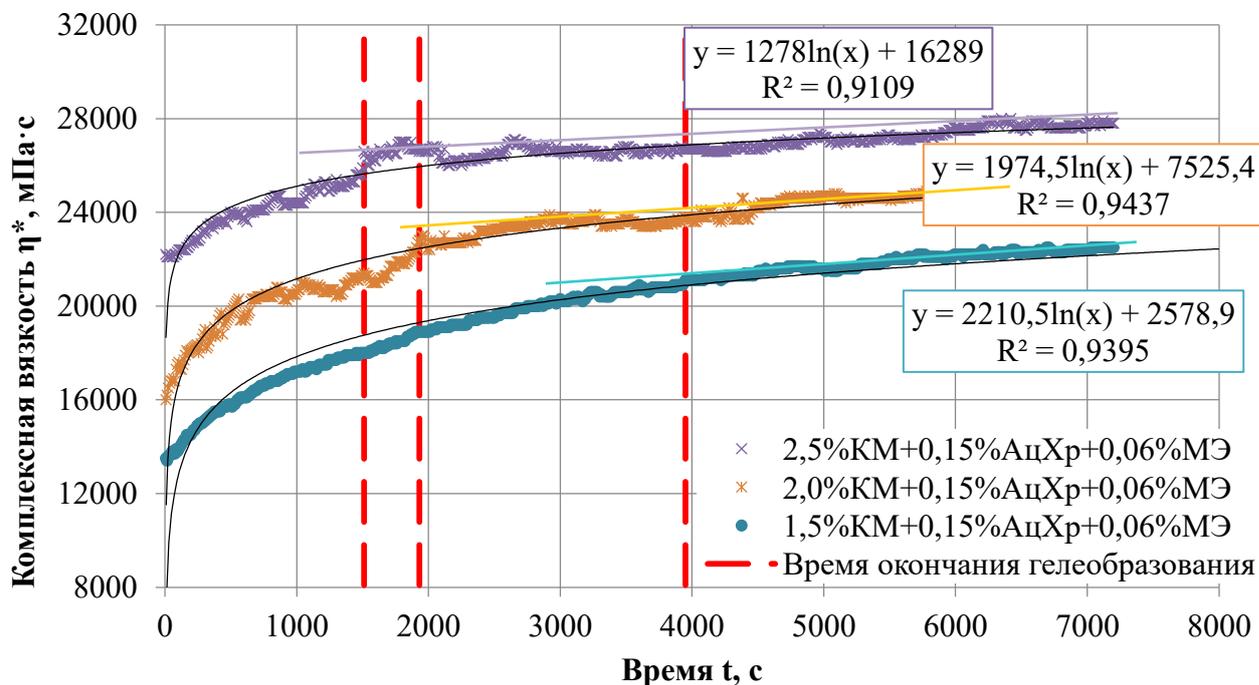


Рисунок 3.14 – Динамика комплексной вязкости составов БПС с содержанием полимера 1,5-2,5 % масс. при 80 °С

Определить время начала гелеобразования БПС с содержанием полимера 1,5-2,5 % масс. и регулятора сшивки 0,06 % масс. не удалось. Составы начинали сшиваться сразу после их приготовления. Логично предположить, что в процессе их закачки из-за интенсивной скорости перемешивания на начальном этапе возможно разрушение полимерных связей и доставка составов на забой в частично разрушенном состоянии.

Как уже отмечалось, временем окончания процесса гелеобразования можно считать время, при котором значение вязкости стабилизируется. В данном случае это время определено по касательной, проведенной по прямому участку кривой комплексной вязкости (рисунок 3.15). На данном участке вязкость не меняется или увеличивается незначительно. Время гелеобразования составов с 0,5-1,0 % масс. полимера составляет более 3 часов.

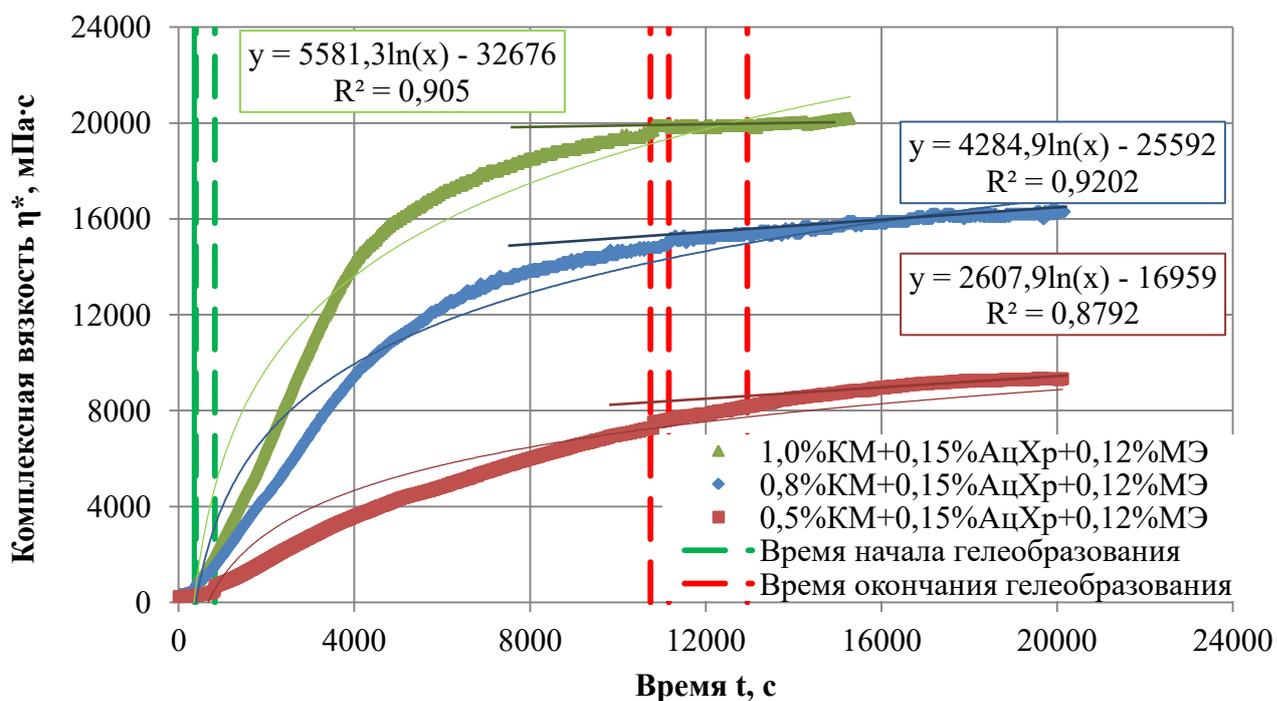


Рисунок 3.15 – Динамика комплексной вязкости составов БПС с содержанием полимера 0,5-1,0 % масс. при 80 °С

Для более точного определения времени начала гелеобразования полученные зависимости были перестроены в другом масштабе (рисунок 3.16).

Время начала гелеобразования характеризуется резким увеличением вязкости БПС. Сшивка БПС с 0,5 % масс. полимера начинается через 14 минут после начала его приготовления.

Полученные значения времени начала и окончания процесса гелеобразования блокирующего состава БПС с различным содержанием реагентов сведены в таблицу 3.11.

Добавление регулятора сшивки приводит к уменьшению времени начала гелеобразования, при этом увеличение содержания полимера приводит к росту комплексной вязкости и меньшей подвижности БПС. В связи с этим для успешной доставки блокирующего состава в зону установки (до момента окончания его структурообразования) предпочтительнее использовать БПС, содержащий 0,5-0,8 % масс. полимера, обладающие более пролонгированным временем набора вязкости.

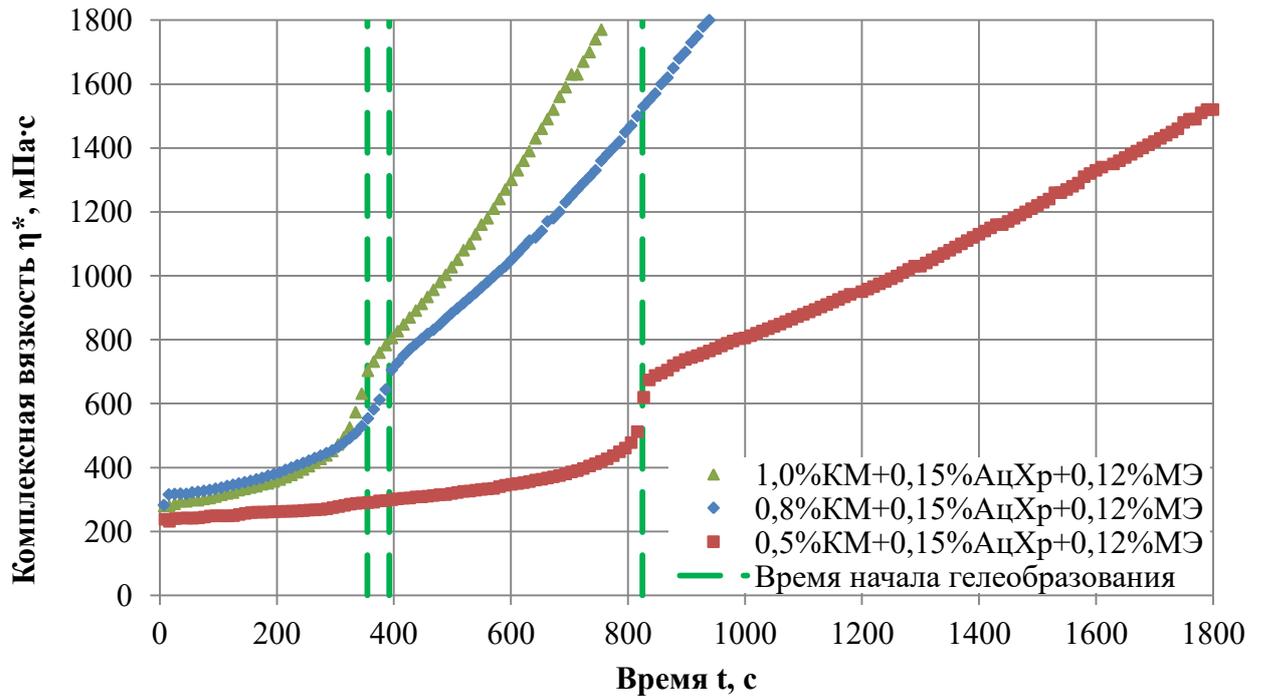


Рисунок 3.16 – Динамика комплексной вязкости составов БПС с содержанием полимера 0,5-1,0 % масс. (увеличенный масштаб) при 80 °С

Таблица 3.11 – Время начала и окончания процесса гелеобразования БПС

Концентрация реагентов	Время начала гелеобразования, мин.	Время окончания гелеобразования, мин.
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,41 % МЭ	1	10
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	—	25
2,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	—	32
1,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	—	66
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	6	179
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	6,5	186
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	14	216
Примечание: «←» означает, что составы сшиваются сразу после приготовления и определить время начала гелеобразования не представляется возможным		

Поскольку данная рецептура БПС (0,5-0,8 % масс. полимера и 0,12 % масс. регулятора сшивки) может фильтроваться в ПЗП на стадии начала сшивки (роста его структурно-реологических параметров), таким образом рекомендуется после заполнения составом БПС части ствола скважины в интервале продуктивного пласта и выдавливания его из колонны НКТ в ПЗП продавочной жидкостью, оставлять скважину на технологическую выдержку (3-3,5 часа), после чего повторить данный процесс второй пачкой БПС. Тем самым в ПЗП будет располагаться БПС уже в сшитом состоянии, соответственно, глубина

проникновения второй пачки БПС в пласт будет меньше, а создаваемый экран – прочнее. Таким образом, есть вероятность снижения объема закачиваемого в скважину полимерного блокирующего состава.

В случае недопущения проникновения БПС в призабойную зону пласта (согласно принятой технологии) необходимо корректировать содержание компонентов блокирующей композиции так, чтобы процесс гелеобразования завершился до достижения забоя и состав при этом набрал максимальную вязкость [122].

На следующем этапе был проведен комплекс исследований динамики структурообразования при моделировании условий закачки БПС в скважину.

В лабораторных исследованиях блокирующих составов с содержанием полимера 0,5-0,8 % масс. и регулятора сшивки 0,12 % масс. время гелеобразования в динамическом режиме (моделирование условий движения БПС по трубам НКТ и его продавливание в ПЗП) определялось измерением эффективной вязкости μ полимерного состава во времени при заданной скорости сдвига. Резкий рост вязкости по истечении определенного времени свидетельствовал об образовании прочной структуры геля, что соответствовало времени гелеобразования БПС [99].

Результаты определения времени гелеобразования блокирующих композиций БПС представлены на рисунках 3.17 (имитация условий закачки БПС в скважину) и 3.18 (имитация условий технологической выдержки составов в скважине на время сшивки).

Необходимо отметить, что при моделировании процесса закачки БПС с 0,8 % масс. полимера в скважину, несмотря на его интенсивное перемешивание во время прохождения через колонну НКТ, наблюдалось увеличение эффективной вязкости (за 23 мин от 274 мПа·с до 365 мПа·с (на 33%)), характеризующее сшивку геля. Для композиции с 0,5 % масс. полимера функция вязкости практически не зависела от времени (возможно из-за меньшего количества макромолекул полимера на единицу объема) и в рассматриваемом периоде времени в среднем составило 72 мПа·с. Эффективная вязкость блокирующей

композиции с 0,8 % масс. полимера превысила вязкость состава с 0,5 % масс. полимера в 4-5 раз при скорости сдвига $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$ в первые 25 мин.

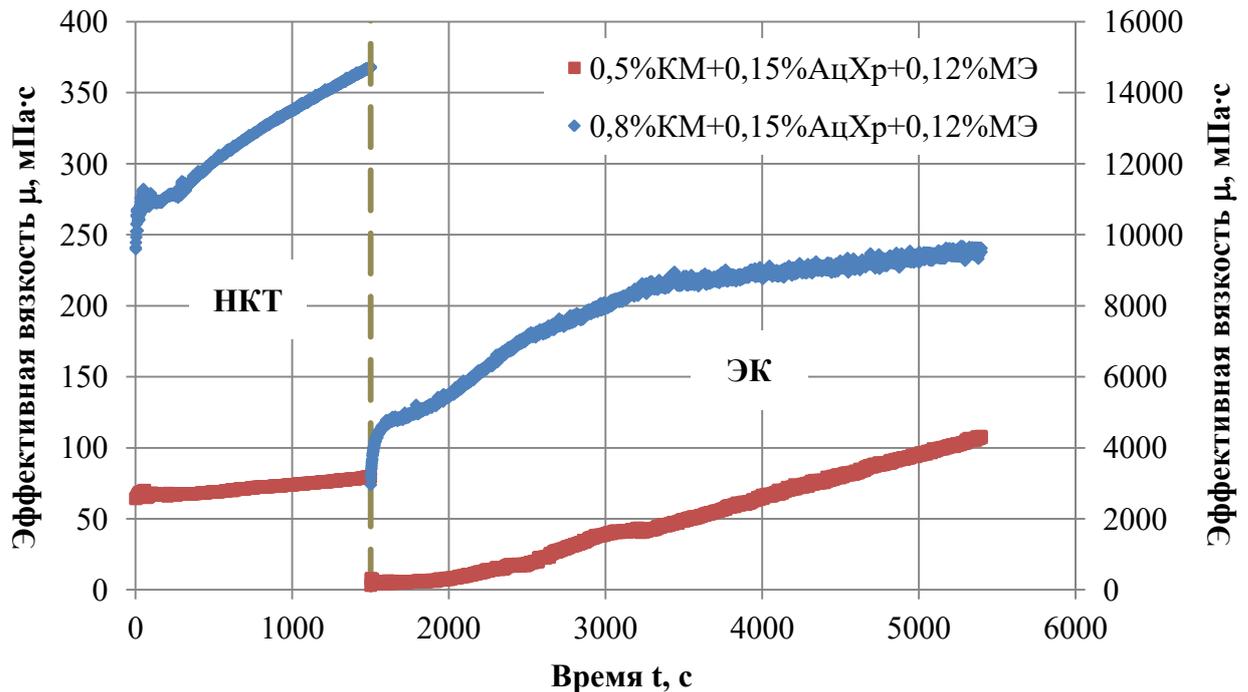


Рисунок 3.17 – Динамика эффективной вязкости БПС при различном содержании полимера при 20-80 °С

При моделировании выхода блокирующих составов из НКТ в эксплуатационную колонну порядок значения эффективной вязкости с повышенным содержанием полимера увеличился в 8 раз, а у состава с 0,5 % масс. полимера – в 2 раза. Это связано с уменьшением скорости сдвига вследствие увеличения проходного сечения трубы. При этом эффективная вязкость БПС с 0,8 % масс. полимера оказалась примерно в 2 раз выше вязкости состава с 0,5 % масс. полимера на конечном этапе закачки (заполнение ствола скважины в интервале продуктивного пласта). Интенсивное увеличение эффективной вязкости состава с 0,8 % масс. полимера (в 3 раза) произошло за 25-30 мин. При этом повышение вязкости не прекращалось: за последующие 30 мин произошло увеличение эффективной вязкости БПС на 10 %. Т.е. БПС приобретает максимальные вязкоупругие свойства по истечении 1 часа после его приготовления. В случае состава с 0,5 % масс. полимера рост его эффективной вязкости отмечался на протяжении всего эксперимента (примерно в 35 раз). Полученные результаты можно объяснить тем, что БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр

+ 0,12 % МЭ) содержит на 37,5 % меньше полимера, чем БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ).

Как уже было сказано, во время выжидания момента окончания сшивки БПС определялась его комплексная вязкость в режиме осциллирующих напряжений при динамических испытаниях (рисунок 3.18).

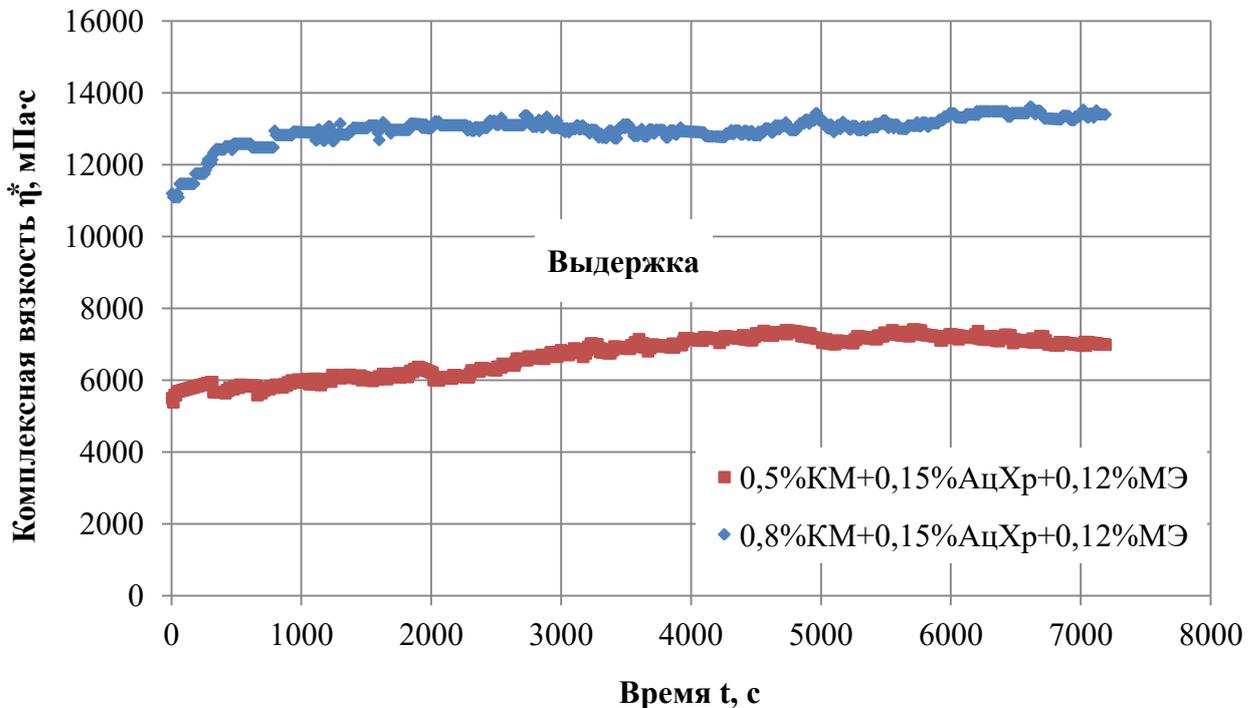


Рисунок 3.18 – Динамика комплексной вязкости БПС при различном содержании полимера при 80 °С

При оставлении БПС на время реагирования (окончания процесса сшивки) их комплексная вязкость повышалась. Как видно из рисунка 3.18, процесс сшивки блокирующих составов продолжался во всем диапазоне времени исследования, но не столь интенсивно, как первые 60 минут. Комплексная вязкость блокирующего состава с 0,8 % масс. полимера превысила вязкость состава с 0,5 % масс. полимера примерно в 2 раз.

Таким образом, БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) менее подвижен и может обладать большей блокирующей способностью, чем БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ). Блокирующая композиция с 0,5 % масс. полимера характеризуется как нелинейный гель, комплексная вязкость которого увеличивается за 2 часа примерно на 19 %.

Для оценки изменения времени сшивки биополимерных составов были проведены эксперименты с различным содержанием реагента 2-Меркаптоэтанола в конечном составе при пластовой (80 °С) и пониженной (60 °С) температурах. Необходимое количество регулятора сшивки БПС для приготовления БПС (0,5-1,0 % КМ + 0,15 % АцХр) в зависимости от времени гелеобразования представлено на рисунке 3.19.

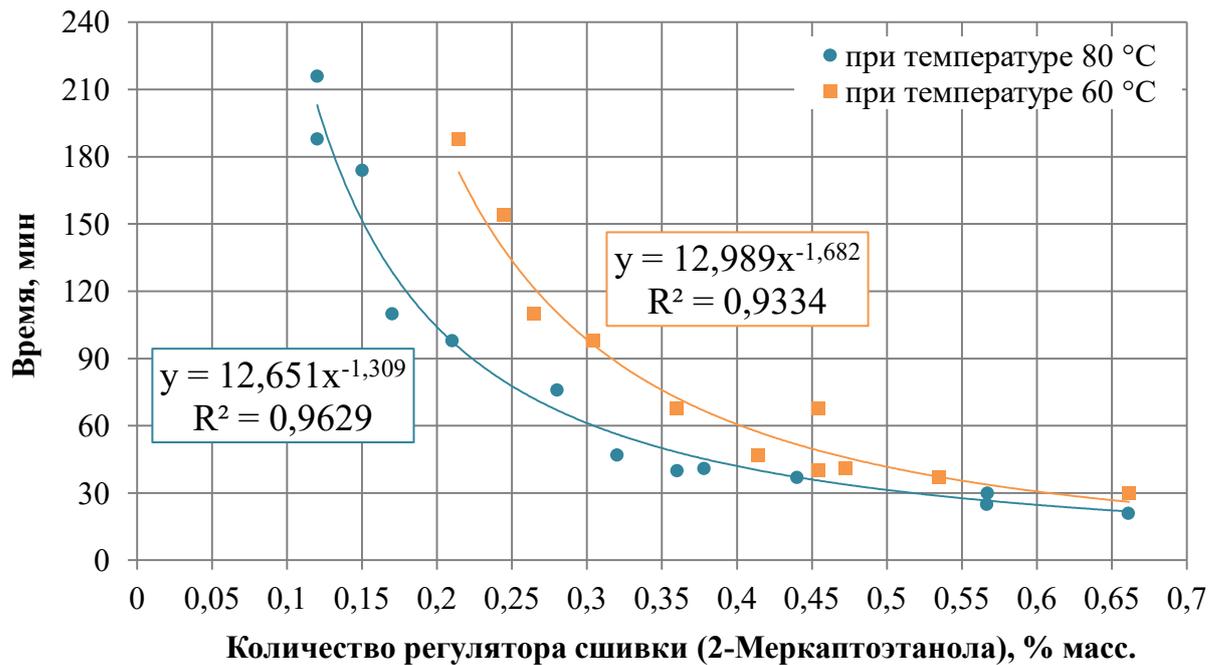


Рисунок 3.19 – Необходимое количество регулятора сшивки в составе БПС в зависимости от требуемого времени его гелеобразования при 60 °С и 80 °С

Установлено, что время сшивки БПС можно контролировать путем изменения концентрации регулятора скорости образования полисахаридного геля (2-Меркаптоэтанола). Зависимость между необходимым количеством регулятора сшивки и временем гелеобразования выражается степенным законом с коэффициентом детерминации 0,96 (при 80 °С) и 0,93 (при 60 °С). Такое значение коэффициента R^2 , близкое к 1, указывает на высокую достоверность связи между переменными [49]. Отмечено, что снижение температуры приводит к росту времени гелеобразования, что может привести к более глубокому проникновению композиции БПС в призабойную зону пласта.

Как уже отмечалось ранее, скорость гелеобразования БПС зависит от концентрации исходных реагентов и в заявленном диапазоне процесс его

структурообразования протекает по всему объёму. Необходимо учитывать, что превышение скорости сшивки БПС может быть обусловлено скоростью образования «длинных молекул» базового геля из-за увеличения температуры (рисунок 3.19) и содержания регулятора гелеобразования (рисунок 3.20).

На рисунке 3.20 оранжевой и красной линиями отмечены графики зависимости времени гелеобразования БПС от концентрации регулятора сшивки при его увеличении на 10 % и 20 %, соответственно, относительно исходного (бирюзовая линия) в случае нарушения технологии дозирования реагентов.

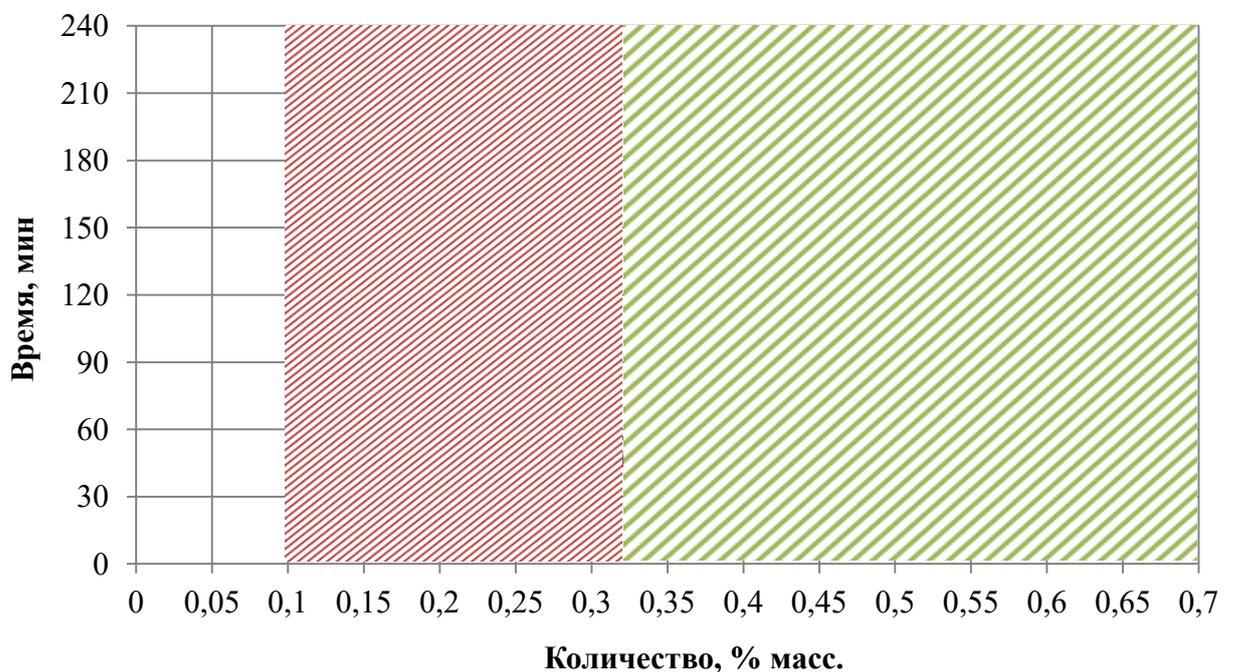


Рисунок 3.20 – Изменение времени гелеобразования БПС в случае неполного растворения регулятора сшивки (2-Меркаптоэтанола) при 80 °С

В рассматриваемых примерах нарушение технологии дозирования регулятора гелеобразования в БПС может привести к снижению времени гелеобразования на 5-21 % (зеленая зона) и 10-31 % (красная зона).

Даже такое незначительное изменение времени гелеобразования (зеленая зона) блокирующего биополимерного состава может быть существенно при проведении глушения скважин из-за изначально более высокой скорости его сшивки. При закачке вязкость БПС может достигнуть максимального значения еще до момента достижения составом забоя скважины.

Для готовых блокирующих составов различных производителей, относящихся к категории сшитых систем и отобранных по результатам оценки термостабильности, были проведены также исследования по оценке времени их гелеобразования. Определить комплексную вязкость остальных блокирующих составов (линейных гелей и эмульсионных составов) при тех же условиях, что исследовались сшитые системы, не удалось. Это связано с тем, что последние обладают в том числе упругими свойствами и относятся к вязкоупругим жидкостям.

Время гелеобразования сшитого полимерного состава повышенной вязкости БП №12 в условиях моделирования его закачки в скважину через колонну НКТ определить не удалось (рисунок 3.21).

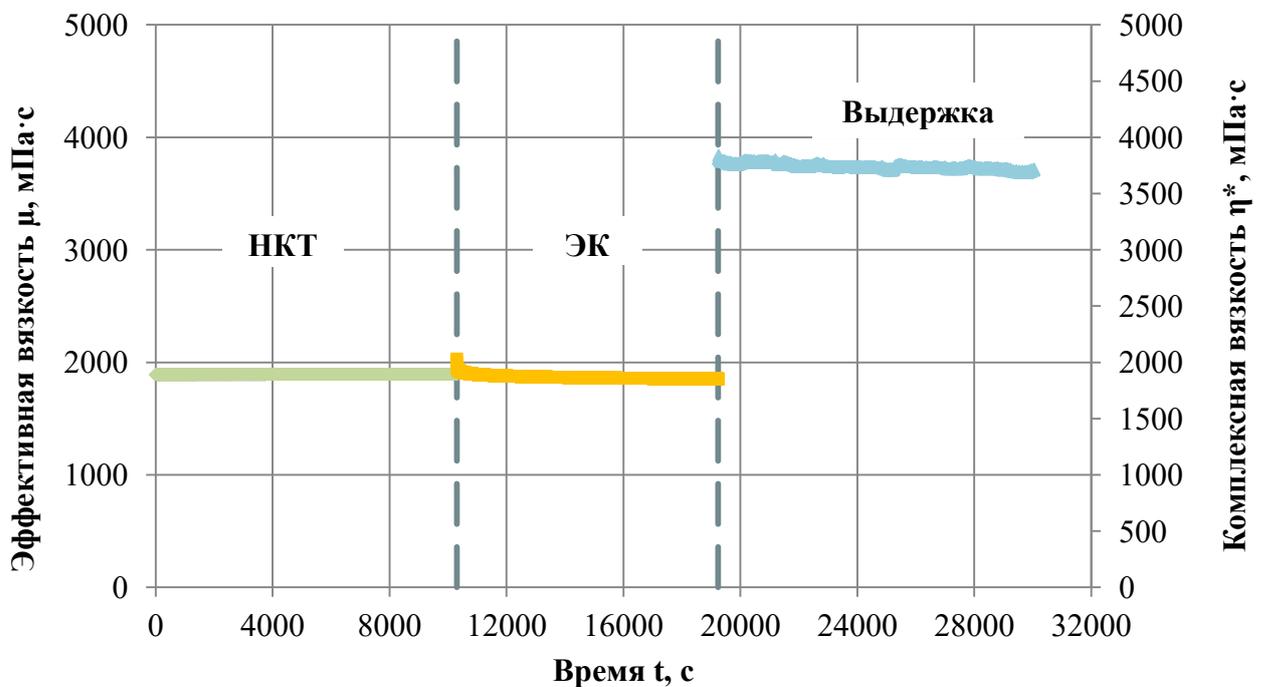


Рисунок 3.21 – Динамика эффективной и комплексной вязкости состава БП №12 при 20-80 °С

Установлено, что увеличение вязкости, характерное процессу гелеобразования, во время моделирования закачки в скважину и выдержки состава на сшивку не происходит. Эффективная вязкость данного состава после его сшивки (1895 мПа·с) не изменилась по сравнению с вязкостью после приготовления (рисунок 3.21). Блокирующий состав БП №12 характеризуется

невысокими значениями комплексной вязкости относительно биополимерных составов БПС.

Для полимерного состава БП №5 определить время гелеобразования не удалось, его эффективная вязкость уменьшилась более чем в 500 раз за 20 мин с начала эксперимента (с 785 до 1,5 мПа·с). Снижение эффективной вязкости, скорее всего, свидетельствует о частичном разрушении блокирующей композиции. Во время статических испытаний (осциллирующие нагрузки) произошло незначительное восстановление структуры, комплексная вязкость увеличилась примерно в 1,5 раза (рисунок 3.22).

В сравнении с блокирующими составами БПС комплексная вязкость состава БП №12 выше более чем в 10 раз.

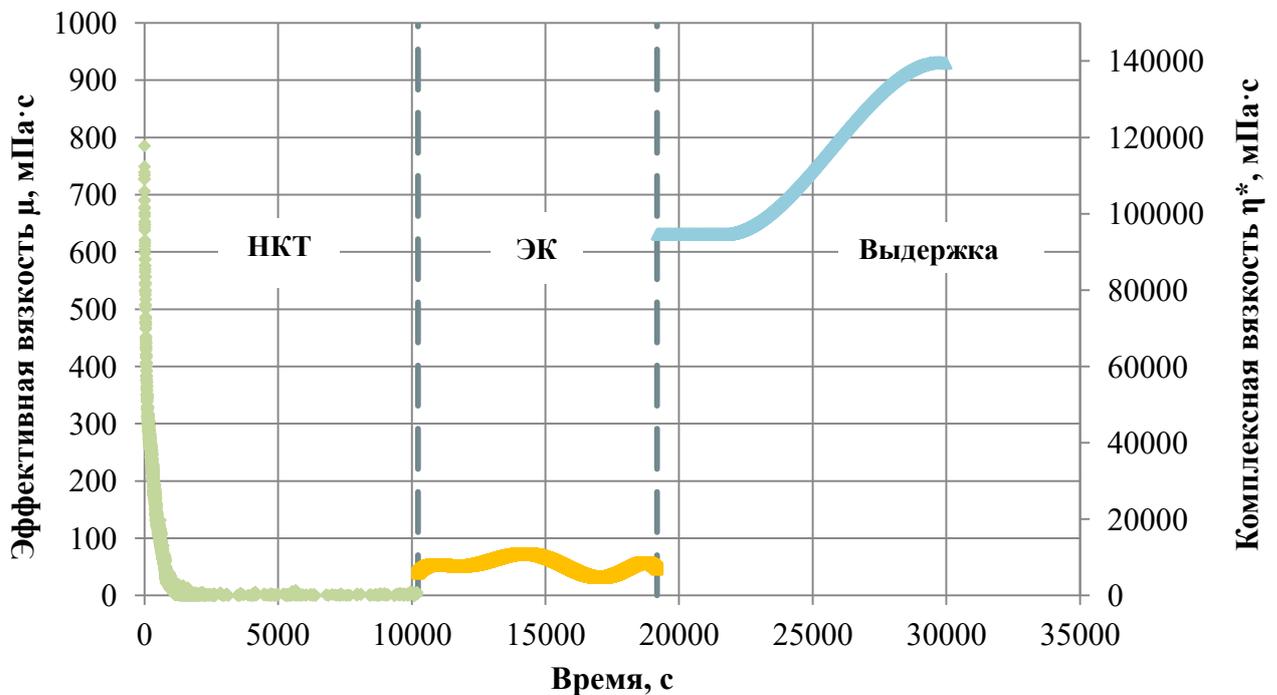


Рисунок 3.22 – Динамика эффективной и комплексной вязкости состава БП №5 при 20-80 °С

Согласно [115, 150] основными критериями подбора оптимального блокирующего полимерного состава являются стабильность его технологических свойств на протяжении всего периода ремонтных работ, время гелеобразования, механическая прочность на сдвиг. При этом время гелеобразования состава позволяет выборочно размещать полимер в продуктивном пласте (целевые области), прочность геля определяет, правильно ли запечатана пористая среда

согласно различным требованиям снижения проницаемости в области вблизи или вдали от ствола скважины.

Таким образом, по результатам выполненных экспериментальных работ наиболее эффективны в рассматриваемых условиях следующие исследованные составы: БПС (0,5-1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12-0,65 % МЭ), БП №7 (линейный гель), БП №12 (сшитый полимерный состав), БП №15 (гидрофобная эмульсия обратного типа).

Подходящее время гелеобразования и необходимая прочность биополимерных композиций были получены путем изменения концентрации полимера (от 0,5 до 1,0 % масс.) и регулятора сшивки (от 0,12 до 0,65 % масс.). Увеличение концентрации полимера и регулятора сшивки уменьшает время гелеобразования и увеличивает прочность геля.

3.2.4 Результаты определения коррозионной активности

Изучение коррозионной активности блокирующих композиций проводилось для составов, показавших наилучшие результаты в процессе термостатирования. Результаты проведенных исследований по оценке скорости коррозии блокирующих составов приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Результаты оценки коррозионной активности блокирующих составов

Наименование состава	Скорость коррозии	
	г/м ² ·час	мм/год
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	0,119	0,133
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	0,105	0,117
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	0,112	0,125
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	0,112	0,125
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	0,107	0,120
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,72 % МЭ	0,110	0,123
БП №3	0,074	0,083
БП №5	0,063	0,070
БП №7	0,067	0,075
БП №8	0,055	0,061
БП №10	0,098	0,109
БП №12	0,110	0,123
БП №13	0,103	0,115
БП №15	0,052	0,058

Согласно [103] технологические жидкости не должны вызывать ускоренную коррозию и оказывать отрицательное воздействие на подземное оборудование. Скорость коррозии стали марки Ст20 не должна превышать 0,1-0,12 мм/год.

Результаты исследований коррозионной активности гидрофобных эмульсий обратного типа (БП №№ 3, 15), линейных гелей (БП №№ 7, 10), сшитых полимерных систем (БП №№ 5, 8, 13) и биополимерного состава с 0,5 % масс. полимера показали их низкое коррозионное воздействие по отношению к металлу.

В случае использования остальных биополимерных составов с содержанием ксантановой камеди 0,5-1,0 % масс. и БП №12 скорость коррозии стальных пластин несколько превышает установленный норматив (примерно на 0,01-0,03 мм/год). В целом можно говорить о высоких защитных свойствах исследуемых блокирующих составов по отношению к металлам и их использование является допустимым при проведении внутрискважинных работ.

Высокую коррозионную активность биополимерного состава с 2,5 % масс. ксантановой камеди можно объяснить тем, что при приготовлении в его объем попадают пузырьки воздуха. После приготовления из-за высокой вязкости состава отсутствует возможность высвобождения пузырьков воздуха из объема исследуемой жидкости. Таким образом, именно контакт стальных пластин с воздухом и обуславливает получение таких завышенных показателей коррозионной активности указанного состава.

3.2.5 Результаты исследования смешиваемости блокирующих составов с пластовыми флюидами

Результаты смешиваемости блокирующего биополимерного состава (на примере рецептуры 0,5% КМ + 0,15% АцХр + 0,12% МЭ) с нефтью представлены в таблице 3.13.

Итоговые результаты смешиваемости исследуемых блокирующих композиций с пластовыми флюидами представлены в сводной таблице 3.14.

Таблица 3.13 – Определение смешиваемости БПС с нефтью



Таблица 3.14 – Оценка смешиваемости блокирующих составов с нефтью и пластовой водой

Наименование состава	Смешиваемость с	
	нефтью	пластовой водой
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,36 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,72 % МЭ	Не смешиваем	Не смешиваем
БП №3	Смешиваем	Не смешиваем
БП №5	Не смешиваем	Смешиваем
БП №7	Не смешиваем	Смешиваем
БП №8	Не смешиваем	Смешиваем
БП №10	Не смешиваем	Смешиваем
БП №12	Не смешиваем	Смешиваем
БП №13	Смешиваем	Смешиваем
БП №15	Не смешиваем	Не смешиваем

По результатам проведенных исследований критериям смешиваемости удовлетворяют все биополимерные составы и эмульсионная жидкость БП №15. Рассматриваемые составы не смешиваемы с нефтью и пластовой воды и были допущены к дальнейшим исследованиям.

Остальные составы частично или полностью смешиваются с пластовыми флюидами во всем объеме, что требует применения буферных пачек при их закачке в скважину с целью недопущения ухудшения их характеристик. Однако

данное мероприятие может привести к удорожанию стоимости проведения ремонтных работ.

В тоже время наблюдается разжижение эмульсионного состава БП №3 при его смешении с нефтью. В таком случае рекомендуется проведение освоения скважины промывкой нефтью.

Стоит отметить, что оценка смешиваемости блокирующих составов с традиционно применяемыми ЖГС, а именно, водными растворами хлорида кальция ($\rho = 1,318 \text{ г/см}^3$) и натрия ($\rho = 1,147 \text{ г/см}^3$), не проводилась. Однако по результатам теоретических исследований выявлено, что полимерные растворы на основе ксантановой камеди не подвержены влиянию солей и обладают повышенной вязкостью, что заведомо исключает возможность их взаимодействия с водными растворами.

3.2.6 Результаты оценки деструкции

Результаты оценки разрушаемости БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) представлены в таблице 3.15.

Время деструкции отсчитывалось от момента добавления внешнего деструктора (6-24 % масс. водный раствор соляной кислоты). Таким образом, оценивалось состояние блокирующей композиции в различные моменты времени после добавления деструктора с целью определения времени и степени разрушения исследуемого БПС.

По результатам проведенных исследований установлено, что биополимерный состав полностью разрушается в 6 % масс. водном растворе соляной кислоты в течение 17 ч., через 8 ч. наблюдались лишь небольшие остатки БПС. Время разрушения БПС составило 4,5, 3,5 и 2 часа для концентраций соляной кислоты 12, 15 и 24 % масс., соответственно.

Для проведения успешного освоения скважины после глушения достаточно выдержать период, в течение которого блокирующий состав потеряет свои структурные свойства. В таком случае необходимое время для потери

подвижности разработанного БПС при использовании 6-24 % масс. водного раствора соляной кислоты составит не более 8 часов.

Таблица 3.15 – Результаты оценки деструкции БПС при добавлении соляной кислоты различной концентрации в соотношении 5:1

Деструктор – 6 % HCl		Деструктор – 12 % HCl	
Время наблюдения		Время наблюдения	
Через 1 час	После деструкции	Через 1 час	После деструкции
			
БПС полностью разрушился через 17 ч. Степень деструкции состава через 8 ч – 80 %		БПС полностью разрушился через 4,5 ч.	
Деструктор – 15 % HCl		Деструктор – 24 % HCl	
Время наблюдения		Время наблюдения	
Через 1 час	После деструкции	Через 1 час	После деструкции
			
БПС полностью разрушился через 3,5 ч.		БПС полностью разрушился через 2 ч.	

Необходимо отметить, что кислотный раствор в каждом случае не теряет свою активность ($\text{pH} = 1$). С этой целью были проведены дополнительные лабораторные исследования по оценке деструкции БПС, предполагающие смешение разработанного состава с соляной кислотой в соотношениях 1:1, 1:2, 1:3 и 1:4. Выявлено, что при изменении соотношения не наблюдается существенных различий во времени полного разрушения исследуемого состава (таблица 3.16).

Итоговые результаты по оценке деструкции биополимерных составов с различной концентрацией компонентов представлены в сводной таблице 3.17.

Таблица 3.16 – Результаты оценки деструкции БПС при добавлении соляной кислоты в соотношении 1:1

Деструктор – 12 % HCl	
Время наблюдения	
Через 1 час	После деструкции
	
БПС полностью разрушился через 24 ч. Степень деструкции состава через 4 ч – 80 %	

Таблица 3.17 – Результаты исследования разрушаемости БПС

Наименование состава	Деструктор	Заключение
2,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,06 % MЭ	6% HCl	Образец полностью разрушился через 24 ч. Степень деструкции состава через 8 ч – 70 %
0,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,12 % MЭ	6% HCl	Образец полностью разрушился через 17 ч. Степень деструкции состава через 8 ч – 80 %
1,0 % KM + 0,15 % AcXp + 0,12 % MЭ	15% HCl	Образец полностью разрушился через 4,5 ч
0,8 % KM + 0,15 % AcXp + 0,12 % MЭ	15% HCl	Образец полностью разрушился через 4 ч
0,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,36 % MЭ	15% HCl	Образец полностью разрушился через 2 ч
0,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,72 % MЭ	12% HCl	Образец полностью разрушился через 3 ч

В результате исследований процессов деструкции блокирующих композиций установлено, что биополимерные составы разрушаются полностью в течение 24 часов.

При исследовании рецептур БПС 2,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,06 % MЭ и 0,5 % KM + 0,15 % AcXp + 0,12 % MЭ после воздействия 6 % масс. водного раствора соляной кислоты наблюдалось частичное их разрушение через 8 часов с потерей структурных свойств (переход из гелеобразного (неподвижного) в жидкое состояние), что достаточно для беспрепятственного извлечения отработанной ЖГС при освоении скважины после проведения ремонтных работ.

Деструкция сшитого полимерного состава с повышенной вязкостью БП №12 оценивалась путем смешения исследуемого состава с 10 % масс. раствором соляной кислоты в объеме 0,5 объема блок-пачки (согласно рекомендациям производителя). Стоит отметить, что разрушение начинает происходить сразу после добавления деструктора, а через 30 минут состав полностью разрушается.

Блокирующая композиция БП №13 является саморазрушающейся. Эксперимент проводился до потери структурных свойств состава и неизменного визуального состояния пробы. Самодеструкция произошла через 48 часов.

3.3 Результаты оценки газодерживающей способности блокирующих составов в условиях высокого газового фактора

Результаты статических исследований по оценки газодерживающей способности биополимерных и некоторых готовых блокирующих составов различных производителей представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Результаты определения газодерживающей способности блокирующих составов (статические исследования)

Наименование блокирующего состава	Продолжительность всплытия пузырька воздуха в момент времени t, сек				Примечание
	t = T ₀	t = T _{см} / 2	t = T _{см}	t = 2 · T _{см}	
После приготовления					
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	2 (0,5 см ³)	не всплыл (3 см ³)	не всплыл (12 см ³)	не всплыл (31 см ³)	–
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	7 (0,5 см ³)	не всплыл (3 см ³)	не всплыл (12 см ³)	не всплыл (31 см ³)	–
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	8 (0,5 см ³)	не всплыл (3 см ³)	не всплыл (12 см ³)	не всплыл (31 см ³)	–
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	197 (0,5 см ³)	76 (8 см ³)	22 (18 см ³)	166 (23 см ³) 24 (2 см ³) 5 (3 см ³)	Движение пузырька воздуха по ранее образованному каналу
БП №7	32 (4 см ³)	24 (2,5 см ³)	13 (2 см ³)	18 (3 см ³) 5 (1 см ³)	Движение пузырька воздуха по ранее образованному каналу
БП №8	54 (4 см ³)	32 (4 см ³)	23 (3,5 см ³)	26 (4 см ³) 15 (2 см ³) 8 (1 см ³)	Движение пузырька воздуха по ранее образованному каналу
БП №12	не всплыл (0,5 см ³)	не всплыл (8 см ³)	не всплыл (18 см ³)	не всплыл (31 см ³)	–

Продолжение таблицы 3.18

БП №15	43 (6 см ³)	37 (3 см ³)	21 (3 см ³)	18 (4 см ³) 11 (2 см ³) 6 (1 см ³)	Движение пузырька воздуха по ранее образованному каналу
После сшивки					
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06% МЭ	–	–	–	не всплыл (31 см ³)	–
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	–	–	–	не всплыл (31 см ³)	–
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	–	–	–	не всплыл (31 см ³)	–
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	–	–	–	не всплыл (31 см ³)	–
БП №12	–	–	–	не всплыл (31 см ³)	–
Примечание: Т _{сш} – время сшивки полимерных составов, мин (для линейных систем t = 30 мин); Т ₀ – момент заполнения колбы блокирующим составом					

В процессе проведения экспериментов фиксировалось не только время всплытия пузырьков воздуха, но и объем воздуха, который потребовался для формирования пузырька и его движения. В большинстве случаев объем воздуха 0,5 см³ легко задерживал в представленных блокирующих составах и оставался неподвижным на протяжении длительного времени (более 24 часов).

При исследовании БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) в процессе сшивки, несмотря на его высокую конечную вязкость, интервальная подача воздуха различного объема, так или иначе, приводила к подъему пузырька. Такой эффект можно объяснить низким содержанием регулятора сшивки, что означало замедленную скорость гелеобразования состава. После набора вязкости (сшивки состава) в месте ранее образованного канала фильтрации газа отсутствовала сплошность среды, что являлась причиной повторных прорывов. Иными словами, БПС с содержанием полимера 2,5 % масс. не позволит создать надежного изолирующего экрана как через 1 час после приготовления (среднее время, через которое состав выходит из НКТ, заполняет открытый ствол и начинает фильтроваться в ПЗП), так и через 3,5 часа (время, необходимое для окончательной сшивки состава).

Несмотря на более низкую вязкость составов БП №7 (линейный гель), БП №8 (гелеобразующий состав на углеводородной основе) и БП №15 (гидрофобная эмульсия обратного типа), при их исследовании наблюдался тот же эффект. При повторной подаче воздуха в исследуемый состав пузырьки всплывали на его поверхность через ранее образовавшиеся каналы в структуре.

Блокирующие составы с содержанием ксантановой камеди 0,5-1,0 % масс. отличаются вязкостью меньшей, чем у состава с 2,5 % масс. полимера. Именно поэтому из-за высокой подвижности данных составов, образующиеся в начале эксперимента каналы быстро схлопываются, не давая новым порциям воздуха прорваться на их поверхность. Последующие порции пузырьков воздуха проникали и задерживались в разных частях исследуемых составов.

Сшитый полимерный состав БП №12 сразу после приготовления приобретал вязкость, достаточную для предотвращения какого-либо прорыва газа. Хотя стоит учесть, что такое значение вязкости помогает затруднить процесс его закачки в скважину.

После повторного приготовления и выдержки биополимерных составов и гелеобразующей композиции БП №12 на время сшивки, вновь производилась подача воздуха. Во всех случаях прорыва воздуха не наблюдалось. При этом воздух диспергировался внутри составов, образуя локальные области вздутия.

Дозирование воздуха объемом 31 см^3 в блокирующие композиции с содержанием ксантановой камеди 0,5-1,0 % масс. приводило также к формированию пристеночных закрытых каналов (вдоль границы раздела «состав – стекло»). Объясняется это тем, что стекло имеет минимальную шероховатость и плохо смачивается полимером.

Таким образом, экспериментальным путем установлено, что для предотвращения образования каналов фильтрации газа в объеме блокирующего состава на этапе его сшивки (выдерживания в стволе скважины на время гелеобразования) необходимо проводить предварительный подбор концентрации регулятора времени гелеобразования для успешной доставки технологической жидкости в интервал установки. Кроме этого, предварительная закачка буферной

пачки позволит оттеснить пластовый флюид, в том числе газ, вглубь пласта, и достичь окончательной сшивки блокирующего состава к моменту прорыва газа к забою скважины.

Для анализа газодерживающей способности блокирующих составов после окончания их гелеобразования были проведены динамические исследования на экспериментальном стенде (таблица 3.19). Было проведено физическое моделирование процесса глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором для проверки эффективности предотвращения проникновения газа из пласта в скважину за счет использования блокирующих составов (при моделировании различной глубины их закачки в ПЗП) в стальных трубках диаметром 0,45 см различной длиной (25 и 40 см). Для полноты анализа результатов данного исследования использовались блокирующие составы различной вязкости, в том числе не прошедшие отбор на основании результатов предыдущих физико-химических и реологических исследований.

Таблица 3.19 – Результаты определения газодерживающей способности блокирующих составов (динамические исследования)

Наименование блокирующего состава	Эффективная вязкость, мПа·с	ПНС, Па	Давление столба жидкости, атм	Степень фильтрации состава в ПЗП	Давление прорыва газа, атм	Разница между давлениями (депрессия), %
Вода	1,002	0,009	0,077	–	0,05	-35
				ПЗ-1	0,05	-35
				ПЗ-2	0,05	-35
БП №6	68,0	3,19	0,083	–	0,05	-39
				ПЗ-1	0,07	-15
				ПЗ-2	0,07	-15
БП №15	399	39,8	0,093	–	0,07	-24
				ПЗ-1	0,09	-3
				ПЗ-2	0,09	-3
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр	3290	215	0,077	–	0,17	122
				ПЗ-1	0,26	239
				ПЗ-2	0,29	279
БП №12	4970	528	0,080	–	0,17	112
				ПЗ-1	0,34	323
				ПЗ-2	0,38	373
БП №13	2460	129	0,078	–	0,12	54
				ПЗ-1	0,17	118
				ПЗ-2	0,19	143

Продолжение таблицы 3.19

БП №10	561	10,3	0,080	–	0,08	0
				ПЗ-1	0,12	49
				ПЗ-2	0,12	49
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр	2325	95,8	0,075	–	0,12	59
				ПЗ-1	0,16	112
				ПЗ-2	0,17	126
БП №8	1550	132	0,077	–	0,1	31
				ПЗ-1	0,14	83
				ПЗ-2	0,15	96
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр	2940	157	0,076	–	0,14	84
				ПЗ-1	0,19	149
				ПЗ-2	0,21	175
БП №7	923	41,1	0,089	–	0,09	1
				ПЗ-1	0,12	35
				ПЗ-2	0,13	46
БП №3	413	9,1	0,076	–	0,07	-8
				ПЗ-1	0,08	6
				ПЗ-2	0,08	6
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр	9580	684	0,077	–	0,21	173
				ПЗ-1	0,36	368
				ПЗ-2	0,41	433
Примечание: ПЗ-1 – стальная трубка длиной 25 см для моделирования продавливания состава в ПЗП, ПЗ-2 – стальная трубка длиной 40 см для моделирования продавливания состава в ПЗП.						

На рисунке 3.23 представлены результаты проведенных исследований по оценке газодерживающей способности на примере БПС (0,5-0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ).



а

б

Рисунок 3.23 – Внешний вид внутренней полости цилиндра после оценки газоблокирующей способности составов БПС: а) 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ; б) 0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ

На основании проведенных исследований были построены графические зависимости давления прорыва газа от эффективной вязкости (рисунки 3.24-3.26) и предельного напряжения сдвига (рисунки 3.27-3.29) блокирующих составов.

Исследование газодерживающих свойств блокирующих составов показало, что при увеличении эффективной вязкости и ПНС наблюдался рост давления прорыва газа по линейной зависимости. Таким образом, результаты данных исследований подтвердили результаты реологических исследований: с повышением эффективной вязкости, так же как и предельного напряжения сдвига, увеличивалась структурная прочность блокирующих составов.

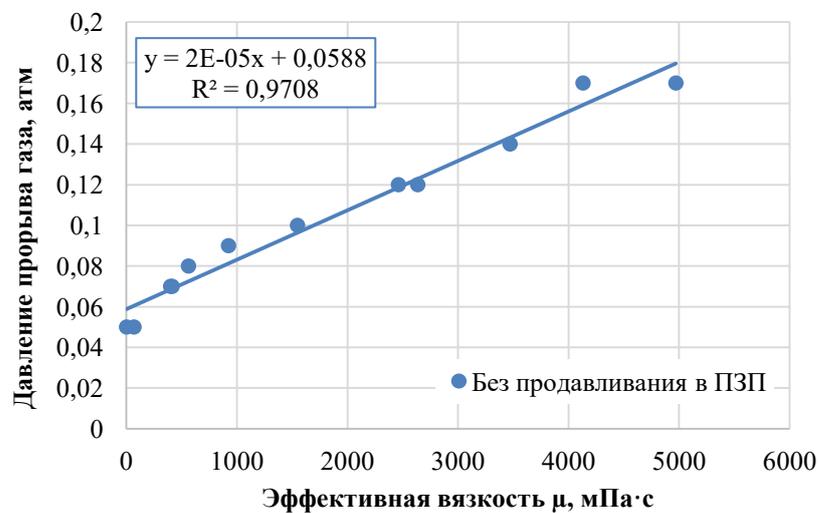


Рисунок 3.24 – Зависимость давления прорыва газа от эффективной вязкости блокирующих составов (без продавливания в ПЗП)

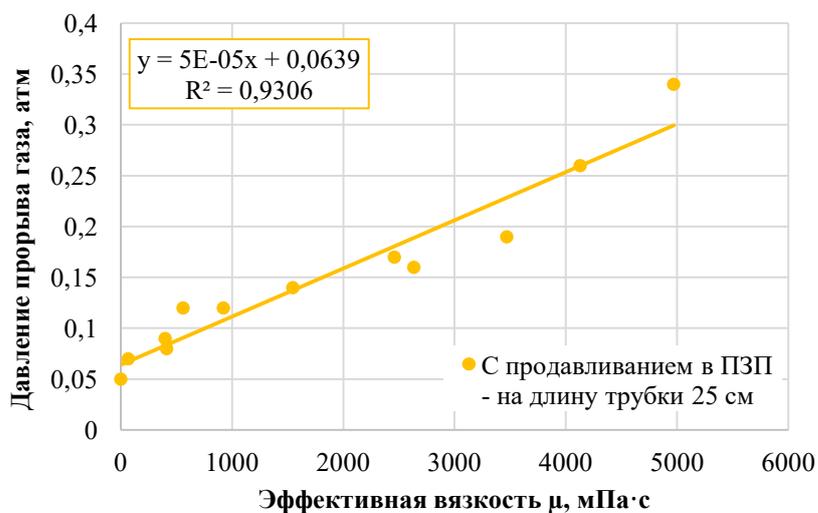


Рисунок 3.25 – Зависимость давления прорыва газа от эффективной вязкости блокирующих составов (с продавливанием в ПЗП – на длину трубки 25 см)

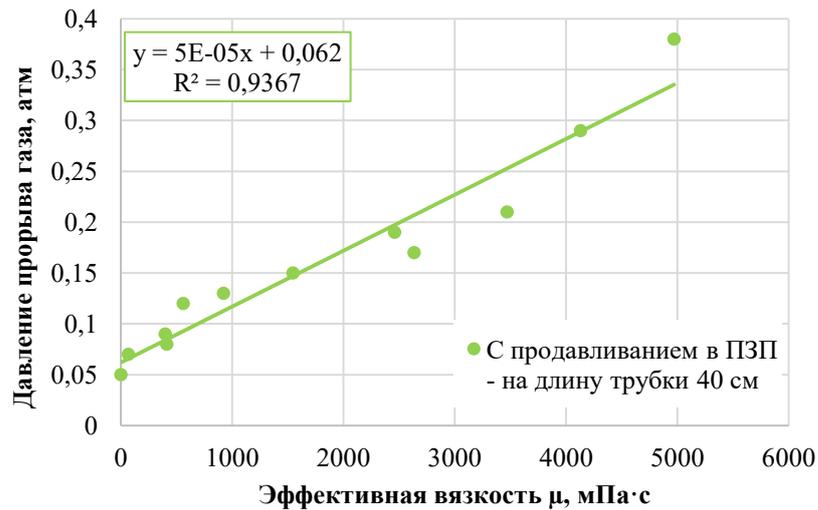


Рисунок 3.26 – Зависимость давления прорыва газа от эффективной вязкости блокирующих составов (с продавливанием в ПЗП – на длину трубки 40 см)

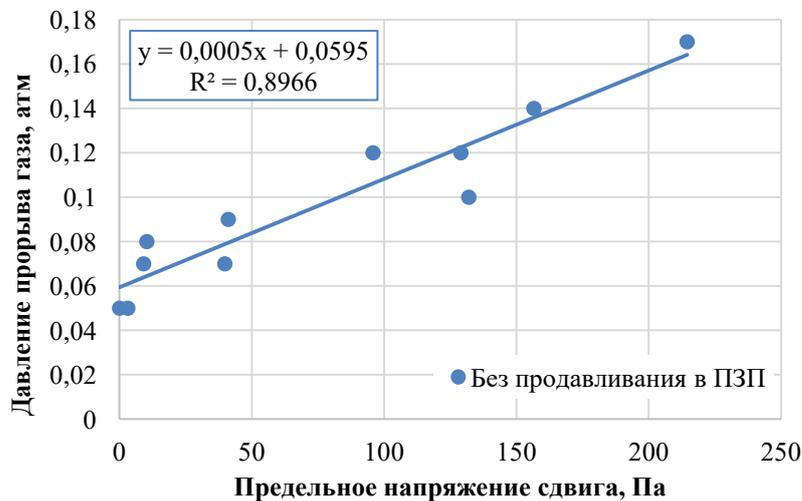


Рисунок 3.27 – Зависимость давления прорыва газа от предельного напряжения сдвига блокирующих составов (без продавливания в ПЗП)

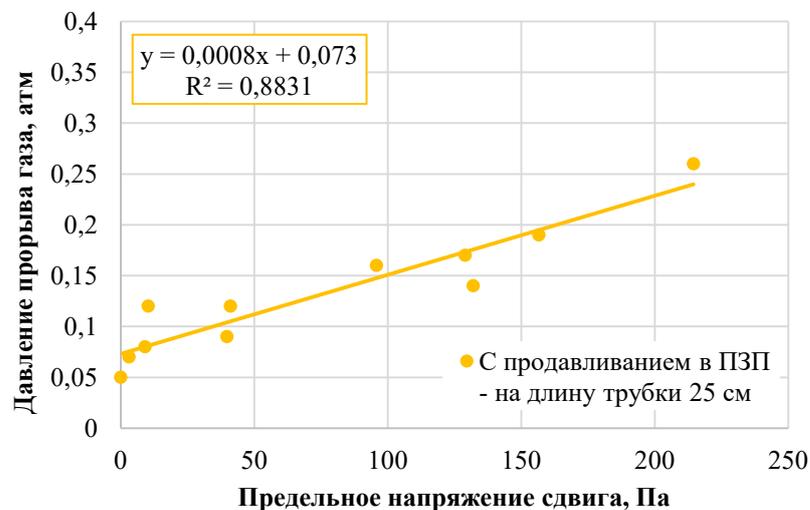


Рисунок 3.28 – Зависимость давления прорыва газа от предельного напряжения сдвига блокирующих составов (с продавливанием в ПЗП – на длину трубки 25 см)

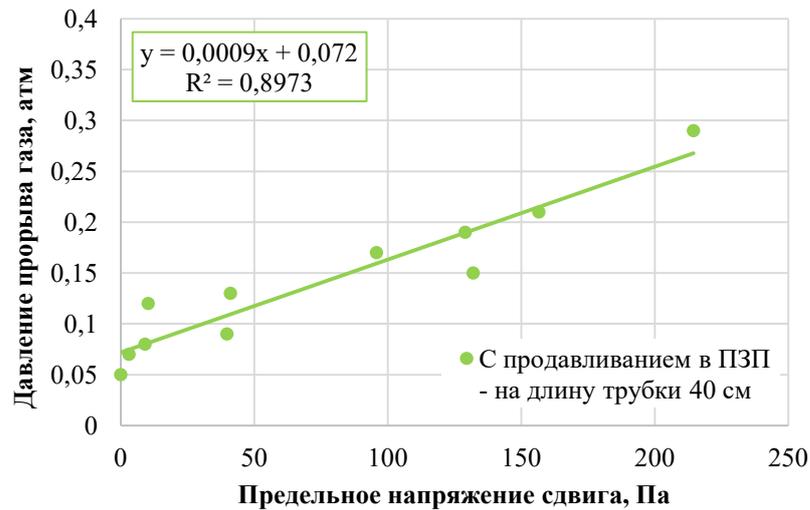


Рисунок 3.29 – Зависимость давления прорыва газа от предельного напряжения сдвига блокирующих составов (с продавливанием в ПЗП – на длину трубки 40 см)

В целом наибольшей газодерживающей способностью обладали сшитые полимерные составы БП №12 и БП №13. В ходе экспериментов в обоих случаях наблюдался незначительный прорыв газа с образованием центрального канала внутри блокирующего состава. При достижении перепада давления 0,12-0,17 атм отмечался замедленный выход газа в остальных частях ТЖ.

По результатам проведенных исследований установлено, что при перепаде давления 0,12-0,29 атм стабильная скорость фильтрации газа через БПС с содержанием 0,5-1,0 % масс. полимера составляла 0,5-5 см³/мин, что значительно замедляло скорость проникновения газа. Это исследование подтвердило, что БПС имеют большие перспективы для задержки проникновения газа в ствол скважин.

Использование эмульсионных составов БП №№ 3, 15, линейных гелей БП №№ 6, 7, 10 и сшитого полимерного состава БП №8 не способствовало созданию надежного блокирующего экрана, способного выдерживать высокие перепады давления. Во всех случаях наблюдался выход пузырька газа в различных частях ТЖ с последующим его интенсивным прорывом по всему объему состава. Газ прорывался при 0,05-0,15 атм.

Применение технологии глушения скважин с продавливанием блокирующих составов в ПЗП позволило существенно повысить их газодерживающие свойства примерно в 2 раза. При увеличении длины трубок (имитация глубины проникновения блокирующего состава в ПЗП) в 1,6 раза

привело к росту давления прорыва газа на 6-12 %. Таким образом, с целью повышения газоблокирующих свойств технологических жидкостей рекомендуется продавливание их в ПЗП.

Блокирующие составы, выдерживающие давление газа, значительно превышающего гидростатическое давление (таблица 3.20), рекомендуется применять совместно с водными растворами солей для создания требуемого противодействия на пласт.

На следующем этапе полученные значения давления были оценены с позиции требуемого объема газа для его прорыва через используемый блокирующий состав.

Для описания поведения газа в процессе проведения лабораторных исследований на экспериментальном стенде необходимо воспользоваться фундаментальными комплексными параметрами, называемыми критериями подобия [45, 48]. Одним из таких является критерий Фруда, рассчитываемый по формуле (3.1):

$$Fr = \frac{u^2}{g \cdot L}, \quad (3.1)$$

где u – средняя по сечению трубы скорость газа, м/с,

L – длина трубы, м.

Данный критерий подобия позволяет перейти от промысловых условий к оценке эффективности газоблокирующих свойств ТЖ в условиях лаборатории. Таким образом, скорость газа, исходя из подобия двух систем (экспериментального стенда и скважины), выражалась из формулы (3.2):

$$\frac{u_{скв}^2}{g \cdot L_{скв}} = \frac{u_{эс}^2}{g \cdot L_{эс}} \Rightarrow u_{эс} = \sqrt{\frac{L_{эс}}{L_{скв}}} \cdot u_{скв}, \quad (3.2)$$

где $u_{скв}$ – средняя по сечению трубы скорость газа при движении по стволу скважины, м/с,

$u_{эс}$ – средняя по сечению трубы скорость газа при движении внутри стенда, м/с,

$L_{эс}$ – длина стенда, м,

$L_{скв}$ – длина скважины, м,

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Согласно [45, 97] для определения объемного расхода и средней скорости газа, как и в случае жидкости, использовалась формула (3.3):

$$Q = \frac{V}{t}, \quad u = \frac{Q}{S} \Rightarrow u = \frac{V}{S \cdot t}, \quad (3.3)$$

где Q – объемный расход газа, $\text{м}^3/\text{с}$,

V – объем газа, м^3 ,

t – время проведения замера, с ,

S – площадь сечения трубы, $S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$, м^2 .

Из формул (3.2) и (3.3) выжалось итоговое уравнение (3.4) для расчета объема прорвавшегося газа при проведении лабораторных исследований на экспериментальном стенде:

$$V_{\text{эс}} = \sqrt{\frac{L_{\text{эс}}}{L_{\text{скв}}}} \cdot \frac{d_{\text{эс}}^2}{d_{\text{скв}}^2} \cdot V_{\text{скв}}, \quad (3.4)$$

где $V_{\text{эс}}$ – объем газа внутри стенда, м^3 ,

$d_{\text{эс}}$ – внутренний диаметр стенда, м ,

$d_{\text{скв}}$ – внутренний диаметр скважины, м ,

$V_{\text{скв}}$ – объем газа в стволе скважины, м^3 .

В работе [64] приведена взаимосвязь газодерживающей способности ЖГС и противодействующей силы, препятствующей движению газа вдоль ствола скважины.

Отмечено, что в случае контракции полимера или нарушения технологии проведения глушения могут быть образованы дефектные каналы в структуре ТЖ, через которые газ может прорваться из пласта в скважину. Если вязкость блокирующего состава достаточно высокая, то скорость проникновения газа через ТЖ будет незначительной, что может привести к равновесию, при котором газ уже проник на забой, но ещё не успел прорвать слой блок-пачки и уйти наверх. Поскольку газ на забое не может расширяться, он будет повышать давление на раствор снизу. При полном перекрытии проходного сечения диаметра ствола

скважины образуется пачка газа, подъемная сила которого получается наиболее возможная [64].

Подъемная сила прорвавшегося газа рассчитывалась по формуле (3.5):

$$F = V \cdot (\rho_{пачки} - \rho_{газ.пл.}) \cdot g, \quad (3.5)$$

где V – прорвавшийся объем газа, м^3 ,

$\rho_{пачки}$ – плотность ЖГС для временного блокирования ПЗП, $\text{кг}/\text{м}^3$,

$\rho_{газ.пл.}$ – плотность газа при пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Противодействующая сила в этом случае вычислялась по формуле (3.6):

$$F = S_{пачки} \cdot P_{пр}, \quad (3.6)$$

где $P_{пр}$ – предельное давление, при котором наблюдается начало движения газа, обусловленное реологическими свойствами блокирующего состава, Па,

$S_{пачки}$ – площадь поперечного сечения трубы, заполненного блокирующим

составом, $S_{пачки} = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$, м^2 .

Из условия равенства сил выражалось уравнение (3.7) для расчета величины давления, необходимого для сдерживания газа:

$$P_{пр} = \frac{V \cdot (\rho_{жгс} - \rho_{газ.пл.}) \cdot g}{S_{пачки}}. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.8) для определения предельного давления на экспериментальном стенде выражалось из уравнений (3.4) и (3.7) для случая проведения исследований в условиях лаборатории:

$$P_{пр} = \sqrt{\frac{L_{эс}}{L_{скв}}} \cdot \frac{V_{скв} \cdot (\rho_{жгс} - \rho_{газ.пл.}) \cdot 4 \cdot g}{\pi \cdot d_{скв}^2}, \quad (3.8)$$

где $V_{скв}$ – прорвавшийся объем газа в стволе скважины, м^3 .

Здесь стоит учитывать, что под газовым фактором подразумевают объем газа, выделившийся из единицы объема пластовой нефти при снижении давления и температуры до стандартных условий (давление 0,1 МПа и температура 20 °С).

Для перехода от стандартных к пластовым условиям использовалась формула (3.9), получено из объединенного газового закона Бойля-Мариотта и Гей-Люссака:

$$\frac{P_{пл} \cdot V_{пл}}{T_{пл}} = \frac{P_{ст} \cdot V_{ст}}{T_{ст}} \Rightarrow V_{пл} = \frac{P_{ст} \cdot V_{ст} \cdot T_{пл}}{P_{пл} \cdot T_{ст}}, \quad (3.9)$$

где $P_{пл}$ – текущее пластовое давление, Па,

$V_{пл}$ – объем газа при пластовых условиях, м³,

$T_{пл}$ – пластовая температура, °С,

$P_{ст}$ – атмосферное давление, Па,

$V_{ст}$ – объем газа при стандартных условиях, м³,

$T_{ст}$ – стандартная температура, °С.

В уравнении (3.9) величина $V_{пл}$ соответствовала объему газа, прорвавшегося из ПЗП в ствол скважины при пластовых условиях. При этом значение $V_{ст}$ соответствует величине газового фактора, определенного при разгазировании единицы объема нефти.

На примере одной из нефтяных скважин Западной Сибири проведен типовой расчет для входных параметров, представленных в таблице 3.20. Вычисления осуществлялись для случая движения газа внутри колонны НКТ из-за более высокой скорости потока как наиболее нежелательный случай [48].

Итогом проведенных расчетов по формулам (3.8) и (3.9) является предельное давление 0,12 атм., необходимое и достаточное для сдерживания газа в случае использования БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при глушении скважин с газовым фактором 150 м³/м³.

В сводной таблице 3.21 представлены результаты расчетов для других блокирующих составов при тех же условиях в сравнении с полученными результатами лабораторных исследований.

Таблица 3.20 – Данные для расчета предельного давления прорыва газа

Наименование параметра	Значение	Единица измерения
Пластовое давление	21	МПа
Пластовая температура	80	°С
Глубина скважины	2375	м
Длина стенда	0,78	м
Внутренний диаметр центральной колонны стенда	0,021	м
Внутренний диаметр НКТ	0,062	м
Газовый фактор	150	м ³ /м ³
Плотность блокирующего состава	985	кг/м ³
Плотность пластового газа	755	кг/м ³

Таблица 3.21 – Предельное давление прорыва газа блокирующих составов

Наименование состава	Экспериментальное значение, атм.	Рассчитанное значение, атм.
БП №6	0,05	0,17
БП №15	0,07	0,17
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр	0,17	0,12
БП №12	0,17	0,15
БП №13	0,12	0,14
БП №10	0,08	0,15
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр	0,12	0,12
БП №8	0,1	0,18
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр	0,14	0,12
БП №7	0,09	0,21
БП №3	0,07	0,12

Таким образом, в случае глушения скважин с газовым фактором от $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$ рекомендованы к применению следующие блокирующие составы: БПС, БП №12 (считая полимерная система), БП №13 (состав повышенной вязкости с внутренним деструктором).

Для анализа влияния блокирующих составов на породу-коллектор при их продавливании в ПЗП с целью удержания газа от прорыва к устью скважины были проведены фильтрационные исследования на естественных образцах ядерного материала в условиях, максимально приближенных к пластовым.

3.4 Результаты фильтрационных исследований блокирующих составов

В лабораторных исследованиях фильтрационных свойств использовались блокирующие композиции, отобранные по результатам физико-химических и реологических исследований (составы повышенной вязкости), а также по результатам экспериментов по оценке их газоблокирующих свойств.

Эффективность блокирующих составов оценивалась на основании сравнительного анализа нескольких фильтрационных параметров:

1. Предельный градиент давления прорыва газа через образец керна после моделирования глушения скважины – основной параметр эффективности блокирующего состава (наибольшее значение этого параметра свидетельствует о повышении вероятности создания газоизолирующего экрана при глушении скважины).

2. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна по нефти после моделирования глушения и последующего прорыва газа из ПЗП в скважину – наименее значимый параметр эффективности блокирующего состава (наименьшее значение этого параметра свидетельствует о восстановлении проницаемости ПЗП после глушения скважины и снижении фильтрационного сопротивления при движении пластового флюида).

3. Максимальный градиент давления начала фильтрации нефти после моделирования глушения скважины – вспомогательный параметр эффективности блокирующего состава (наибольшее значение этого параметра характеризует повышение вероятности создания блокирующего экрана при глушении скважины).

Согласно [15], количественно измерить насколько ухудшилась проницаемость ПЗП можно, однако, полученные результаты измерения возможно интерпретировать по-разному. Ввиду такой разности интерпретации, данный показатель не является количественным. Поскольку невозможно добиться, чтобы пласту не причинялось совершенно никакого повреждения, таким образом, этому параметру следует отдавать наибольшее предпочтение при сравнении различных типов жидкостей глушения, которые будут входить в контакт с продуктивным пластом.

Данные о полученных результатах оценки фильтрационных характеристик блокирующих составов при моделировании глушения и освоения добывающих скважин в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири представлены в таблице 3.22.

Таблица 3.22 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании глушения и освоения нефтяных скважин

Наименование состава	Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %	Предельный градиент давления прорыва газа, атм/м	Максимальный градиент давления фильтрации нефти после закачки блокирующего состава, атм/м
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	-91,1	123	374

Продолжение таблицы 3.22

0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-6,80	35,6	42,0
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-6,40	41,0	48,1
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-10,0	52,0	60,0
БП №12	-20,4	24,3	28,6
БП №13	-17,0	16,4	23,7
БП №15	-51,3	20,4	54,9

Динамика градиентов давления закачки нефти и ТЖ представлена на рисунках 3.30-3.36.

Закачка в керн терригенной породы-коллектора БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) сопровождалась быстрым ростом давления (рисунок 3.30). После прокачки приблизительно 0,2-0,3 порового объема образца керна наблюдалось прекращение проникновения БПС в модель пласта и отмечался резкий рост перепада давления до установленного предельного значения. В данном случае на входе в керн образовался поверхностный блокирующий слой.

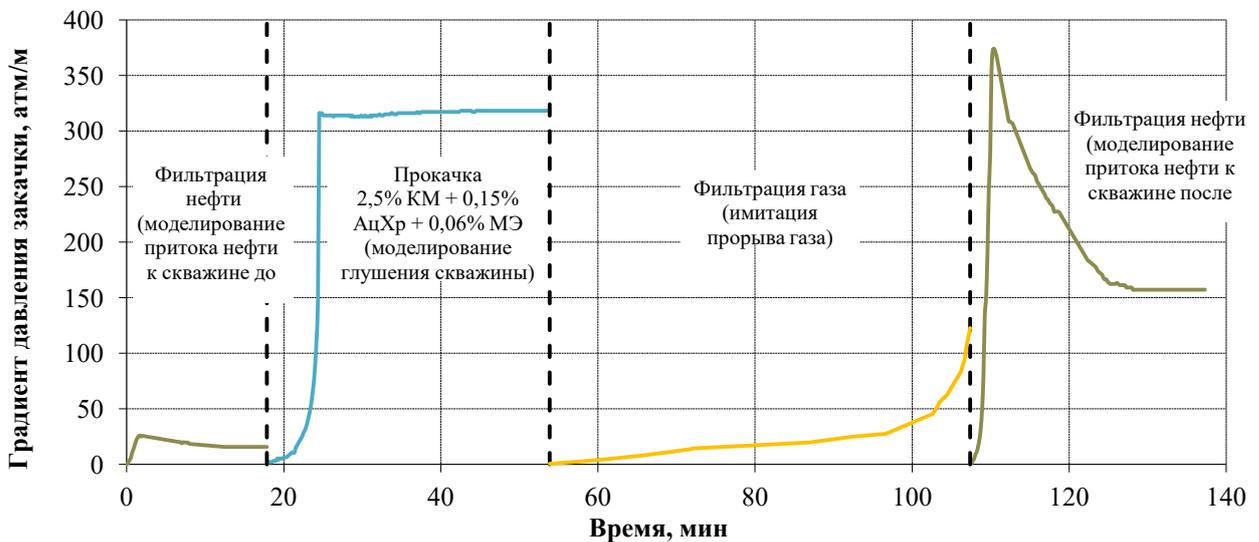


Рисунок 3.30 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

Более того, незначительное проникновение БПС в керн при «прямом» направлении фильтрации вызывает его кольтматацию, которая оказывает

определённые сопротивления газу при его движении в «обратном» направлении. При этом газ прорывает ТЖ локально, а не по всей поверхности фильтрации.

В процессе закачки БПС (0,5-0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) отмечался замедленный рост градиента давления ввиду их меньшей вязкости (низкого содержания полимера). При более глубоком проникновении состава в керн происходит существенное снижение его проницаемости за счет зацементирования и адсорбции глобул полимера в пористой среде (рисунок 3.31-3.33).

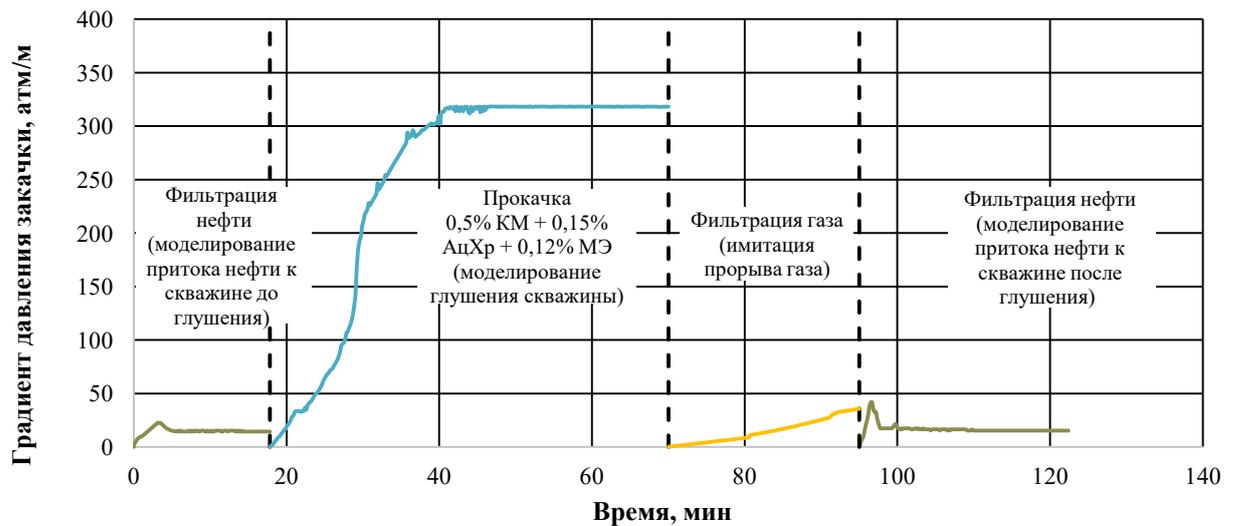


Рисунок 3.31 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

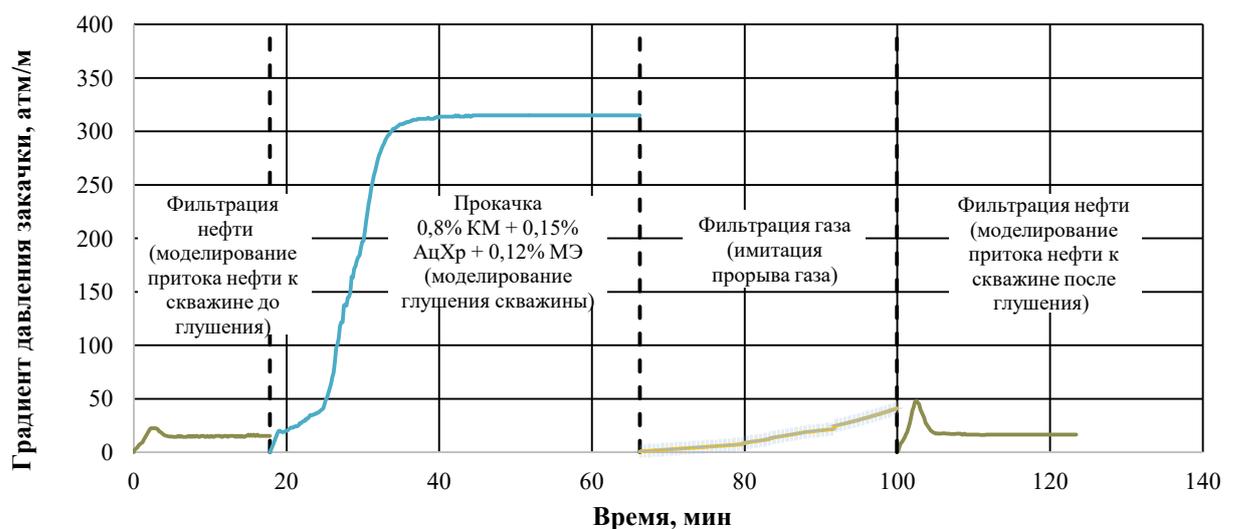


Рисунок 3.32 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

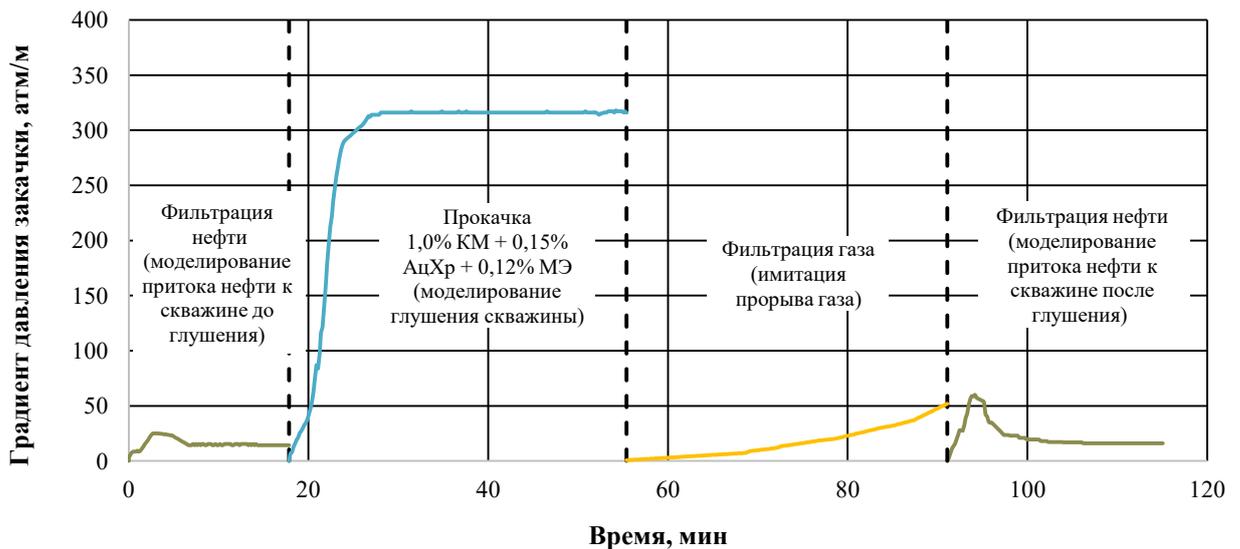


Рисунок 3.33 – Динамика градиента давления закачки нефти и БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

Быстрый рост значений градиента давления (рисунок 3.33), при которых происходит закачивание БПС (1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ), свидетельствует о более высоком содержании полимера по сравнению с БПС (0,5-0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ).

При моделировании глушения и освоения нефтяных скважин блокирующие составы БП №12, БП №13 и БП №15 продемонстрировали наиболее негативное влияние на фильтрационные характеристики ядра по сравнению с БПС (0,5-1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ) (рисунки 3.34-3.36).

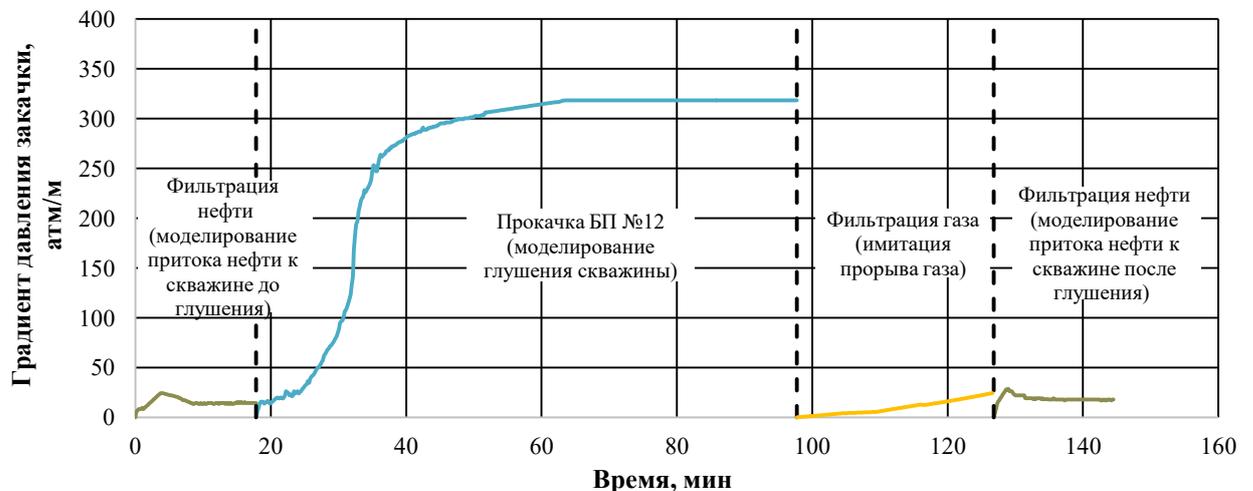


Рисунок 3.34 – Динамика градиента давления закачки нефти и БП №12 при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

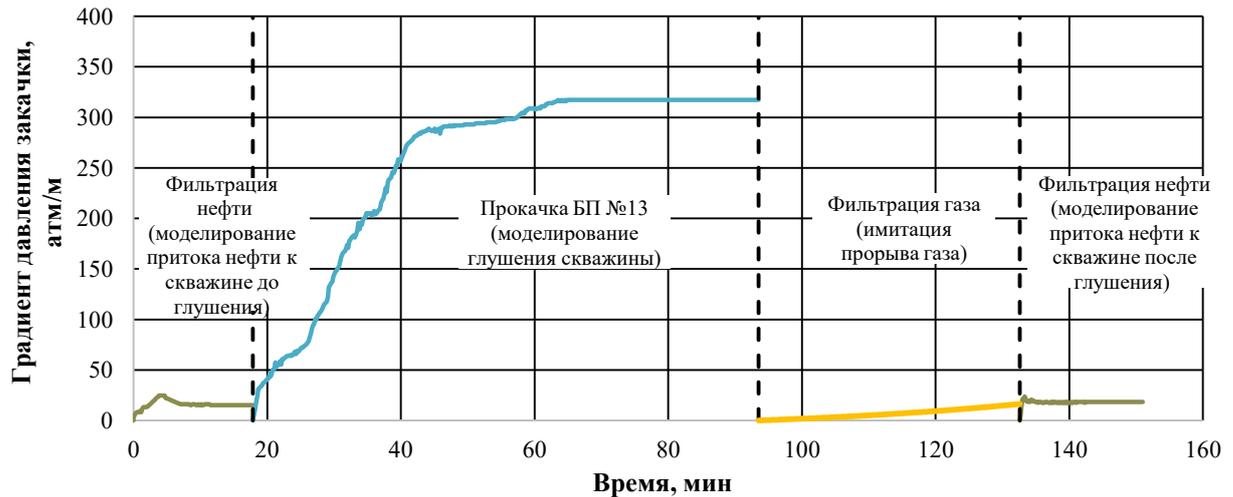


Рисунок 3.35 – Динамика градиента давления закачки нефти и БП №13 при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

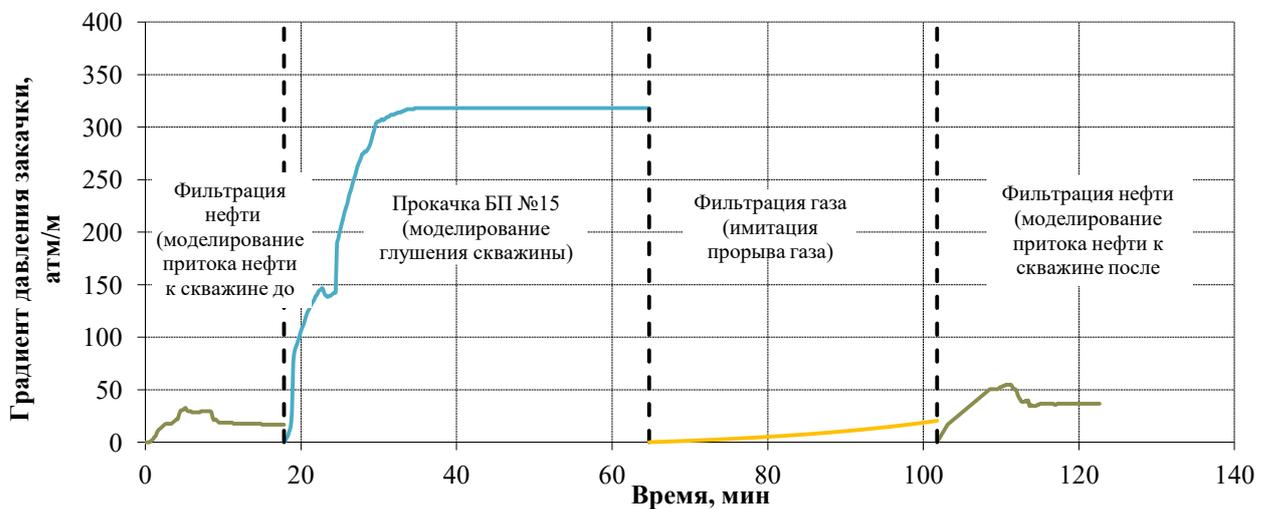


Рисунок 3.36 – Зависимость градиентов давления закачки нефти и БП №15 от времени при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

Все исследованные блокирующие составы ранжировались (последовательно по мере уменьшения (или увеличения) значения каждого из вышеперечисленных параметров). При этом первому рангу присваивалось 6 баллов (общее количество участвующих в фильтрационных исследованиях блокирующих составов), а последнему рангу – 1 балл. Баллы за максимальный градиент давления фильтрации нефти после закачки блокирующего состава умножались на коэффициент 0,5, так как данный параметр является менее значимым при выборе составов. Результаты рангового анализа представлены в таблице 3.23.

Таблица 3.23 – Ранговый анализ эффективности блокирующих составов по результатам лабораторных фильтрационных исследований

Наименование	Сумма баллов	Критерий оценки					
		Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %		Предельный градиент давления прорыва газа, атм/м		Максимальный градиент давления фильтрации нефти после закачки блокирующего состава, атм/м	
		Ранг	Балл	Ранг	Балл	Ранг	Балл
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,06 % МЭ	8,5	7	1	1	7	7	1
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	12,5	2	6	4	4	3	5
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	14	1	7	3	5	4	4
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	13	3	5	2	6	6	2
БП №12	9	5	3	5	3	2	6
БП №13	8,5	4	4	7	1	1	7
БП №15	5,5	6	2	6	2	5	3

Таким образом, исходя из выбранных критериев эффективности применения ТЖ, наибольшей эффективностью, при прочих равных условиях, обладают БПС с содержанием ксантановой камеди 0,5-1,0 % масс. Данные составы позволяют в большей степени сохранить ФЕС керна за счет образования на его входе полимерного слоя, препятствующего дальнейшей фильтрации полимера в поровое пространство.

Использование БПС с более высокой концентрацией полимера (2,5 % масс.) приводит к образованию высоковязкой системы, которая при попадании в поровое пространство необратимо его закупоривает и тем самым оказывает наиболее негативное влияние на фильтрационные характеристики керна, но способствует снижению риска поглощения данного состава пластом и прорыва газа в процессе проведения ремонтных работ.

Остальные блокирующие составы также оказывают негативное влияние на фильтрационные характеристики за счет их значительного проникновения в керн при закачке.

3.5 Выводы по Главе 3

1. Разработан и запатентован блокирующий биополимерный состав, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди, структурированную ацетатом хрома, с добавлением регулятора времени гелеобразования (водно-спиртового раствора органических комплексонов), который рекомендуется к применению в качестве ТЖ для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

2. Разработанный блокирующий состав БПС обладает следующими свойствами: регулируемой вязкостью (от 30 мПа·с до полной потери текучести); высокой термостабильностью (до 80 °С) в течение 10 суток; не смешиваемостью с нефтью и пластовой водой, что позволяет исключить дополнительную закачку буферных пачек; низкой коррозионной активностью; способностью разрушаться под воздействием 6 %-го водного раствора соляной кислоты.

3. На основании проведенных лабораторных исследований по подбору концентрации полимера и сшивателя БПС, выявлено, что наиболее приемлемым является применение 0,5-1,0 % масс. полимера и 0,15 % масс. сшивателя. Варьирование содержания полимера в БПС рекомендуется осуществлять с целью регулирования его вязкости от менее (0,5 % масс.) к более вязкой (1,0 % масс.) системы (2325-3290 мПа·с).

4. Установлена зависимость времени гелеобразования БПС от концентрации регулятора сшивки (2-Меркаптоэтанол), что позволяет регулировать продолжительность сшивки полимерного состава от 20 минут до 4 часов. Это необходимо для успешной доставки ТЖ в место установки.

5. Экспериментальным путем установлено, что миграция газа происходит преимущественно, через объем БПС. Для предотвращения образования каналов фильтрации газа в объеме блокирующего состава на этапе его сшивки (выдерживания в стволе скважины на время гелеобразования) необходимо проводить предварительный подбор концентрации регулятора времени гелеобразования. Кроме этого, предварительная закачка буферной ТЖ (водного раствора ПАВ-гидрофобизатора) позволит оттеснить пластовый флюид, в том

числе газ, вглубь пласта, и достичь окончательной сшивки блокирующего состава в интервале перфорации к моменту прорыва газа из ПЗП к забою скважины.

6. По результатам определения газодерживающей способности блокирующих составов при моделировании прорыва газа из ПЗП в скважину установлено, что при увеличении их эффективной вязкости и ПНС наблюдается рост давления прорыва газа. Применение технологии глушения скважин с продавливанием блокирующих составов в ПЗП позволит существенно повысить до 2 раз их газодерживающие свойства.

7. В ходе лабораторных исследований, проведенных с использованием разработанного стенда по оценке газодерживающей способности ТЖ, было установлено, что для надежного блокирования ПЗП в зависимости от величины газового фактора скважины рекомендуется использовать следующие композиции БПС:

- 0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора до 150-220 м³/м³;
- 0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора до 170-250 м³/м³;
- 1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % ЭМ – для газового фактора до 200-300 м³/м³.

8. Установлен механизм формирования разработанным БПС газонепроницаемого экрана, заключающийся в создании в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера.

9. Результаты лабораторных фильтрационных исследований при моделировании процесса глушения и освоения нефтяных скважин с высоким газовым фактором позволили установить, что разработанный БПС способствует незначительному снижению (до 10 %) фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов за счет образования в поровом пространстве полимерного слоя, препятствующего дальнейшему проникновению ТЖ в ПЗП, и последующей его самодеструкции с течением времени.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

4.1 Технология глушения нефтяных скважин с применением разработанного биополимерного состава

В результате анализа геолого-промысловых материалов по глушению добывающих скважин с высоким газовым фактором в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири выявлены следующие геологические и технологические причины неуспешности проведения операций:

- нарушение технологии глушения;
- неподтвержденные значения пластового давления;
- наличие аварийного оборудования в скважине;
- недостаточная разрядка скважины перед глушением.

Данные факторы впоследствии могут привести к:

- повторным циклам глушения;
- осложнениям при освоении скважин и длительному ВНР;
- недостижению ожидаемых параметров добычи нефти после подземного ремонта;
- увеличению продолжительности подземного ремонта.

В связи с этим при планировании операций глушения скважин перед подземным ремонтом необходимо [38, 79]:

- проводить повторные замеры пластового давления для подтверждения текущей информации и расчета плотности стандартной ЖГС;
- выполнять предварительный анализ предыдущих операций глушения скважин;
- осуществлять сопровождение глушения скважины для контроля и наблюдения технологических процессов.

4.1.1 Подготовительные работы

Перед началом работ по глушению определяется давление на устье скважины. После чего производится остановка скважины с дальнейшей проверкой исправности запорной арматуры, осуществляется ее разрядка.

На кустовой площадке производится расстановка специальной техники, производится обвязка оборудования и опрессовка нагнетательной линии на давление, превышающее ожидаемое рабочее в 1,5 раза, но не более давления опрессовки фонтанной арматуры [106, 131].

Объем задавочной жидкости (водный солевой раствор) должен составлять 1,5 суммарного объема НКТ и скважины до интервала установки БПС. Объем блокирующего состава должен соответствовать двукратному скважинному объему (с учетом аварийного запаса) эксплуатационной колонны от забоя до точки, на 200 метров выше верхних отверстий перфорации.

В зависимости от индивидуальных особенностей скважины, а именно ФЕС пласта, коэффициента аномальности пластового давления и величины газового фактора, объем блокирующей пачки может быть изменен и должен составлять не менее $0,5-1,0 \text{ м}^3$ на метр перфорации. Например, чем ниже коэффициент аномальности пластового давления (недостаточная энергия пласта) и выше проницаемость пласта, тем больший объем блок-пачки необходимо закачать. В случае необходимости продавки блокирующего состава вглубь пласта для надежной изоляции интервала перфорации и предотвращения прорыва газа расход блокирующего состава также может быть увеличен.

Перед закачкой БПС в скважину:

- повторно замеряется эффективная вязкость смеси полимера и сшивателя с использованием ротационного вискозиметра типа FANN-35A (или аналог) для оценки качества приготовленной смеси;
- оценивается время гелеобразования и качество сшивки БПС после дозирования регулятора гелеобразования [15].

4.1.2 Технология приготовления и закачки блокирующего биополимерного состава в скважину

Технология приготовления и закачки блокирующего биополимерного состава в скважину реализуется с использованием специального нефтепромыслового оборудования: насосный агрегат, смесительная установка (например, [90]), автоцистерны, технологическая емкость (для сбора отработанной жидкости) (рисунок 4.1).

Приготовление БПС на устье скважины осуществляется по следующей схеме:

- техническая вода поступает из автоцистерны в смесительную установку через встроенную систему подачи воды;
- производится подача и перемешивание полимера с водой, которая составляет не менее 30 минут (допускается хранение готового водного раствора полимера без добавления остальных компонентов при температуре 0-30°C в течение нескольких суток);
- непосредственно перед использованием БПС, в водный раствор полимера вводится сшивающий агент, полученная смесь перемешивается до полного растворения, но не менее 30 минут;
- на устье скважины при параллельной закачке насосным агрегатом в скважину через тройник одновременно с водным раствором ксантановой камеди подается регулятор сшивки необходимого объема, исходя из технологических требований времени гелеобразования (для удобства дозирования регулятора сшивки в поток допускается его разбавление в пресной воде в объеме, оптимальном для поддержания объемного соотношения жидкостей в потоке и обеспечения планового объема закачки биополимерного состава).

Таким образом, смешивание компонентов и формирование структуры блокирующего биополимерного состава происходит в нагнетательной линии и скважине.

Стоит отметить, что ксантановая камедь выпускается в двух вариантах: сухой порошок и дисперсия полимера в изопропанолу. В случае использования

жидкой смеси снижается вероятность образования сгустков полимера при перемешивании с водой. Поскольку полимер изначально диспергирован в органическом растворителе и вода может легко гидратировать отдельные молекулы.



Рисунок 4.1 – Схема расстановки техники при глушении скважины

Технология глушения скважины с использованием БПС предусматривает последовательное проведение следующих операций (рисунок 4.2):

- закачка водного раствора ПАВ-гидрофобизатора для замещения скважинной жидкости и дополнительного отеснения газа и пластовой жидкости вглубь пласта;
- приготовление в смесительной установке и закачка через тройник блокирующего биополимерного состава;
- продавливание блокирующего состава в интервал перфорации задавочной жидкостью (водный солевой раствор);
- технологическая выдержка скважины в состоянии покоя (не менее 6 часов) с целью завершения формирования блокирующего экрана и контроля газонефтеводопроявлений с закрытым трубным и затрубным пространством, а также полной стабилизации давления [63].

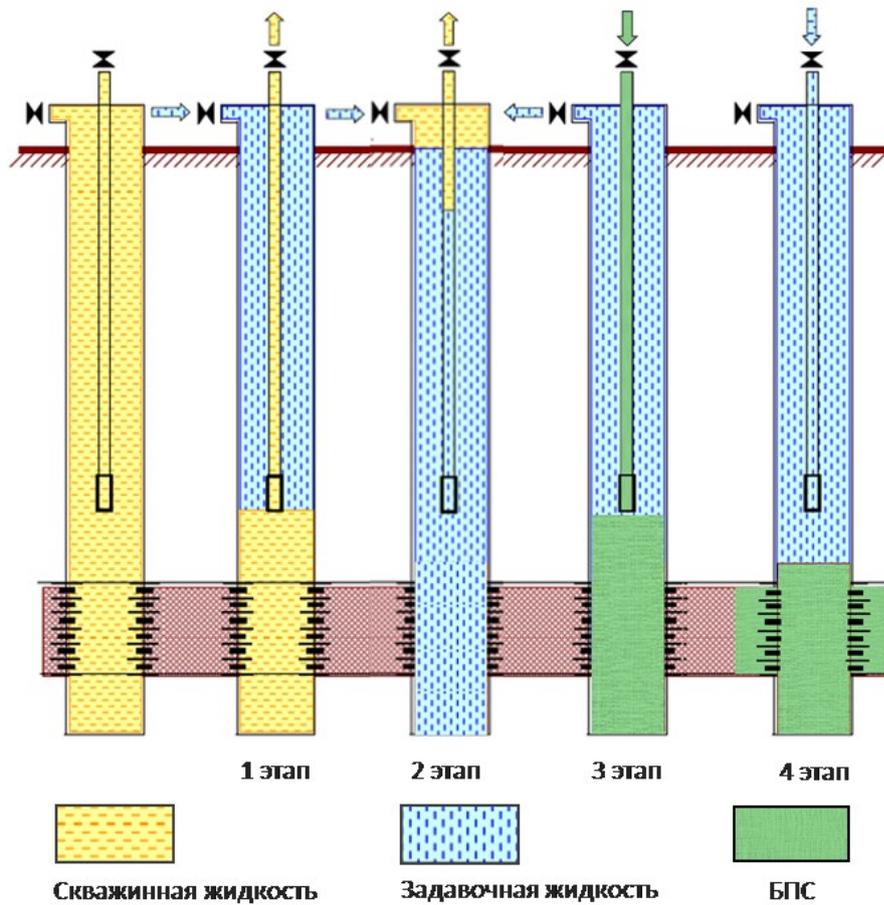


Рисунок 4.2 – Разработанная технология глушения скважины с использованием блокирующего полимерного состава

Согласно результатам проведенных исследований (глава 3), выявлена область эффективного применения разработанных БПС, которая представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Область эффективного применения разработанных блокирующих полимерных составов

Показатель	Разработанный состав		
	БПС №1	БПС №2	БПС №3
Полимер в составе БПС, % масс.	Ксантановая камедь – 0,5	Ксантановая камедь – 0,8	Ксантановая камедь – 1,0
Компонентный состав БПС, % масс.	Ацетат хрома – 0,15 Регулятор времени сшивки – 0,12		
Тип коллектора	Терригенный		
Тип пустотного пространства	Поровый		
Газовый фактор, м ³ /м ³	до 150-220	до 170-250	до 200-300
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации с возможностью продавливания в ПЗП		

Использование БПС позволит изолировать высокопроницаемые интервалы и предотвратить прорыв газа при глушении нефтяных скважин с газовым фактором до $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В случае прорыва газа из пласта в скважину полимерный состав способен удерживать его в своем объеме. В качестве задавочной жидкости могут быть использованы водные солевые растворы на основе кальция или натрия, эффективные в условиях гидростатического и повышенного пластового давления.

Оценка успешности и эффективности применения данной технологии может быть проведена по следующим критериям:

- обеспечение эффективного глушения – отсутствие газонефтеводопроявления после глушения;
- сокращение объема блокирующего состава, продавливаемого в призабойную зону пласта, за счет регулирования времени его сшивки.
- сохранение производительности скважины после её освоения;
- сокращение продолжительности вывода скважины на режим эксплуатации.

4.1.3 Охрана труда и промышленная безопасность

Жидкости для глушения скважин обычно относятся к нетоксичным или малотоксичным. Однако эти жидкости считаются опасными [15].

Токсичность и опасные свойства биополимерного состава обусловлены свойствами входящих в него компонентов [23]:

- ксантановая камедь экологически безопасна и не токсична, относится к веществам IV класса опасности и выпускается в соответствии с ГОСТ Р 57682-2017;
- ацетат хрома (согласно ТУ 2499-001-50635131-00) представляет собой умеренно опасное вещество, относящееся к III классу опасности;
- 2-Меркаптоэтанол – вещество II класса опасности, производимое по ТУ 6-09-08-1024-81.

В случае использования эмульсионных растворов стоит учитывать, что контакт с растворами на углеводородной основе опасен и может вызвать поражение глаз, головокружение и поражение легких.

Если принимать традиционные меры предосторожности при обращении с представленными жидкостями глушения и не допускать их разлива, разбрызгивания или сброса, то они не опасны и не токсичны ни для людей, ни для окружающей среды [15].

4.2 Математическое моделирование процесса глушения нефтяных скважин с применением блокирующего состава

4.2.1 Разработка алгоритма расчета технологических параметров при закачке блокирующего состава в скважину

Алгоритм разработан с целью автоматизированного расчета и последующего контроля основных технологических параметров при закачке неньютоновских технологических жидкостей в скважину по полученным результатам проведенных реологических исследований (рисунок 4.3).

На первом этапе с помощью разработанного алгоритма обрабатываются кривые вязкости, полученные при лабораторных исследованиях, с целью определения основных параметров и коэффициентов, входящих в уравнения реологических моделей неньютоновских жидкостей. На втором этапе на основе данных, полученных на предыдущем этапе, а также исходя из конструкции скважины и режима работы насосного агрегата, проводится расчет допустимых значений расхода насоса и предельного значения вязкости жидкости глушения для предупреждения возможного гидравлического разрыва пласта. Кроме того, строится график зависимости текущего забойного давления от различных характеристик насосного агрегата.

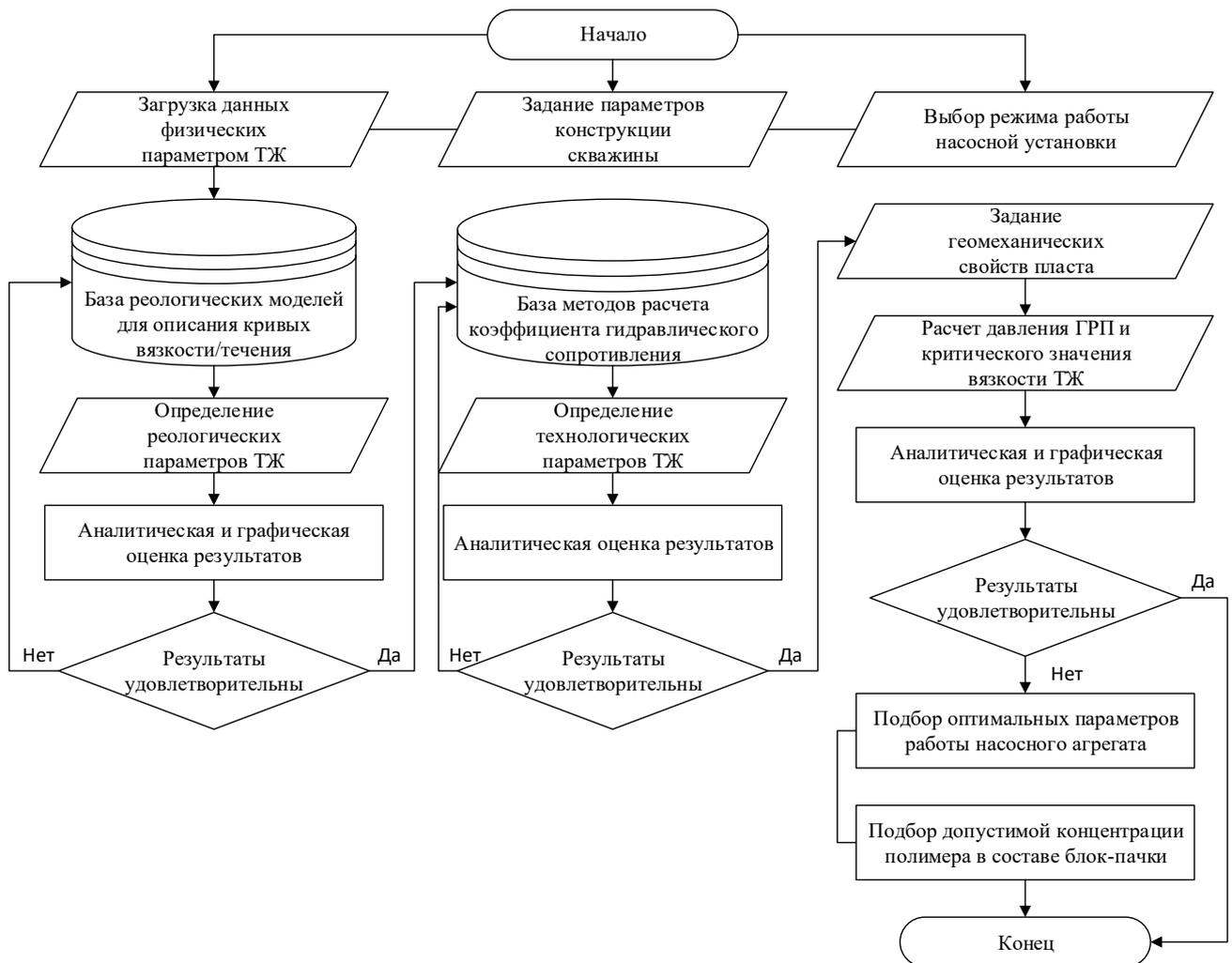


Рисунок 4.3 – Разработанный алгоритм расчета технологических параметров процесса закачки неньютоновских жидкостей в скважину при её глушении перед подземным ремонтом

По результатам расчетов и построенных зависимостей принимается решение о необходимости изменения технологических параметров закачки неньютоновской жидкости с целью предотвращения нарушения технологической операции по глушению скважины. Например, непреднамеренного образования трещин вследствие гидроразрыва пласта. Это особенно актуально при продавливании ТЖ в ПЗП, поскольку образование трещин автоГРП может приводить к катастрофическим их поглощениям и, как следствие, к их повышенному расходу при закачке в скважину. Кроме того, может повышаться риск неконтролируемого прорыва газа по высокопроводящим каналам.

Для сокращения затрат времени на проведение расчетов и оперативную оценку полученных результатов данный алгоритм был представлен в виде

программного кода на языке программирования Object Pascal [109], к которому был разработан визуальный интерфейс в программе Delphi 10 Seattle (рисунок 4.4).

The screenshot shows a software interface with the following sections and fields:

- Подача агрегата ЦА-320М**
 - Частота вращения коленчатого вала: dropdown menu
 - Передача КПП: dropdown menu
 - Диаметр втулки, мм: dropdown menu
 - Давление, МПа: text input field
 - Подача, л/с: text input field
 - Кнопка: Рассчитать давление и подачу
- Конструкция скважины**

Наименование элемента:	Глубина спуска, м	Условный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Внутренний диаметр, мм
НКТ	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
ЭК	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
- Физические свойства технологической жидкости**
 - Плотность ρ , кг/м³: text input field
 - Кнопка: Загрузка данных из реотеста
 - Закон для описания кривых течения: dropdown menu (Оствальда-де-Вале (Ostwald-с))
 - Кнопка: Расчет необходимых коэффициентов
 - Пластическая вязкость μ_r , мПа*с = Фактор консистенции k =
 - Предел текучести τ_0 , Па = Показатель текучести n =
 - Конечная вязкость μ_∞ , мПа*с =
 - Коэффициент ньютоновской (начальной) вязкости μ_0 , мПа*с =
 - Максимальное напряжение сдвига при измерении τ_m , Па =

Рисунок 4.4 – Визуальный интерфейс части разработанного алгоритма

Ниже более подробно представлена последовательность расчета технологических параметров биополимерного состава:

1) Выбор реологической модели, наиболее точно описывающей кривую течения или кривую вязкости по значению коэффициента детерминации R^2 .

2) Определение реологических характеристик блокирующего состава, входящих в уравнения реологических моделей: пластической вязкости; предела текучести; конечной вязкости; ньютоновской (начальной) вязкости; максимального напряжения сдвига; фактора консистенции; показателя текучести.

3) Расчет технологических параметров закачки биополимерного состава в скважину:

– потери давления на трение с учетом коэффициентов гидравлического сопротивления при течении вязкоупругой жидкости;

- забойное давление при закачке жидкости в скважину;
- эффективная вязкость состава при движении по различным элементам конструкции скважины;
- общий объем и время глушения.

4) Расчет параметров гидравлического разрыва пласта: давление и критическая вязкость состава, при которых может произойти ГРП.

4.2.2 Разработка методики обработки и интерпретации данных реологических исследований блокирующих составов

1. Выбор реологической модели, описывающей поведение блокирующего состава

На данном этапе графическим способом подбирается реологическая модель (таблица 4.2), наилучшим образом описывающий кривую течения или вязкости исследуемой жидкости [18, 54, 94]. Также выполняется расчет коэффициента детерминации R^2 для численной оценки полученного результата.

Таблица 4.2 – База формул для определения вязкости и напряжения сдвига в зависимости от скорости сдвига для различных типов жидкостей

Наименование модели	Формула зависимости τ от γ	Формула определения μ
Оствальд-де-Вале	$\tau = k \cdot \gamma^n$	$\mu = k \cdot \gamma^{n-1}$
Голуб	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{e^{k \cdot \gamma}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{e^{k \cdot \gamma}}$
Де Хавен	$\tau = \frac{\mu_0 \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \frac{\mu_0}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Кригер-Догерти	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \frac{\tau}{\tau_m}}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \frac{\tau}{\tau_m}}$
Кросс	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \alpha \gamma^n}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \alpha \gamma^n}$
Райнер-Филипов	$\tau = \mu_\infty \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_\infty) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$	$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^2}$

Продолжение таблицы 4.2

Метер	$\tau = \mu_{\infty} \cdot \gamma + \frac{(\mu_0 - \mu_{\infty}) \cdot \gamma}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$	$\mu = \mu_{\infty} + \frac{\mu_0 - \mu_{\infty}}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_m}\right)^n}$
Эллис	$\tau = \mu_0 \cdot \gamma + k \cdot \gamma^n$	$\mu = \mu_0 + k \cdot \gamma^{n-1}$
Гершель-Балклей	$\tau = \tau_0 + k \cdot \gamma^n$	$\mu = \mu_p + k \cdot \gamma^{n-1}$
Кассон	$\tau^{\frac{1}{n}} = \tau_0^{\frac{1}{n}} + (\mu_p \cdot \gamma)^{\frac{1}{n}}$	$\mu^{\frac{1}{n}} = \mu_p^{\frac{1}{n}} + \left(\frac{\tau_0}{\gamma}\right)^{\frac{1}{n}}$
Шведов-Бингам	$\tau = \tau_0 + \mu_p \cdot \gamma$	$\mu = \mu_p + \frac{\tau_0}{\gamma}$
<p>Примечание: μ – эффективная вязкость, τ – напряжение сдвига, γ – скорость сдвига, k – фактор консистенции, n – показатель текучести, μ_0 – ньютоновская (начальная) вязкость, μ_{∞} – конечная вязкость, τ_m – максимальное напряжение сдвига при измерении, τ_0 – предел текучести, μ_p – пластическая вязкость, α, e – константы.</p>		

2. Определение реологических характеристик блокирующего состава

Результатом проведенных лабораторных исследований и выполненных расчетов с использованием предложенного алгоритма являются реологические характеристики, описывающих природу и поведение применяемой ТЖ при глушении скважин. А именно, значения пластической вязкости, предела текучести, конечной вязкости, ньютоновской (начальной) вязкости, максимального напряжения сдвига, фактора консистенции и показателя текучести.

Ниже более подробно описан этап определения значений реологических характеристик исследуемого блокирующего состава для глушения скважин.

На первом этапе проводится линейный регрессионный анализ значений вязкости и напряжений сдвига, полученных по результатам проведенных реологических исследований. Результатом такого анализа является получение

зависимости вида: $y = a + b \cdot x$. Оценка параметров данного уравнения регрессии осуществляется методом наименьших квадратов [49]. При этом полученному значению коэффициента a соответствует значение предела текучести τ_0 , а коэффициента b – пластическая вязкость μ_p , согласно модели Шведова-Бингама (см. таблицу 4.2).

Начальная вязкость μ_0 определяется как наибольшее значение вязкости раствора, полученное по результатам проведенных лабораторных исследований, и соответствует пределу текучести τ_0 . В тоже время минимальному значению вязкости раствора (при $\gamma \rightarrow \infty$) соответствует конечная вязкость μ_∞ .

На основании полученных значений начальной и конечной вязкости выполняется расчет по формуле (4.1):

$$\mu_{mid} = \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{2} + \mu_\infty \quad (4.1)$$

Максимальное напряжение сдвига при измерении τ_m соответствует значению вязкости, полученному из формулы выше, и может быть найдено из сводной таблицы результатов исследований [117].

На следующем этапе выполняется поиск значений фактора консистенции k и показателя текучести n . А именно, по полученным значениям вязкости и напряжения сдвига строится степенная зависимость вида: $y = a \cdot x^b$. Оценка параметров данной степенной регрессии также осуществляется с помощью метода наименьших квадратов [49]. В рассматриваемом случае значению коэффициента a соответствует фактор консистенции k , а коэффициенту b – показатель текучести, согласно модели Оствальда-де-Вале (см. таблицу 4.2).

3. Расчет технологических параметров процесса закачки блокирующего состава в скважину

Далее в рассматриваемом алгоритме рассчитываются технологические параметры процесса закачки полимерного состава в скважину: потери давления на трение; забойное давление процесса закачки жидкости в скважину; эффективная вязкость для различных элементов конструкции скважин; общий объем и время глушения скважины [38].

Как известно, забойное давление складывается из значений давления на устье и гидростатического давления с вычетом потери давления на трение. Наиболее правильной методикой расчета гидравлических потерь следует считать методику, учитывающую свойства жидкостей и характер их течения. Именно поэтому, на основании значения числа Рейнольдса проводится подбор метода расчета коэффициента гидравлического сопротивления (таблица 4.3) в случае движения жидкости в насосно-компрессорных трубах, затрубном пространстве и интервале скважины от глубины спуска труб до забоя [16].

Таблица 4.3 – База методов расчета коэффициента гидравлического сопротивления при течении неньютоновских жидкостей по трубам

Наименование метода	Формула
Р.И. Шищенко и А.Х. Мирзаджанзаде	При $Re' = 80 \div 1000$: $\lambda = \frac{32}{Re'}$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu}$ При $Re' = 1000 \div 2300$: $\lambda = \frac{0,13}{\sqrt[6]{Re'}}$
Р.И. Шищенко и К.А. Ибатулов	При $Re' = 2300 \div 40000$: $\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re'}}$ При $Re' > 40000$: $\lambda = 0,02 = \text{const}$
Б.С. Филатов	При $Re' \geq 2800 \div 4000$: $\lambda = 0,017 \div 0,025$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$
Б.И. Мительман	При $Re' < 2000 \div 3000$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$, иначе $\lambda = \frac{0,08}{\sqrt[6]{Re'}}$, где $Re' = \frac{v \cdot d \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$ Для кольцевого пространства: При $Re' < 1600$: $\lambda = \frac{80}{Re'}$ При $Re' \geq 1600 \div 2000$: $\lambda = \frac{0,012}{\sqrt[6]{Re'}}$, где $Re' = \frac{v \cdot (D - d') \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot (D - d')}{6 \cdot \mu_p \cdot v}\right)}$

Продолжение таблицы 4.3

А. Метцнер и Дж. Рид	При $Re' < 2100$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$, иначе $\lambda = c \cdot (Re')^{-m}$, где $Re' = \frac{v^{2-n} \cdot d^n \cdot \rho}{\frac{k}{8} \cdot \left(\frac{6 \cdot n + 2}{n}\right)^n}$
Е.М. Соловьев	Для кольцевого пространства: При $Re' < 1600$: $\lambda = \frac{64}{Re'}$ При $Re' \geq 1600 \div 2000$: $\lambda = 0,014 \div 0,019$, где $Re' = \frac{v \cdot d_{\text{экв}} \cdot \rho}{\mu_p \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot (D - d')}{\mu_p \cdot v} \cdot \psi\right)}$, $\psi = \frac{D^2 + D \cdot d' + d'^2}{3 \cdot (D^2 - d'^2)^2} - \frac{1}{2 \cdot \ln \frac{D}{d'}}$, $d_{\text{экв}} = 2 \cdot \sqrt{D^2 + d'^2 + \frac{D^2 - d'^2}{\ln \frac{D}{d'}}}$
Примечание: λ – коэффициент гидравлического сопротивления, Re' – обобщенный критерий Рейнольдса, c, m – коэффициенты, зависящие от эффективной вязкости жидкости, v – средняя скорость течения, d – внутренний диаметр трубопровода, d' – внешний диаметр трубопровода, D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, ρ – плотность жидкости.	

4. Расчет параметров гидравлического разрыва пласта

Для контроля за процессом закачки блокирующего состава в скважину рассчитывается давление гидроразрыва пласта, которое согласно работе [136] определяется зависимостью (4.2):

$$P_{\text{разр}} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T, \quad (4.2)$$

где σ_h – минимальное горизонтальное напряжение, МПа,

σ_H – максимальное горизонтальное напряжение, МПа,

P_p – поровое давление, МПа,

T – предел прочности горной породы при одноосном растяжении, МПа.

Значения горизонтальных напряжений рассчитываются по формулам (4.3-4.4) [154]:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_H + \frac{\nu \cdot E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_h, \quad (4.3)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \sigma_V - \frac{\nu}{1-\nu} \cdot \alpha \cdot P_p + \alpha \cdot P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{\nu \cdot E}{1-\nu^2} \cdot \varepsilon_H, \quad (4.4)$$

где ν и E – коэффициент Пуассона (д.ед.) и модуль Юнга (ГПа), соответственно, σ_V – вертикальное напряжение, МПа,

α – коэффициент Био, д.ед.,

ε_H и ε_h – максимальные и минимальные деформации, соответственно, д.ед.

Критическая вязкость раствора, при которой может произойти гидроразрыв пласта, определяется по формуле (4.5) [65]:

$$\frac{P_{\text{разр}}}{P_r} \cdot \left(\frac{P_{\text{разр}}}{P_r} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot \frac{1}{(1-\nu)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_r} \right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu}{P_r} \quad (4.5)$$

где P_r – горизонтальная составляющая горного давления, МПа,

Q – расход жидкости, м³/с,

μ – эффективная вязкость жидкости, мПа·с.

4.2.3 Результаты расчета технологических параметров при закачке блокирующего состава в скважину

По результатам проведенных расчетов выводятся технологические параметры процесса закачки блокирующего состава в скважину (рисунок 4.5).

Согласно представленному примеру, полученное значение давления гидроразрыва пласта 38,8 МПа оказалось выше забойного давления 32,3 МПа при закачке блокирующего биополимерного состава в скважину. В данном случае отсутствует риск возникновения гидроразрыва пласта.

Рассчитанное значение критической вязкости ТЖ является дополнительным информационным критерием и служит верхним пределом значения вязкости блокирующего состава, выше которого возможно образование техногенной трещины вследствие автоГРП. В рассматриваемом примере критическое значение

вязкости в 1,5-3 раза превышает замеренное значение вязкости биополимерного состава с содержанием полимера 0,5-0,8 % масс.

Расчет параметров закачки технологической жидкости

Давление на забое $P_{заб}$, МПа	<input type="text" value="32,3"/>		
Объем глушения V , м ³	<input type="text" value="21,5"/>		
Время закачки $t_{зак}$, мин	<input type="text" value="90"/>		
<input type="button" value="Расчитать параметры закачки"/>			
Критерии гидроразрыва пласта			
Исходные данные:			
Модуль упругости E , ГПа	<input type="text" value="30"/>	Коэффициент Пуассона ν , мм/мм	<input type="text" value="0,2"/>
Поровое давление $P_{пор}$, МПа	<input type="text" value="20"/>	Минимальная деформация Δ , д.ед.	<input type="text" value="0,0004"/>
Коэффициент Био, д.ед.	<input type="text" value="1"/>	Вертикальное напряжение P_v , МПа	<input type="text" value="48"/>
		Максимальная деформация Δ' , д.ед.	<input type="text" value="0,0009"/>
Предел прочности горной породы при одноосном растяжении (UTS), МПа	<input type="text" value="15"/>		
Результаты вычислений:			
Горизонтальная составляющая горного давления $P_{гг}$, МПа	<input type="text" value="11,8"/>		
Давление гидроразрыва $P_{грп}$, МПа	<input type="text" value="38,8"/>		
Критическая вязкость технологической жидкости $\mu_{кр}$, Па*с	<input type="text" value="20,6"/>		
<input type="button" value="Расчитать критерии гидроразрыва пласта"/>			

Рисунок 4.5 – Технологические параметры процесса закачки биополимерного состава в скважину при ее глушении

4.3 Особенности освоения нефтяных скважин после проведения подземного ремонта с использованием разработанного блокирующего биополимерного состава

После проведения необходимых ремонтных работ осуществляется спуск в скважину установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) на колонне НКТ. Затем откачивается традиционная ЖГС из скважины в технологическую емкость.

В случае применения разработанной технологии глушения в вертикальной скважине без продавливания блокирующего полимерного состава в ПЗП, беспрепятственное извлечение последнего осуществляется с использованием насоса УЭЦН. Согласно результатам фильтрационных исследований, в данном

случае обеспечивается сохранение фильтрационных свойств ПЗП и минимальное время освоения и ВНР (рисунок 4.6).

При глушении горизонтальной скважины, а также вертикальной скважины с продавливанием полимерной композиции в ПЗП, проводится закачка деструктора (водного раствора соляной кислоты требуемой концентрации) в затрубное пространство для промывки насоса и зоны перфорации. Для восстановления фильтрационных характеристик ПЗП требуется проведение соляно-кислотной обработки (СКО) для растворения биополимерного состава. Скважина закрывается на технический отстой (2-8 часов) для химического разрушения БПС. По истечении указанного времени запускается насос для откачки разрушенного БПС в технологическую емкость с последующим вызовом притока и ВНР.



Рисунок 4.6 – Схема освоения вертикальных и горизонтальных скважин после проведения подземного ремонта с (и без) продавливания блокирующего состава в ПЗП

После удаления из скважины водного солевого раствора и блокирующего биополимерного состава обработка скважины проводится на малых депрессиях в течение 3-х суток. Отрабатывать скважину необходимо при дебите, не

превышающем рабочий до подземного ремонта скважины, и при щадящей депрессии на пласт [42, 101].

Блокирующий биополимерный раствор утилизируется экологически безопасным способом. Водные солевые растворы могут быть восстановлены с целью повторного использования в дальнейших операциях по глушению скважин.

4.4 Оценка технико-экономической эффективности от применения разработанного биополимерного состава при глушении нефтяных скважин с высоким газовым фактором

Экономическая эффективность мероприятия по глушению нефтяных скважин с высоким газовым фактором с применением разработанного блокирующего биополимерного состава оценивалась по результатам расчета следующих показателей:

- затраты на жидкость глушения, работу бригады и технику;
- эксплуатационные затраты на добычу;
- затраты на транспортировку и подготовку нефти;
- налоговые исчисления.

Механизм получения технико-экономического эффекта:

1) Снижение расходов – за счет перехода на отечественные, более дешевые реагенты, минимизации потерь ЖГС при поглощении пластом и временных затрат на организацию и проведение повторных операций по глушению скважин.

Временные затраты подразумевают использование дополнительных объемов жидкости, работу бригады и использовании спецтехники (цементируемый агрегат, автоцистерна) при повторных операциях глушения.

2) Дополнительная добыча – за счет уменьшения непроизводительного времени проведения подземных ремонтных работ и снижения воздействия блокирующего состава на проницаемость породы-коллектора.

Применение БПС при глушении нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора позволит сократить время на освоение и вывод скважины на

режим эксплуатации за счет сохранения продуктивности пласта после проведения подземных ремонтных работ.

Сравнительный анализ проведения повторных глушений скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири, на которых применялись схожие блокирующие жидкости глушения (в частности блокирующий состав на основе обратной эмульсии), показал следующее:

- простой из-за повторных операций составляет в среднем 3 суток;
- количество повторных глушений может достигать от 1 до 5 скважино-операций;
- превышение первоначального объема жидкости глушения до 10 раз.

Для дальнейших расчетов были приняты следующие осредненные параметры повторных глушений (таблица 4.4). Исходные данные в виде статьи затрат для расчета экономических показателей показаны в таблице 4.5. Показатели экономической эффективности от реализации технологии глушения скважин с использованием биополимерного состава сведены в таблицу 4.6.

Формулы для вычисления основных экономических показателей реализации предлагаемой технологии представлены ниже [35]:

1) Выручка от реализации нефти вычисляется по формуле (4.6):

$$B = Q \cdot Ц, \quad (4.6)$$

где Q – потери по добыче нефти на 1 неуспешное глушение, тонн,

$Ц$ – цена реализации 1 тонны нефти без учета налога на добавленную стоимость (НДС), руб/т.

3) Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на весь объем добываемой нефти рассчитывается из формулы (4.7):

$$НДПИ = Q \cdot НДПИ \quad (4.7)$$

4) Переменные затраты на весь объем добываемой нефти определяются из формулы (4.8):

$$З = Q \cdot С, \quad (4.8)$$

где $С$ – удельные переменные затраты на извлечение 1 тонны нефти, руб/т.

5) Валовая прибыль от реализации добытой нефти находится из уравнения (4.9):

$$П_{в} = В - НДСИ - З \quad (4.9)$$

6) Налог на прибыль определяется по формуле (4.10):

$$\text{Налог на прибыль} = 0,2 \cdot П_{в} \quad (4.10)$$

7) Чистая прибыль компании от добытой нефти вычисляется по формуле (4.11):

$$П_{ч} = П_{в} - \text{Налог на прибыль} \quad (4.11)$$

Таблица 4.4 – Параметры повторных операций глушения скважин (базовый вариант)

Показатели	Единица измерения	Значение
Простой из-за повторных операций	сут/скв	3
Количество операций глушения	д.ед.	2
Количество скважин для внедрения	скв	1
Дебит 1 скважины	т/сут	17

Таблица 4.5 – Данные для расчета основных экономических показателей

Показатели	Единица измерения	Значение
Затраты на работу бригады и оборудование		
Затраты на 1 операцию	руб	48000
Расход жидкости		
Задавочная жидкость	м ³	40
Эмульсионный раствор	м ³	30
Биополимерный состав	м ³	30
Стоимость жидкости		
Стоимость 1 м ³ задавочной жидкости	руб/м ³	900
Стоимость 1 м ³ эмульсионного раствора	руб/м ³	4500
Стоимость 1 м ³ биополимерного состава	руб/м ³	7000
Стоимость добычи нефти		
Переменные затраты на извлечение нефти	руб/т	1456
Ставка НДСИ	руб/т	3470
Цена реализации 1 тонны нефти без НДС	руб/т	9654
Налог на прибыль	%	20

Таблица 4.6 – Показатели экономической эффективности

Показатели	Единица измерения	Значение
Стоимость глушения		
Стоимость задавочная жидкость + ИЭР	тыс. руб.	171

Продолжение таблицы 4.6

Стоимость задавочная жидкость + БПС	тыс.руб.	246
Затраты при глушении скважин с использованием ИЭР	тыс.руб.	438
Затраты при глушении скважин с использованием БПС	тыс.руб.	294
Экономия (разница в затратах)	тыс.руб.	144
Экономический эффект		
Потери добычи нефти на 1 неуспешное глушение	т	51
Выручка от реализации нефти	тыс.руб.	1976
Производственные затраты	тыс.руб.	1168
Валовая прибыль	тыс.руб.	808
Налог на прибыль	тыс.руб.	162
Чистая прибыль	тыс.руб.	647
Сумма денежных потоков	тыс.руб.	791

Результаты проведенных расчетов показали, что чистая прибыль за счет повышения эффективности глушения скважины может составить 647 тыс. руб., при этом затраты при использовании разработанного БПС могут быть снижены на 144 тыс. руб., что в конечном счете позволит добиться итогового экономического эффекта в размере 791 тыс. руб. на 1 скважину.

Для оценки вероятности реализации разработанной технологии глушения нефтяных скважин с использованием разработанного БПС был проведен качественный анализ наиболее значимых рисков факторов. Выделяются следующие основные риски, присущие практически всем проектам: недостижение конечных результатов, риск несоблюдения графика и превышения бюджета, а также общеэкономические и политические риски.

Качественный анализ рисков, которые могут возникнуть на различных этапах реализации предлагаемой технологии глушения скважин с использованием разработанного блокирующего полимерного состава, представлен в таблице 4.7. Цифры в таблице обозначают степень риска, где 1 (зеленый цвет) – низкая, 2 (желтый цвет) – средняя, 3 (красный цвет) – высокая степень.

Стоит отметить, что в целом наблюдается средний уровень риска реализации данной технологии глушения скважин. Представленные способы

снижения рисков позволят сократить издержки и достичь конечной цели: повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

Таблица 4.7 – Ключевые риски при реализации предлагаемой технологии глушения

Наименование риска	Пути снижения риска	Степень риска
Технические		
Отсутствие опыта подбора технологии	Изучение существующих технологий глушения для различных условий	1
Предложены неверные алгоритмы лабораторного тестирования	Обзор мировых практик и накопленного опыта	1
Отсутствие полного лабораторного комплекса	Обзор мировых практик и накопленного опыта	1
Организационные		
Длительные сроки согласования работ	Составление подробных планов работ	3
Невыполнение работ в установленные сроки	Составление подробных планов, координация работ	3
Экономические		
Изменение валютного курса	Привлечение российских технологий	2
Изменение цен на нефть	Рассмотрение проекта по этапам в рамках одного года	1
Превышение заявленной стоимости работ	Утверждение стоимости на этапе согласования работ	2
Политические		
Изменение внешнеполитической конъюнктуры	Привлечение российских технологий	3
Итого (среднее значение):		2

4.5 Выводы по Главе 4

1. Предложена технология глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором с использованием разработанного блокирующего состава БПС, позволяющего предотвращать поглощение ТЖ пластом и прорыв углеводородного газа из ПЗП в скважину. Данная технология предполагает доведение блокирующей композиции до забоя скважины задавочной жидкостью (водным раствором NaCl или CaCl₂) при предварительном оттеснении газа от забоя буферной ТЖ (водным раствором ПАВ-гидрофобизатора).

2. При освоении нефтяных скважин после их глушения с применением разработанного блокирующего биополимерного состава рекомендуется закачка в

ПЗП водного раствора соляной кислоты с целью деструкции БПС и снижения его негативного влияния на фильтрационные характеристики ПЗП после глушения. При этом возможно полное извлечение блокирующего состава из ПЗП вследствие его самодеструкции с течением времени.

3. Разработана и запатентована программа ЭВМ №2020615617, позволяющая осуществлять расчет основных технологических параметров процесса закачки блокирующего состава в скважину на основе данных его реологических исследований, а также информации о конструкции скважины и режимах работы насосного агрегата. Применение данной программы позволит при глушении скважины контролировать забойное давление и критическую вязкость БПС для предотвращения образования трещин автоГРП, что может привести к поглощению ТЖ пластом и последующему прорыву углеводородного газа в ствол скважины.

4. Технико-экономический эффект от реализации разработанной технологии глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора достигается за счет:

- сокращения затрат вследствие снижения потерь (расхода) ТЖ, а также сокращения продолжительности глушения до 1 цикла;
- сокращения времени на освоение скважины и ВНР;
- снижения потерь добываемой нефти за счет меньшего отрицательного воздействия БПС на фильтрационные свойства ПЗП;
- повышения безопасности ремонтных работ за счет предотвращения прорыва углеводородного газа из пласта в скважину.

5. Анализ экономической эффективности предлагаемой технологии глушения на примере одной из нефтяных скважин показал следующее:

- чистая прибыль за счет повышения эффективности глушения скважины составила 647 тыс. руб;
- затраты на проведение процесса глушения снижены на 144 тыс. руб;
- разработанный БПС окупается при первом его использовании в случае успешного глушения скважины с высоким газовым фактором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалифицированной работой, в которой предлагается решение важной и актуальной научно-технической задачи – повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

1. Повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин в условиях поровых терригенных пород-коллекторов и высокого газового фактора может быть обеспечено за счет использования блокирующих биополимерных составов с регулируемой вязкостью и временем гелеобразования, что позволяет предотвращать прорыв углеводородного газа из пласта в скважину и контролировать степень поглощения ТЖ пластом.

2. Разработан и запатентован блокирующий биополимерный состав, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди, структурированную ацетатом хрома, с добавлением регулятора времени гелеобразования (водно-спиртового раствора органических комплексонов), который рекомендуется к применению в качестве ТЖ для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

3. Разработанный блокирующий состав БПС обладает следующими свойствами: регулируемой вязкостью (от 30 мПа·с до полной потери текучести); высокой термостабильностью (до 80 °С) в течение 10 суток; не смешиваемостью с нефтью и пластовой водой, что позволяет исключить дополнительное использование буферных пачек; низкой коррозионной активностью; способностью разрушаться под воздействием 6 %-го водного раствора соляной кислоты.

4. Установлена зависимость времени гелеобразования композиции БПС от концентрации регулятора сшивки (2-Меркаптоэтанол), позволяющего контролировать интенсивность набора вязкости состава для успешной его доставки в интервал установки. Это позволяет регулировать время сшивки блокирующего биополимерного состава в диапазоне от 20 минут до 4 часов.

5. Выявлена закономерность изменения газодерживающей способности разработанного БПС, выражающаяся в ее увеличении при росте эффективной вязкости и предельного напряжения сдвига полимерного состава.

6. Установлен механизм формирования разработанным блокирующим биополимерным составом газонепроницаемого экрана, заключающийся в создании в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера. Данный экран способен сдерживать газовый фактор до $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

7. Результаты лабораторных фильтрационных исследований при моделировании процесса глушения и освоения нефтяных скважин с высоким газовым фактором позволили установить, что разработанный БПС в сравнении с другими типами блокирующих составов способствует незначительному снижению (до 10 %) фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов за счет образования в поровом пространстве полимерного слоя, препятствующего дальнейшему проникновению ТЖ в ПЗП, и последующей его самодеструкции с течением времени. При необходимости промывка зоны перфорации водным раствором 6 %-ой соляной кислоты позволит восстановить ФЕС ПЗП после глушения скважины.

8. Разработана и запатентована программа для ЭВМ, позволяющая осуществлять расчет основных технологических параметров процесса закачки блокирующего состава в скважину на основе данных его реологических исследований, а также информации о конструкции скважины и режимах работы насосного агрегата. Применение данной программы позволит при глушении скважины контролировать забойное давление и критическую вязкость БПС для предотвращения образования трещин автоГРП, что может привести к поглощению ТЖ пластом и последующему прорыву углеводородного газа в ствол скважины.

9. Разработана и предлагается к промышленному внедрению технология глушения нефтяных скважин перед их подземным ремонтом в условиях терригенных коллекторов и высокого газового фактора с применением

блокирующего биополимерного состава. Техничко-экономическая эффективность реализации данной технологии глушения заключается в сокращении времени освоения и вывода скважины на режим эксплуатации, снижении потерь ТЖ, предотвращении простоя скважины на время повторного глушения, а также в повышении безопасности ремонтных работ, что в итоге позволит снизить потери по добыче нефти и повысить эффективность эксплуатации скважин.

10. Перспективы дальнейшей разработки темы диссертационного исследования связаны с расширением области эффективного применения разработанной технологий глушения нефтяных скважин перед их подземным ремонтом (карбонатные коллектора, аномально низкие пластовые давления, высокие пластовые температуры), что имеет важное научно-практическое значение для нефтегазовой промышленности России.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АНПД – аномально низкое пластовое давление;
- БПС – биополимерный состав;
- ВНР – вывод скважины на режим эксплуатации;
- ВУС – вязко-упругий состав;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ЖГС – жидкость глушения скважины;
- ИЭР – инвертно-эмульсионный раствор;
- КВП – коэффициент восстановления проницаемости;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КНС – критическое напряжение сдвига;
- НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;
- НДС – налог на добавленную стоимость;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- ОПИ – опытно-промысловое испытание;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПНС – предельное напряжение сдвига;
- ПРС – подземный ремонт скважины;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ТЖ – технологическая жидкость;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агабальянц, Э. Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения / Э. Г. Агабальянц. – М.: Недра, 1982. – 184 с.
2. Акимов, О. В. Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Акимов Олег Валерьевич. – Уфа, 2011. – 125 с.
3. Амерханов, И. М. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И. М. Амерханов, Г. А. Рейм, С. Т. Гребнева и др. // Нефтепромысловое дело. – М.: Издательский дом «Губкин». – 1976. – №6. – С. 16-18.
4. Амиян, В. А. Применение пенных систем в нефтегазодобыче / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич и др. – М.: Недра, 1987. – 229 с.
5. Андерсон, Б. А. Асептическая биодеструкция полисахаридных реагентов, применяемых при бурении скважин / Б. А. Андерсон, Р. К. Андерсон, Е. А. Гильванова и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2004. – №6. – С. 64-67.
6. Андерсон, Р. К. Биодеструкция полимерных реагентов, используемых для повышения нефтеотдачи пластов / Р. К. Андерсон, Е. А. Гильванова, Н. Г. Усанов и др. // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. – Томск: ОАО НК «ЮКОС». – 2002. – №4. – С. 37-40.
7. Андрейкина, Л. В.. Состав, свойства и переработка попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13, 07.00.10 / Андрейкина Людмила Васильевна. – Уфа, 2005. – 110 с.
8. Баймухаметов, М. К. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов, Д. С. Гулишов, В. Г. Михайлов и др. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: ТПУ. – 2018. – Т. 329. – №8. – С. 104-111.
9. Басарыгин, Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с. : ISBN 5-8365-0092-4.

10. Басарыгин, Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: Издательство «Сов. Кубань», 2002. – 584 с. : ISBN 5-7221-0522-8.

11. **Бондаренко, А. В.** Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин / А. В. Бондаренко, Ш. Р. Исламов, Д. В. Мардашов // Территория «Нефтегаз». – М.: ООО «Камелот Пабблишинг». – 2018. – №10. – С. 42-49.

12. **Бондаренко, А. В.** Лабораторные исследования полимерных составов для глушения скважин в условиях повышенной трещиноватости / А. В. Бондаренко, Ш. Р. Исламов, К. В. Игнатъев и др. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ. – 2020. – Т. 20. – №1. – С. 37-48.

13. **Бондаренко, А. В.** Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин / А. В. Бондаренко, Ш. Р. Исламов, Д. В. Мардашов // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ. – 2018. – Т. 1. – С. 216-221.

14. **Бондаренко, А. В.** Оценка эффективности применения блокирующих полимерных составов при глушении нефтяных скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора / А. В. Бондаренко, Д. В. Мардашов, Ш. Р. Исламов // Нефтегазовое дело. – Уфа: УГНТУ. – 2022. – Т. 20. – №1. – С. 53-64.

15. Бриджерс, К. Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К. Л. Бриджерс. – М.: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с. : ISBN 9785434403993.

16. Булатов, А. И. Системный анализ исследований течения вязкопластичных жидкостей – глинистых и цементных растворов (ч. 1) / А. И. Булатов // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть». – 2016. – №3. – С.18-23.

17. Быков, Н. Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н. Е. Быков, М. И. Максимов, А. Я. Фурсов. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

18. Виноградов, Г. В. Реология полимеров / Г. В. Виноградов, А. Я. Малкин. – М.: Химия, 1977. – 440 с.

19. Газимов, М. Г. Глушение скважин при ремонтных работах / М. Г. Газимов // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 1978. – №8. – С. 37.

20. Гаршина, О. В. Разработка, опыт применения и перспективы повторного использования инвертно-эмульсионных буровых растворов / О. В. Гаршина, П. А. Хвощин, О. Г. Кузнецова и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2011. – №10. – С. 56-59.

21. Гасумов, Р. А. Жидкости глушения для газовых и газоконденсатных скважин с повышенными пластовыми температурами / Р. А. Гасумов, С. В. Костюков, С. Н. Овчаров и др. // Наука. Инновации. Технологии. – Ставрополь: СКФУ. – 2017. – №3. – С. 117-126.

22. Глущенко, В. Н. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, М. А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.

23. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности = Occupational safety standards system. Noxious substances. Classification and general safety requirements : межгосударственный стандарт : издание официальное : дата введения 1977-01-01. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 7 с.

24. ГОСТ 1929-87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре = Petroleum products. Methods of test for determination of dynamic viscosity by rotary viscosimeter : межгосударственный стандарт : издание официальное : дата введения 1988-07-01. – Москва : Стандартиформ, 2002. – 7 с.

25. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания = Petroleum products. Methods of test for flow point and pour

point : межгосударственный стандарт : издание официальное : дата введения 1992-01-01. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 7 с.

26. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств = Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : дата введения 1985-02-27. – Москва : Стандартиформ, 1985. – 5 с.

27. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостью насыщением = Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : дата введения 1985-02-27. – Москва : Стандартиформ, 1985. – 7 с.

28. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации = Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration : государственный стандарт Союза ССР : издание официальное : дата введения 1985-02-27. – Москва : Стандартиформ, 1985. – 16 с.

29. ГОСТ 33213-2014. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе = Field testing of drilling fluids. Water-based fluid : межгосударственный стандарт : издание официальное : дата введения 2016-04-01. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 75 с.

30. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности = Petroleum and petroleum products. Methods for determination of density : межгосударственный стандарт : издание официальное : дата введения 1987-01-01. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 74 с.

31. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний = Unified system of corrosion and ageing protection. Corrosion test methods. General requirements : национальный стандарт

Российской Федерации : издание официальное : дата введения 2009-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 25 с.

32. Гультяева, Н. А. Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважинной продукцией газа / Н. А. Гультяева, В. И. Шилов, О. В. Фоминых // Территория Нефтегаз. – М.: ООО «Камелот Паблишинг». – 2013. – №9. – С. 50-57.

33. Гумеров, К. О. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования вязких водонефтяных эмульсий: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Гумеров Кирилл Олегович. – СПб., 2015. – 136 с.

34. Демахин, С. А. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С. А. Демахин, А. П. Меркулов, Д. Н. Касьянов и др. // Нефть. Газ. Новации. – Самара: ООО «Портал Инноваций». – 2015. – №1. – С. 66-69.

35. Дунаев, В. Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: Учебник / В. Ф. Дунаев. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 352 с. : ISBN 5-7246-0360-8.

36. Дурягин, В. Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Дурягин Виктор Николаевич. – СПб., 2015. – 132 с.

37. Духон, П. Ю. Методы контроля состава и свойств раствора на углеводородной основе / П. Ю. Духон, А. Е. Долгих, Г. П. Шерман // Труды института геологии и разработки горючих ископаемых АН СССР. – М.: АН СССР. – 1976. – Вып. 27. – С. 22-27.

38. Желонин, П. В. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин / П. В. Желонин, Д. М. Мухаметшин, А. Б. Арчиков и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2015. – №2. – С. 76-81.

39. Закиров, С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, А. И. Брусиловский, Э. С. Закиров и др. – М.: Грааль, 2000. – 643 с. : ISBN 5-7873-000-4-3.

40. Здольник, С. Е. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С. Е. Здольник, А. Н. Хандрико, О. Б. Аханкин // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2007. – №11. – С. 62-65.

41. Здольник, С. Е. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения / С. Е. Здольник, И. М. Згоба, А. Г. Телин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2006. – №1. – С. 35-38.

42. Зейгман, Ю. В. Вызов притока жидкости из пласта и освоение скважин установками ЭЦН: Учебное пособие / Ю. В. Зейгман, О. А. Гумеров. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 92 с. : ISBN 5-94920-059-4.

43. Зейгман, Ю. В. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю. В. Зейгман, В. Ш. Мухаметшин, С. Б. Харина и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2017. – №1. – С. 66-69.

44. Зейгман, Ю. В. Физические основы глушения и освоения скважин: Учеб. пособие / Ю. В. Зейгман. – Уфа: УГНТУ, 1996. – 78 с. : ISBN 5-230-19049-3.

45. Зуев, К. И. Основы теории подобия / К. И. Зуев. – Владимир: ВлГУ, 2011. – 51 с.

46. Игнатъев, К. В. Лабораторные исследования сшитых полимерных составов для глушения скважин в осложненных условиях карбонатных коллекторов / К. В. Игнатъев, **А. В. Бондаренко**, А. В. Окунев и др. // Сборник научных трудов XIII Международного научно-технического конгресса студенческого отделения общества инженеров-нефтяников. – Тюмень: ТИУ, 2019. – С. 152-154.

47. Игнатъев, К. В. Особенности глушения скважин при подземном ремонте в условиях карбонатных коллекторов / К. В. Игнатъев, **А. В. Бондаренко**, Ш. Р.

Исламов и др. // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 53-56.

48. Изюмченко, Д. В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д. В. Изюмченко, О. В. Николаев, С. А. Шулепин // Вести газовой науки. – М.: ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – 2013. – №4. – С. 36-45.

49. Илышев, А. М. Общая теория статистики / А. М. Илышев, О. М. Шубат. – М.: КНОРУС, 2013. – 424 с. : ISBN 978-5-406-02130-9.

50. Имашев, Р. Н. Об изменении газового фактора в процессе разработки Арланского месторождения / Р. Н. Имашев, В. Н. Федоров, А. М. Зарипов // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2016. – №8. – С. 122-125.

51. Исламов, Ш. Р. Лабораторные исследования составов для глушения скважин в осложненных условиях / Ш. Р. Исламов, **А. В. Бондаренко**, Д. В. Мардашов // Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019». – Минск: БГТУ, 2019. – С. 59-61.

52. Исламов, Ш. Р. Подбор реагентов-эмульгаторов для приготовления инвертно-эмульсионных растворов / Ш. Р. Исламов, **А. В. Бондаренко**, Д. В. Мардашов // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг». – 2018. – №4. – С. 10-15.

53. Калинин, А. Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий. – М.: Недра, 1988. – Т. 3. – 376 с. : ISBN 5-247-00356-X.

54. Кирсанов, А. Е. Неньютоновское поведение структурированных систем / А. Е. Кирсанов, В. Н. Матвеев. – М.: Техносфера, 2016. – 383 с. : ISBN 978-5-94836-461-2.

55. Козлов, Е. Н. Исследования составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором / Е. Н. Козлов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – №2. – С. 57-61.

56. Козлов, Е. Н. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении / Е. Н. Козлов, А. В. Кустышев, Р. С. Абдуллин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ПАО «ВНИИОЭНГ». – 2014. – №6. – С. 31-33.

57. Кондрашев, А. О. Обоснование технологии регулирования фильтрационных потоков в низкопроницаемых нефтяных коллекторах с использованием гидрофобизированного полимерного состава: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Кондрашев Артем Олегович. – СПб., 2014. – 132 с.

58. Кордик, К. Е. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К. Е. Кордик, В. В. Шкандратов, А. Е. Бортников и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2016. – №8. – С. 54-57.

59. Кравцов, А. А. Глушение скважин в условиях АНПД и высокого газового фактора на месторождениях АО «Оренбургнефть» / А. А. Кравцов, И. А. Мухутдинов, Д. А. Грядунов // Инженерная практика. – М.: ООО «Энерджи Пресс», ООО «БиДжи Промоушн». – 2018. – №11. – С. 1-2.

60. Лапутина, Е. С. Краткий обзор методов ограничения газопритоков в скважины, эксплуатирующие нефтегазовые залежи / Е. С. Лапутина, И. И. Краснов, Д. А. Марakov и др. // Академический журнал Западной Сибири. – Тюмень: ООО «М-центр». – 2014 – Т. 10. – №6 (55). – С. 18-21.

61. Ленченкова, Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л. Е. Левченкова. – М.: Недра, 1998. – 393 с. : ISBN 5-247-03815-0.

62. Литвиненко, В. С. От лаборатории до скважины / В. С. Литвиненко, М. К. Рогачев, Д. В. Мардашов // Деловой журнал Neftegaz.Ru. – М.: ООО Информационное агенство Neftegaz.RU. – 2017. – №3. – С. 50-55.

63. Мардашов, Д. В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Мардашов Дмитрий Владимирович. – СПб., 2008. – 130 с.

64. Минченко, Ю. С. Совершенствование технологии цементирования эксплуатационной колонны при строительстве высокопроизводительных скважин ПХГ: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Минченко Юлия Сергеевна. – Ставрополь, 2015. – 174 с.

65. Мищенко, И. Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон и др. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

66. Мухин, Л. К. Экологические аспекты применения буровых растворов на углеводородной основе / Л. К. Мухин, В. Л. Заворотный, Л. А. Травникова и др. // Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин: тезисы докладов к Всесоюзной конференции. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1990. – С. 39.

67. Некрасова, И. Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения / И. Л. Некрасова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ. – 2018. – Т. 18. – №2. – С. 12-139.

68. Никитин, М. Н. Обоснование технологии повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в трещинно-поровых коллекторах с применением гелеобразующего состава на основе силиката натрия: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Никитин Марат Николаевич. – СПб., 2012. – 181 с.

69. Никольский, Б. П. Справочник химика / Б. П. Никольский. – М.: Химия, 1965. – Т. 3. – 1006 с.

70. Нифонтов, Ю. А. Ремонт нефтяных и газовых скважин: справочник в 2 ч. / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко, А. П. Телков и др. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2007. – Т. 1. – 914с.; – Т. 2. – 548 с. : ISBN 5-98371-027-3.

71. Новиков, Д. А. Особенности состава газов залежей углеводородов арктического сектора Западной Сибири / Д. А. Новиков, Е. В. Борисов,

А. В. Черных и др. // Деловой журнал Neftegaz.Ru. – М.: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. – 2020. – №10 (106). – С. 84-88.

72. Нуцкова, М. В. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М. В. Нуцкова, Д. А. Сидоров, Д. Э. Тсикплону и др. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ. – 2019. – Т. 19. – №2. – С.138-149.

73. Окроелидзе, Г. В. Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов / Г. В. Окроелидзе, И. Л. Некрасова, О. В. Гаршина и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2016. – №10. – С. 56-61.

74. Окроелидзе, Г. В. Изучение процесса диспергирования вязкоупругих составов под влиянием реагентов деструкторов различной химической природы / Г. В. Окроелидзе, И. Л. Некрасова, О. В. Гаршина и др. // Башкирский химический журнал. – Уфа: УГНТУ. – 2016. – №2. – С. 32-40.

75. Окунев, А. В. Обоснование эффективности применения скважинного клапана-отсекателя перед традиционными методами глушения / А. В. Окунев, **А. В. Бондаренко**, М. И. Кузьмин и др. // Труды XXV Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: ТПУ, 2021. – Т. 2. – С. 101-103.

76. Окунев, А. В. Разработка скважинного клапана-отсекателя и обоснование его эффективности в сравнении с традиционными методами глушения / А. В. Окунев, **А. В. Бондаренко**, Д. В. Мардашов и др. // Материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса». – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 305-308.

77. Орлов, Г. А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г. А. Орлов, М. Ш. Кендис, В. Н. Глуценко. – М.: Недра, 1991. – 224 с. : ISBN 5-247-00968-1.

78. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации : отраслевой

стандарт СССР : издание официальное : дата введения 1989-07-01. – Москва : Стандартиформ, 1989. – 37 с.

79. Паршукова, Л. А. Жидкости и технологии глушения скважин / Л. А. Паршукова, В. П. Овчинников, Д. С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с. : ISBN 978-5-9961-0699-8.

80. Патент № 204950 Российская Федерация, МПК E21B 34/06 (2006.01), E21B 34/06 (2021.02). Клапан-отсекатель для подземного ремонта скважин : № 2021104754 : заявлено 25.02.2021 : опубликовано 21.06.2021 / Окунев А. В., **Бондаренко А. В.**, Мардашов Д. В. и др.; заявитель СПГУ. – 8 с. : ил.

81. Патент № 2012777 Российская Федерация, МПК5 E21B 33/14. Способ строительства скважин : № 915017730 : заявлено 23.12.1991 : опубликовано 15.05.1994 / Калмыков Г. И., Горюнов Д. А., Давлетбаев М. Ф. и др.; заявитель Калмыков Г. И. – 6 с. : ил.

82. Патент № 2116433 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (1995.01), E21B 43/26 (1995.01), C09K 7/02 (1995.01). Вязкоупругий состав для заканчивания и капитального ремонта скважин : № 96119416 : заявлено 27.09.1996 : опубликовано 17.07.1998 / Татауров В. Г., Нацепиская А. М., Чугаева О. А. и др.; заявитель ОАО «ПермНИПИнефть». – 7 с. : ил.

83. Патент № 2246609 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2000.01). Состав полисахаридного геля для глушения скважин и способ его приготовления : № 2003110792/03 : заявлено 15.04.2003 : опубликовано 20.02.2005 / Магадова Л. А., Магадов Р. М., Мариненко В. Н. и др.; заявитель ЗАО «Химеко-ГАНГ». – 7 с. : ил.

84. Патент № 2297436 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Состав эмульсионной полисахаридной жидкости для глушения скважин и способ ее приготовления: № 2005108303 : заявлено 24.03.2005 : опубликовано 20.04.2007 / Магадов Р. С., Магадова Л. А., Силин М. А. и др.; заявитель ЗАО «Химеко-ГАНГ». – 8 с. : ил.

85. Патент № 2319827 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01). Способ глушения пакерующей газовой скважины : № 2006122789 : заявлено

26.06.2006 : опубликовано 20.03.2008 / Кустышев А. В., Обиднов В. Б., Ткаченко Р. В. и др.; заявитель ТюмГНГУ. – 5 с. : ил.

86. Патент № 2322472 Российская Федерация, МПК С09К 8/473 (2006.01). Технологическая жидкость для глушения нефтегазовых скважин и способ ее приготовления : № 2007107582/03 : заявлено 19.02.2007 : опубликовано 20.04.2008 / Усанов Н. Г., Андерсон Р. К., Гильванова Е. А. и др.; заявитель ООО «РН-УфаНИПИнефть». – 8 с. : ил.

87. Патент № 2616632 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01), С09К 8/48 (2006.01), С09К 8/493 (2006.01). Способ глушения нефтяной скважины с высоким газовым фактором в условиях наличия многолетнемерзлых пород : № 2016100459 : заявлено 11.01.2016 : опубликовано 18.04.2017 / Кустышев А. В., Козлов Е. Н., Белов А. В. и др.; заявитель ТИУ. – 11 с. : ил.

88. Патент № 2749773 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 (2012.01), E21B 47/00 (2021.05). Стенд для исследования газодерживающей способности составов, применяемых при подземном ремонте скважин : № 2020139115 : заявлено 30.11.2020 : опубликовано 16.06.2021 / **Бондаренко А. В.**, Мардашов Д. В., Куншин А. А.; заявитель СПГУ. – 8 с. : ил.

89. Патент № 2757626 Российская Федерация, МПК С09К 8/035 (2006.01), С09К 8/44 (2006.01). Блокирующий биополимерный состав : № 2021112796 : заявлено 30.04.2021 : опубликовано 19.10.2021 / **Бондаренко А. В.**, Мардашов Д. В., Исламов Ш. Р.; заявитель СПГУ. – 9 с. : ил.

90. Патент № 74955 Российская Федерация, МПК E21B 41/00 (2006.01). Передвижная установка для приготовления композиции для закачки в скважину : № 2008108799 : заявлено 29.02.2008 : опубликовано 20.07.2008 / Лебедев Н. А., Шагеев А. Ф., Моисеев А. М. и др.; заявитель ОАО «НИИнефтепромхим». – 2 с. : ил.

91. Петров, Н. А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Н. А. Петров, Д. Н. Идиятуллин, С. Г. Сафин и др. – М.: Химия, 2005. – 172 с. : ISBN 5-98109-047-2.

92. Петров, Н. А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н. А. Петров, А. Я. Соловьев, В. Г. Султанов и др. – М.: Химия, 2008. – 440 с. : ISBN 978-5-98109-067-7.

93. Петров, Н. А. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов / Н. А. Петров // Нефтегазовое дело. – Уфа: УГНТУ. – 2016. – №1. – С. 1-19.

94. Пономарев, С. В. Теоретические и практические аспекты теплофизических измерений: Монография / С. В. Пономарев, С. В. Мищенко, А. Г. Дивин. – Тамбов: ИПЦ ТГТУ, 2006. – 204 с. : ISBN 5-8265-0451-X.

95. Поп, Г. С. Глушение скважин с предварительным блокированием продуктивных пластов дисперсными системами / Г. С. Поп, А. В. Бачериков. – М.: ВНИИЭгазпром, 1992. – 31 с.

96. Пресняков, А. Ю. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопритока в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения / А. Ю. Пресняков, И. Ю. Ломакина, Т. Э. Нигматуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2014. – №6. – С. 94-98.

97. Рабинович, Е. З. Гидравлика / Е. З. Рабинович. – М.: Недра, 1980. – 278 с.

98. Раупов, И. Р. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. – СПб., 2016. – 143 с.

99. Раупов, И. Р. Разработка полимерного состава для внутрислоистой водоизоляции / И. Р. Раупов, Н. К. Кондрашева, Р. Н. Бурханов // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – Альметьевск: АГНИ, 2015. – Ч. 1. – С. 144-147.

100. Раупов, И. Р. Результаты лабораторных исследований реологических характеристик сшитого полимерного состава / И. Р. Раупов, В. Е. Оприкова // Булатовские чтения. – Краснодар: ООО «Издательский Дом-Юг». – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 63-66.

101. Р Газпром 2-3.3-737-2013. Технологические жидкости для временного блокирования продуктивного пласта в процессе капитального ремонта газовых скважин на месторождениях с аномально-низкими пластовыми давлениями : издание официальное: дата введения 2014-12-30. – Москва : ОАО «Газпром», 2015. – 24 с.

102. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности : издание официальное: дата введения 1999-01-01. – Москва : ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010. – 32 с.

103. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах : издание официальное: дата введения 1997-11-01. – Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 1997. – 92 с.

104. Рогачев М. К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М. К. Рогачев, К. В. Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с. : ISBN 5-8365-0249-8.

105. Рогова, Т. С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Рогова Татьяна Сергеевна. – М., 2007. – 154 с.

106. Российская Федерация. Приказы. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372740/ (дата обращения: 20.12.2021).

107. Рябоконь, С. А. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта / С. А. Рябоконь, А. А. Вольтерс, А. Б. Сурков и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 42 с.

108. Рябоконь, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконь. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [б. и.], 2009. – 338 с. : ISBN 5-902187-01-1.

109. Свидетельство № 2020615617 Российская Федерация. Программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных : № 2020614478 : заявлено 18.05.2020 : опубликовано 27.05.2020 / Раупов И. Р., **Бондаренко А. В.**, Мардашов Д. В.; заявитель СПГУ. – 1 с.

110. Стрижнев, К. В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К. В. Стрижнев. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

111. Тагиров, К. М. Крепление скважин в условиях поглощения и газопроявления / К. М. Тагиров, А. П. Мигуля, В. И. Нифонтов и др. // Газовая промышленность. – М.: ООО «Камелот Пабблишинг». – 2001. – №3. – С. 48-49.

112. Телин, А. Г. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт / А. Г. Телин, М. Э. Хлебникова, В. Х. Сингизова и др. // Вестник инженерингового центра ЮКОС. – Томск: ОАО НК «ЮКОС». – 2002. – №4. – С. 41-45.

113. Токунов, В. И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В. И. Токунов, А. З. Саушин. – М.: Недра, 2004. – 711 с. : ISBN 5-8365-0189-0.

114. Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – М.: Недра, 1980. – 583 с.

115. Швецов, И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И. А. Швецов, В. Н. Манырин. – Самара: Российское представительство АК «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 350 с.

116. Шишков, С. Н. Некоторые аспекты применения жидкостей глушения на основе эмульсий / С. Н. Шишков, В. С. Шишков, В. Н. Кошелев и др. // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть». – 2009. – №6. – С. 25-28.

117. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрамм. – М.: КолосС, 2003. – 312 с. : ISBN 5-9532-0234-2.

118. Ященко, И. Г. Попутный нефтяной газ Западной Сибири / И. Г. Ященко // Булатовские чтения. – Краснодар: ООО «Издательский Дом-Юг». – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 255-261.

119. Almoshin, A. M. A novel polymer nanocomposite graphene based gel for high temperature water shutoff applications / A. M. Almoshin, E. Alsharaeh, A. Fathima and others // Paper SPE 192358. – USA: SPE. – 2018. – 18 p. DOI: 10.2118/192358-MS.

120. Al-Sharji, H. Challenging chemical gas shut off in a fractured carbonate reservoir: case studies / H. Al-Sharji, A. Ehtesham, B. Kosztin and others // Paper SPE 112021. – USA: SPE. – 2008. – 14 p. DOI: 10.2118/112021-MS.

121. **Bondarenko, A. V.** A selection of emulsifiers for preparation of invert emulsion drilling fluids / A. V. Bondarenko, Sh. R. Islamov, D. V. Mardashov // Proceedings of the XV Forum-Contest of Students and Young Researchers Under the Auspices of Unesco: Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 487-494. DOI: 10.1201/9781003014638-2.

122. **Bondarenko, A. V.** Polymer compositions for well killing operation in fractured reservoirs / A. V. Bondarenko, S. R. Islamov, A. F. Gabibov and others // Russia and Germany: partnership and pooling potentials against the backdrop of new global and environmental challenges – Proceedings of Russian – German Raw Materials Conference. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2020. – pp. 45-52. DOI: 10.1201/9781003164395-43.

123. **Bondarenko, A. V.** Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions / A. V. Bondarenko, Sh. R. Islamov, D. V. Mardashov // Proceedings of the Engineering and Mining Geophysics 2019 15th Conference and Exhibition. – Gelendzhik: EAGE Publications, 2019. – pp. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201901759.

124. Borchardt, J.K. Chemicals used in oil-field operations. Oil-field chemistry / J.K. Borchardt. – Washington: American Chemical Society, 1989. – p. 396.

125. Egba, A. N. Evaluation of polymeric water and gas shut-off treatments in oil wells / A. N. Egba, J. A. Ajienka // Paper SPE 189136. – USA: SPE. – 2017. – 16 p. DOI: 10.2118/189136-MS.

126. Eoff, L. S. Shallow penetration particle-gel system for water and gas shutoff applications / L. S. Eoff, E. D. Dalrymple, J. Van Eijden and others // Paper SPE 114885. – USA: SPE. – 2008. – 6 p. DOI: 10.2118/114886-MS.

127. Gales, J.R. Equilibrium swelling and syneresis properties of Xanthan gum-Cr(III) gels / J.R. Gales, T.S. Young, G.P. Willhite and others // SPE Advanced Technology Series. – USA: SPE. – 1994. – Vol. 2. – No. 2. – pp. 190-198. DOI:10.2118/17328-PA.

128. Han, Y. Application of solid free low density micro foam kill fluid in low pressure gas wells / Y. Han, J. Xu, S. Wang // Reservoir Evaluation and Development. – 2015. – Vol. 5. – No. 1. – pp. 58-61.

129. Islamov, Sh. R. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs / Sh. R. Islamov, **A. V. Bondarenko**, G. Yu. Korobov and others // International Journal of Civil Engineering and Technology. – India: IAEME Publication. – 2019. – Vol. 10. – No. 1. – pp. 2697-2713.

130. Islamov, Sh. R. New technology for well killing operations in fractured carbonate reservoirs / Sh. R. Islamov, **A. V. Bondarenko**, D. V. Mardashov // Abstract Book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. – St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2019. – pp. 160-161.

131. Islamov, Sh. R. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs / Sh. R. Islamov, **A. V. Bondarenko**, D. V. Mardashov // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 256-264. DOI: 10.1201/9780429327070-35.

132. Janson, P. E. Structure of the extracellular polysaccharide from *Xanthomonas campestris* / P. E. Janson, Z. Kenne, B. Zindber // Carbohydrate Research. – Netherlands: Elsevier. – 1975. – Vol. 45. – No. 1. – pp. 275-282. DOI: 10.1016/s0008-6215(00)85885-1.

133. Jia, H. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance / H. Jia, X.-Yu Yang, J.-Zh. Zhao // SPE Journal. – USA: SPE. – 2019. – Vol. 24. – No. 4. – pp. 1757-1776.

134. Jia, H. Secondary surface modified laponite-based nanocomposite hydrogel for gas shutoff in wellbore / H. Jia, D.-Sh. Xie, Z. Kang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Netherlands: Elsevier. – 2020. – Vol. 191. – pp. 107-116. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107116.

135. Jia, H. The potential of using Cr³⁺/salt-tolerant polymer gel for well workover in low-temperature reservoir: laboratory investigation and pilot test / H. Jia, H. Chen // SPE Productions & Operations. – USA: SPE. – 2018. – Vol. 33. – No. 03. – pp. 569-582. DOI: 10.2118/189460-PA.

136. Jin, X. Breakdown pressure determination – A fracture mechanics approach / X. Jin, S. N. Shah, J-C. Roegiers and others // Paper SPE 166434. – USA: SPE. – 2013. – 18 p. DOI: 10.2118/166434-MS.

137. Kabir, A. H. Chemical water & gas shutoff technology – An overview / A. H. Kabir // Paper SPE 72119. – USA: SPE. – 2001. – 14 p. DOI: 10.2118/72119-MS.

138. Mebratu, A. Annular barrier re-establishment using a long-life, high-strength polymer gel system / A. Mebratu, B. Nerland, T. Kleppan // Paper SPE 86547. – USA: SPE. – 2004. – 9 p. DOI: 10.2118/86547-MS.

139. Melton, L. D. Covalent structure of the extracellular polysaccharide from *Xanthomonas campestris*: evidence from partial hydrolysis studies / L. D. Melton, L. Mindt, D. A. Rees and others // Carbohydrate Research. – Netherlands: Elsevier. – 1976. – Vol. 46. – pp. 245-254. DOI: 10.1016/s0008-6215(00)84296-2.

140. Okromelidze, G. V. Method of well-killing operation by using visco-elastic gels with controllable destruction terms / G. V. Okromelidze, O. V. Garshina, I. L. Nekrasova and others // Paper SPE 171302. – USA: SPE. – 2014. – 12 p. DOI: 10.2118/171302-MS.

141. Pan, L. A novel foamy well killing fluid for low-pressure gas reservoirs in Tarim basin, China / L. Pan, H. Liu, W. Long and others // Paper SPE IPTC-21434. – USA: SPE. – 2021. – 13 p. DOI: 10.2523/IPTC-21434-MS.

142. Patent No. 7124822 USA, IPC E21B 43/04 (2006.01), E21B 37/00 (2006.01), E21B 43/25 (2006.01). Foamed completion fluids and methods : No. 20060090896 : filed 02.11.2004 : published 05.05.2006 / Chatterji J., Nguyen P. D., King K. L. – 4 p.

143. Romero-Zeron, L. B. The effect of wettability and pore geometry on foamed-gel-blockage performance / L. B. Romero-Zeron, A. Kantzas // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – USA: SPE. – 2007. – Vol. 10. – No. 2. – pp. 150-163. DOI: 10.2118/89388-MS.

144. Saifullin E. R. Laboratory studies for design of a foam pilot for reducing gas channeling from gas cap in production well in Messoyakhskoye field / E. R. Saifullin, C. Yuan, M. V. Zvada // Paper SPE 206435. – USA: SPE. – 2021. – 16 p. DOI: 10.2118/206435-MS.

145. Samuel, M. A new solids-free non-damaging high temperature lost-circulation pill: development and first field applications / M. Samuel, R. Marcinew, M. Al-Harbi and others // Paper SPE 81494. – USA: SPE. – 2003. – 12 p. DOI: 10.2118/81494-MS.

146. Skauge, A. Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs / A. Skauge, M. G. Aarra, P. A. Ormehaug and others // Paper SPE 197640. – USA: SPE. – 2019. – 13 p. DOI: 10.2118/197640-MS.

147. Sun, X. Understanding the plugging performance of HPAM-Cr(III) polymer gel for CO₂ conformance control / X. Sun, B. Bai, A. K. Alhuraishawy and others // SPE Journal. – USA: SPE. – 2019. – 6 p. DOI: 10.7122/CMTC-556840-MS.

148. Tsau, J. S. Re-formation of xanthan/chromium gels after shear degradation / J. S. Tsau, J. T. Liang, A. D. Hill and others // SPE Reservoir Engineering. – USA: SPE. – 1992. – Vol. 7. – No. 1. – pp. 21-28. DOI:10.2118/18506-PA.

149. Wang, J. Piston-like plugging of fuzzy-ball workover fluids for controlling and killing lost circulation of gas wells / J. Wang, L. Zheng, Y. Zhang and others //

Natural Gas Industry B. – USA: Directory of Open Access Journals. – 2016. – Vol. 3. – No. 1. – pp. 77-81. DOI: 10.1016/j.ngib.2015.12.011.

150. Yudhowijoyo, A. Developing nanocomposite gels from biopolymers for leakage control in oil and gas wells / A. Yudhowijoyo, R. Rafati, A. Sh. Haddad and others // Paper SPE 195765. – USA: SPE. – 2019. – 12 p. DOI: 10.2118/195765-MS.

151. Zang, J. An analytical model of foam resistance factor in gas foam flooding / J. Zang, X. Li, Z. Chen and others // Paper SPE 178339. – USA: SPE. – 2015. – 12 p. DOI: 10.2118/178339-MS.

152. Zhao, G. Enhanced foam stability by adding comb polymer gel for in-depth profile control in high temperature reservoirs / G. Zhao, C. Dai, Y. Zhang and others // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2015. – Vol. 482. – pp. 115-124. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2015.04.041.

153. Zhu, D. Evaluation of terpolymer-gel systems crosslinked by polyethylenimine for conformance improvement in high-temperature reservoirs / D. Zhu, J. Hou, Y. Chen and others // SPE Journal. – USA: SPE. – 2019. – Vol. 24. – No. 4. – pp. 1726-1740. DOI: 10.2118/194004-PA.

154. Zoback, M.D. Reservoir geomechanics / M.D. Zoback. – California: Cambridge University Press, 2007. – 449 p. : ISBN: 9780511586477.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2757626

БЛОКИРУЮЩИЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ СОСТАВ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Бондаренко Антон Владимирович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU), Исламов Шамиль Расихович (RU)*

Заявка № 2021112796

Приоритет изобретения **30 апреля 2021 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **19 октября 2021 г.**

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает **30 апреля 2041 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ишаев



ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2749773

**СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГАЗОУДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ
СОСТАВОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ
РЕМОНТЕ СКВАЖИН**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Бондаренко Антон Владимирович (RU), Мардаинов Дмитрий Владимирович (RU), Кунишин Андрей Андреевич (RU)*

Заявка № 2020139115

Приоритет изобретения **30 ноября 2020 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **16 июня 2021 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **30 ноября 2040 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020615617

ПРОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ
НА ОСНОВЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Раупов Инзир Рамилевич (RU), Бондаренко Антон
Владимирович (RU), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614478

Дата поступления 18 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 27 мая 2020 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акт внедрения (Санкт-Петербургский горный университет)



УТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной
деятельности Горного университета

Д.Г. Петраков

« 01 » 2022 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Бондаренко Антона Владимировича «Обоснование технологии глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором при подземном ремонте», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в учебный процесс федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

Разработанный автором стенд для исследования газодерживающей способности блокирующих составов, применяемых при подземном ремонте скважин, а также программа для расчета технологических параметров закачки жидкости в скважину на основе реологических данных используются на практических и лабораторных занятиях при обучении студентов по направлениям подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии» в рамках изучения дисциплины «Текущий и капитальный ремонт скважин».

В ходе практических и лабораторных занятий студенты осваивают методы математического моделирования для обоснования выбора режима закачки неньютоновских жидкостей в скважину, учатся определять их основные технологические параметры по предложенному в диссертационном исследовании алгоритму, а также знакомятся с методиками проведения реологических исследований, изучения газоблокирующих свойств технологических жидкостей с использованием лабораторного стенда, представляющего собой модель скважины.

Декан нефтегазового
факультета, к.т.н., доц.

Д.С. Тананыхин

Заведующий кафедрой
РНГМ, к.т.н., доц.

Д.В. Мардашов