

*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*

**Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2022

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет».

**Научный руководитель:**

кандидат технических наук, доцент

*Мардашов Дмитрий Владимирович*

**Официальные оппоненты:**

*Зейгман Юрий Вениаминович*

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, заведующий кафедрой;

*Литвин Владимир Тарасович*

кандидат технических наук, общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Снабжение», руководитель направления.

**Ведущая организация** – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара.

Защита диссертации состоится 14 июня 2022 г. в 15:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2022.2 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, ауд. № 1171а.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru).

Автореферат разослан 14 апреля 2022 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН  
Дмитрий Сергеевич

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

На сегодняшний день многие месторождения нефти и газа Российской Федерации находятся на завершающей стадии разработки, когда подземный ремонт скважин является частой операцией. Для безопасного выполнения ремонтных работ закачка жидкости глушения в скважину оказывается необходимым условием для 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 водно-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 газа от призабойной зоны скважины вглубь пласта. В результате наблюдается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) 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 в нефтяной пласт из газовой шапки, 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., Глушенко 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., Рябоконт 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 фильтрации 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 регулируемыми 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 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 интервал перфорации за расчетный промежуток 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 напротив интервала перфорации и в поровом пространстве терригенных пород-коллекторов ПЗП временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера и регулятора времени его сшивки.

**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.

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.

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

4. Предложен и запатентован алгоритм (программа для ЭВМ №2020615617) контроля процесса закачки блокирующих составов в скважину, основанный на данных их реологических исследований 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.

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 «Нефтегазовая техника и технологии» Санкт-Петербургского горного университета.

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

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 шитую 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 напротив интервала 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 8 международных и всероссийских научно-технических конференциях, в том числе за последние 3 года принято участие в 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.).

**Личный вклад автора.** Сформулированы задачи исследований; разработана методика расчета технологических параметров; проведены экспериментальные исследования; выполнена интерпретация полученных результатов, сформулированы основные выводы.

**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.

#### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приведена общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цель, идея и задачи, изложены научная новизна и защищаемые научные положения, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования.

**В первой главе** представлен обобщенный анализ мирового опыта глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора, установлена область эффективного применения ЖГС в зависимости от геолого-физических условий разработки месторожде-

ний, а также описаны преимущества и недостатки применения различных типов блокирующих составов. Рассмотрены основные причины ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП добывающих скважин и требования, предъявляемые к ТЖ при глушении перед подземным ремонтом. Изучены существующие методы определения газодерживающей способности блокирующих составов для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

Промысловый опыт свидетельствует о том, что на многих месторождениях Западной Сибири с терригенным коллектором, высоким газовым фактором и повышенной пластовой температурой при подготовке скважин к подземному ремонту при их глушении возникает проблема прорыва углеводородного газа. Стоит подчеркнуть, что указанная проблема крайне актуальна не только в данном регионе, но и на других месторождениях РФ. Отсутствие эффективных рецептур ЖГС и блокирующих составов является причиной использования в больших объемах закачиваемых в скважину ТЖ, что в конечном счете приводит к значительному ухудшению проницаемости ПЗП, снижению продуктивности скважин, увеличению времени их вывода на режим эксплуатации после освоения и, как следствие, удорожанию ремонтных работ.

Все вышеперечисленное указывает на актуальность работ, связанных с разработкой эффективных технологий глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора, обеспечивающих предотвращение прорыва углеводородного газа и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП.

**Во второй главе** представлено описание лабораторного оборудования и методик проведения экспериментальных исследований, использованных при изучении свойств блокирующих составов для обоснования технологии глушения нефтяных скважин перед их подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

Лабораторные исследования проводились по программе, которая включала этапы по определению физико-химических (плотность, термостабильность, коррозионная активность, смешиваемость с пластовыми флюидами, деструкция), реологических (вязкость, напряжение сдвига, время гелеобразования) и фильтрационных свойств составов ТЖ. Указанные исследования выполнялись на современном высокоточном оборудовании лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета.

Исследование механизма прорыва газа через блокирующие составы проводилось с использованием прозрачного мерного цилиндра (рисунок 1, а). Изучение механизма формирования изолирующего

экрана осуществлялось на разработанном автором экспериментальном стенде (рисунок 1, б), представляющим собой макет скважины и позволяющим оценивать газодерживающую способность блокирующих составов для различных типов окончаний скважин (вертикальные и горизонтальные) и условий притока пластового флюида.

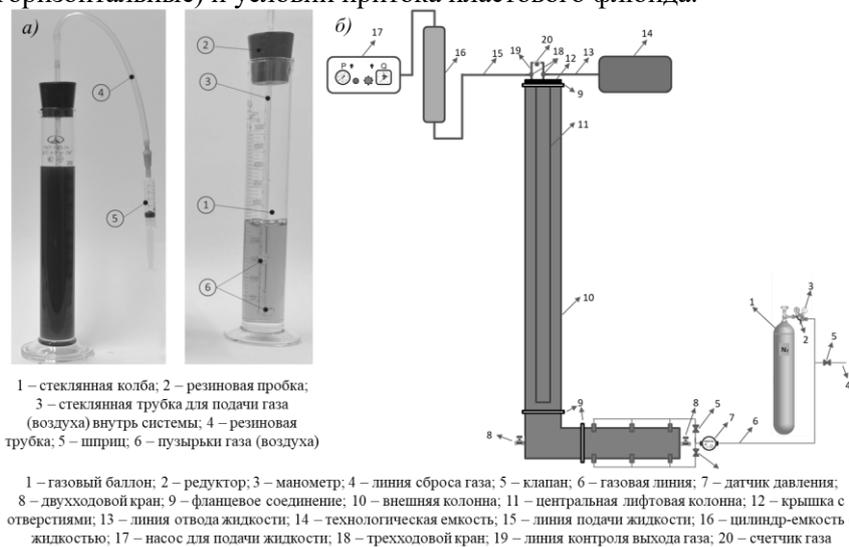


Рисунок 1 – Стеновый комплекс по оценке газодерживающей способности ТЖ при моделировании глушения нефтяной скважины в условиях высокого газового фактора: а) изучение механизма прорыва газа; б) изучение механизма формирования изолирующего экрана

**В третьей главе** представлены результаты экспериментальных исследований по изучению физико-химических, реологических, газодерживающих и фильтрационных свойств разработанного блокирующего биополимерного состава для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора.

Разработанный блокирующий состав представляет собой сшитую полимерную систему, структурированную ацетатом хрома. С целью контроля времени сшивки в полимерный состав введен регулятор гелеобразования, представляющий собой водно-спиртовой раствор органических комплексонов. Для разработанного состава предложено условное название БПС (биополимерный состав). После приготовления данный состав представляет собой стойкую, однородную, вязкоупругую жидкость зеленого цвета с регулируемыми реологическими характеристиками (вязкость, напряжение сдвига).

В качестве исходных компонентов при подборе рецептуры разрабатываемого БПС использовались: водорастворимый органический полимер – ксантановая камедь; неорганический сшивающий агент – ацетат хрома; регулятор гелеобразования – 2-Меркаптоэтанол. Компоненты состава БПС являются доступными и недорогостоящими реагентами отечественного производства.

Первоочередной задачей при разработке рецептуры блокирующего состава являлся подбор оптимальной концентрации ксантановой камеди. В результате проведенных реологических исследований было установлено, что наиболее оптимальной концентрацией ксантановой камеди в составе БПС является 0,5-1,0 % масс., а сшивателя 0,15 % масс. В дальнейшем по рекомендованным концентрациям полимера и сшивателя оценивалась величина их эффективной вязкости после сшивки при пластовой температуре (80 °С). Полученные результаты (рисунок 2) показали, что при увеличении концентрации ксантановой камеди (от 0,5 до 1,0 % масс.) наблюдается рост вязкости биополимерного состава (от 2330 до 3290 мПа·с при 80 °С и скорости сдвига 171 с<sup>-1</sup>). Дальнейшее увеличение содержания полимера в составе БПС приводит к существенному росту его вязкости, что может привести к осложнениям при его закачке в скважину и продавливания в интервал перфорации.

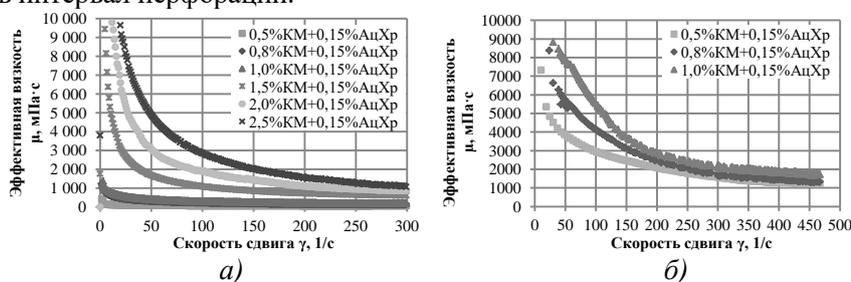


Рисунок 2 – Зависимость эффективной вязкости БПС при различном содержании полимера от скорости сдвига: а) при 20 °С; б) при 80 °С

С целью разработки рекомендаций по регулированию времени гелеобразования БПС были проведены лабораторные исследования, позволившие установить зависимость изменения времени сшивки блокирующего состава от концентрации 2-Меркаптоэтанол при 60 и 80 °С (рисунок 3). Изменение концентрации регулятора времени сшивки (от 0,12 до 0,65 % масс.) в БПС обусловлено необходимостью достижения его требуемой скорости гелеобразования для успешной доставки в шитом состоянии в интервал установки и, тем самым,

предотвращения интенсивной фильтрации данного состава в ПЗП и образования каналов фильтрации газа на этапе набора его вязкости.



Рисунок 3 – Зависимость времени гелеобразования БПС от концентрации регулятора времени сшивки и температуры (60 и 80 °С)

В результате проведенного комплекса лабораторных исследований была рекомендована следующая рецептура состава БПС, % масс.: ксантановая камедь – 0,5-1,0; ацетат хрома – 0,15; 2-Меркаптоэтанол – 0,12-0,65. Данный состав термостабилен при 80 °С в течение 10 суток, не смешиваем с нефтью и пластовой водой и обладает низкой коррозионной активностью (0,117-0,125 мм/год).

Оценка газоблокирующей способности БПС в сравнении с другими типами ТЖ (эмульсионными, линейными гелями и сшитыми полимерными системами) различных производителей при моделировании прорыва газа из пласта в скважину осуществлялась с использованием специально разработанного экспериментального стенда (см. рисунок 1). В ходе лабораторных исследований было установлено, что наиболее эффективно в сравнении с другими типами ТЖ блокирует газ БПС (таблица 1). Причем при моделировании процесса продавливания БПС в ПЗП наблюдался рост градиента давления прорыва газа с  $(0,06-0,12) \cdot 10^5$  до  $(0,11-0,27) \cdot 10^5$  Па/м.

Таблица 1 – Результаты определения газодерживающей способности блокирующих составов

Блокирующий состав	Эффективная вязкость, мПа·с	Предельное напряжение сдвига, Па	Градиент давления прорыва газа, $\times 10^5$ Па/м
Сшитая полимерная композиция (БП №12)	4970	528	0,12
Полимер. состав с внутр. дестр-ом (БП №13)	2460	129	0,05
Гидрофобная эмульсия (БП №15)	399	39,8	0
0,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12% МЭ	2330	95,8	0,06
0,8 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12% МЭ	2940	157	0,08
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12% МЭ	3290	215	0,12
2,5 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12% МЭ	9580	684	0,17

В процессе исследования полимерных составов был установлен механизм прорыва газа, заключающийся в формировании в про-

цессе сшивки в объеме ТЖ каналов фильтрации газа, которые после завершения процесса гелеобразования сохраняли свою структуру и являлись причиной повторных прорывов газа при низких давлениях. Такой эффект можно объяснить недостаточной вязкостью блокирующего состава и длительным временем его гелеобразования. В тоже время у разработанного БПС (0,5-1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ), благодаря высокой подвижности и повышенной скорости гелеобразования, образующиеся в начале эксперимента каналы фильтрации газа быстро схлопывались, не давая новым его порциям прорваться через блок-пачку. В процессе сшивки БПС последующие пузырьки газа задерживались в разных частях объема состава.

В результате проведенных исследований был установлен механизм формирования разработанным блокирующим биополимерным составом газонепроницаемого экрана, заключающийся в создании напротив интервала перфорации временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера и глубины продавливания в ПЗП, что позволит выдерживать высокие значения газового фактора. При этом для предотвращения образования каналов фильтрации газа в объеме ТЖ на этапе её сшивки необходимо проводить предварительный подбор концентрации регулятора времени гелеобразования.

В ходе экспериментов также установлено, что при увеличении эффективной вязкости и предельного напряжения сдвига (ПНС) блокирующих составов наблюдается рост величины градиента давления прорыва газа. При имитации процесса продавливания блокирующих составов в ПЗП их газоудерживающие свойства повышались более чем в 2 раза (рисунок 4).

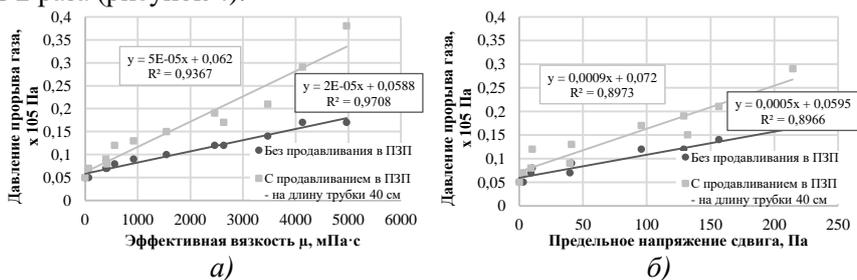


Рисунок 4 – Зависимость давления прорыва газа от: а) эффективной вязкости и б) ПНС блокирующих составов

В результате проведенных исследований определены основные свойства разработанного блокирующего состава БПС с различной

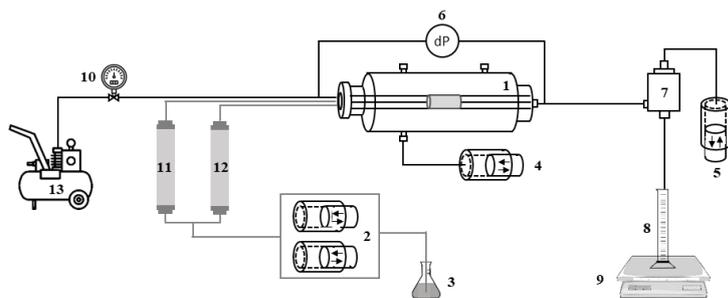
рецептурой приготовления (таблица 2). Данный состав удовлетворяет требованиям, предъявляемым к ЖГС, что свидетельствует о его применимости в процессе глушения нефтяных скважин в условиях высокого газового фактора.

Таблица 2 – Основные физико-химические, реологические и газоудерживающие свойства БПС

Наименование параметра	Значение в зависимости от конц. ксантановой камеди, % масс.			
	0,5	0,8	1,0	
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	985	997	998	
Термостабильность при 80 °С в течение 10 суток	стабилен			
Скорость коррозии стали марки Ст.20, мм/год	0,117	0,125	0,125	
Смешиваемость с пластowymi флюидами	не смешиваем			
Время деструкции при воздействии 6 % масс. HCl, час	17	24	24	
Эффективная вязкость ( $\gamma = 171 \text{ с}^{-1}$ ), мПа·с	до сшивки	66,3	161	241
	после сшивки	2330	2940	3290
Критическое напряжение сдвига, Па	0,94	1,94	2,42	
Предельное напряжение сдвига, Па	95,8	157	215	
Газоудерживающая способность, $\times 10^5$ Па/м	без продавливания в ПЗП	0,06	0,08	0,12
	с продавливанием в ПЗП	0,12	0,17	0,27

Исследование влияния блокирующих составов на фильтрационные характеристики поровых терригенных пород-коллекторов проводилось на специализированной фильтрационной установке. На рисунке 5 представлена принципиальная схема работы стенда для проведения фильтрационных экспериментов при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин в термобарических пластовых условиях с использованием блокирующих составов.

В результате проведенных фильтрационных исследований (таблица 3) установлено, что для условий порового терригенного коллектора с целью предотвращения прорыва газа и сохранения фильтрационных характеристик ПЗП рекомендуется применение БПС с содержанием ксантановой камеди 0,5-1,0 % масс. Данная рецептура БПС оказала наименее негативное воздействие на фильтрационные характеристики керна за счет образования в торцевой зоне полимерного слоя, препятствующего дальнейшей фильтрации ЖГС в поровое пространство. Кроме того, указанные композиции обладают достаточно низким значением градиента давления начала фильтрации нефти при моделировании освоения скважины.



1 – кернодержатель; 2 – двухцилиндровая насосная система; 3 – емкость с гидравлической жидкостью; 4 – поршневой насос для давления обжима; 5 – поршневой насос для порового давления; 6 – датчик перепада давления; 7 – регулятор противодавления; 8 – измерительный цилиндр; 9 – весы; 10 – датчик давления; 11-12 – поршневые жидкостные цилиндры; 13 – газовый генератор

Рисунок 5 – Принципиальная схема стенда для проведения фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения (с имитацией процесса прорыва газа) и освоения нефтяных скважин  
Таблица 3 – Результаты фильтрационных исследований блокирующих составов

Блокирующий состав	Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %	Предельный градиент давления прорыва газа, $\times 10^5$ Па/м
2,5% КМ + 0,15% АцХр + 0,06% МЭ	-91,1	123
0,5% КМ + 0,15% АцХр + 0,12% МЭ	-6,80	35,6
0,8% КМ + 0,15% АцХр + 0,12% МЭ	-6,40	41,0
1,0 % КМ + 0,15 % АцХр + 0,12 % МЭ	-10,0	52,0
Сшитая полимерная композиция (БП №12)	-20,4	24,3
Полимер. состав с внутр. дестр-ом (БП №13)	-17,0	16,4
Гидрофобная эмульсия (БП №15)	-51,3	20,4

В четвертой главе приведено обоснование технологии глушения и освоения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях высокого газового фактора с применением разработанного блокирующего состава БПС.

Сведения об областях эффективного применения различных рецептур разработанного БПС представлены в таблице 4.

Технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением разработанного блокирующего состава БПС заключается в перекрытии им интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП с целью создания газонепроницаемого блокирующего экрана на входе в поровое пространство пород-коллекторов и в прискважинной зоне за счет использования в составе БПС правильно подобранной концентрации ксантановой камеди и регулятора времени гелеобразования. Сформированный блокиру-

ющий экран предотвращает поступление ЖГС в ПЗП, обеспечивая сохранение продуктивности скважины и ускорение процесса её последующего освоения и вывода на доремонтный режим эксплуатации. Скважинное пространство над блокирующей композицией БПС может быть заполнено водным раствором NaCl или CaCl<sub>2</sub> необходимой плотности для создания требуемого противодавления на пласт.

Таблица 4 – Область эффективного применения БПС

Показатель	Разработанный состав		
	БПС №1	БПС №2	БПС №3
Конц. ксантановой камеди, % масс.	0,5	0,8	1,0
Конц. ацетата хрома, % масс.	0,15		
Конц. 2-Меркаптоэтанола, % масс.	0,12-0,65		
Тип коллектора	Терригенный		
Тип пустотного пространства	Поровый		
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	до 150-220	до 170-250	до 200-300
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП		

Расчет технологических параметров закачки в скважину неньютоновских жидкостей при глушении перед подземным ремонтом в зависимости от заданных геолого-физических условий может производиться с помощью разработанной специализированной программы для ЭВМ с возможностью её использования на промысле (рисунок 6).

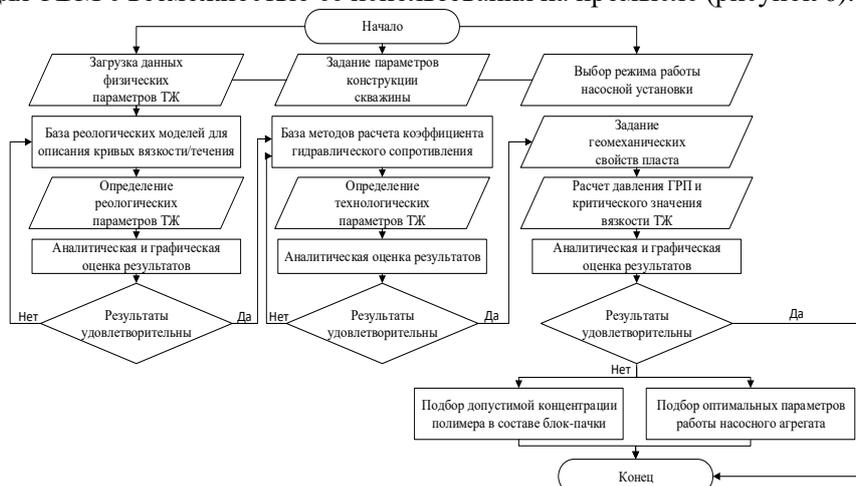


Рисунок 6 – Блок-схема алгоритма расчета технологических параметров процесса закачки неньютоновских жидкостей в скважину при её глушении перед подземным ремонтом

При освоении скважины после ремонта для снижения негативного влияния полимерного состава на ПЗП и нефтегазопромысловое оборудование рекомендуется использование установок электроцентробежных насосов для откачки ЖГС в технологическую емкость с последующим проведением соляно-кислотной ванны с целью растворения полимерного геля.

Результаты оценки технико-экономической эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением разработанного состава БПС показали высокую эффективность в сравнении с традиционно применяемыми эмульсионными и полимерными растворами. Реализация технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением блокирующей композиции БПС в условиях высокого газового фактора позволит предотвратить прорыв газа, сохранить дебиты скважин по нефти и сократить сроки освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации. Анализ экономической эффективности предлагаемой технологии глушения на примере одной из нефтяных скважин показал, что чистая прибыль за счет повышения эффективности глушения и сокращения затрат на его проведение может составить 791 тыс. руб. При этом разработанный БПС окупается при первом его использовании в случае успешного глушения нефтяной скважины с высоким газовым фактором.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое 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 (0,5-1,0 % масс.), структурированную ацетатом хрома (0,15 % масс.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0,12-0,65 % масс.) (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 66 до 241 мПа·с до сшивки и от 2330 до 3290 мПа·с после сшивки при скорости сдвига  $171 \text{ с}^{-1}$ ); термостабильностью (до 80 °С) в течение 10 суток; не смешиваемостью с нефтью и пластовой водой, что позволяет исключить необходимость дополнительного использования буферных пачек; низкой коррозионной активностью (0,117-0,125 мм/год); 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 перфорации. 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 на входе и в поровом пространстве полимерного слоя, препятствующего дальнейшему проникновению ТЖ в ПЗП. При необходимости БПС может быть разрушен водным раствором 6 %-ой соляной кислоты, что 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 с целью снижения риска поглощения ТЖ пластом и последующего прорыва 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, заключающаяся в частичном его продавливании в ПЗП. Технико-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 разработанных 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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

*Публикации в изданиях из Перечня ВАК:*

1. **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. – 2020. – Т. 20. – №1. – С. 37-48.

*Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:*

2. **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.

3. **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.

4. 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.

5. **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.

6. 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.

*Патенты:*

7. 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.

8. Патент № 2757626 Российская Федерация, МПК C09K 8/035 (2006.01), C09K 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.

9. 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.