

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Бязров Роман Русланович



ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ
ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА

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
Подопригора Д.Г.

Санкт-Петербург - 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	12
1.1 Текущее состояние разработки объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна	12
1.2 Краткая характеристика объекта исследования.....	15
1.3 Анализ технологий ФХМУН, основанных на закачке большеобъемных оторочек химических композиций	17
1.4 Описание технологии заводнения с использованием полимеров, ПАВ и щелочей	20
1.5 Критерии применимости технологии и рекомендации к выбору опытного участка для заводнения с использованием ПАВ-полимерного состава.....	46
1.6 Выводы по Главе 1	49
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕАГЕНТОВ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	50
2.1 Предварительный подбор химических реагентов	50
2.2 Описание свойств и состава, используемых в исследованиях воды и нефти...	54
2.3 Тестирование полимерных составов.....	55
2.3.1 Определение содержания основного вещества.....	55
2.3.2 Определение характеристической вязкости, степени гидролиза и молекулярной массы	56
2.3.3 Определение времени растворения полимеров	58
2.3.4 Определение зависимости эффективной вязкости полимерных растворов от скорости сдвига при различных концентрациях.....	58
2.3.5 Определение статической адсорбции полимеров.....	59
2.3.6 Определение механической деструкции полимерных растворов.....	60
2.3.7 Определение долгосрочной стабильности полимерных растворов.....	61
2.3.8 Определение фильтрационных характеристик полимерных составов.....	61

2.4 Методика исследований ПАВ.....	64
2.4.1 Оценка растворимости ПАВ	64
2.4.2 Исследования фазового поведения водных растворов ПАВ и нефти на предмет возможности образования эмульсии	64
2.4.3 Определение межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ-нефть» при различной концентрации ПАВ	65
2.4.4 Оценка влияния температуры и минерализации системы на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть»	67
2.5 Исследования ПАВ-полимерных композиций.....	67
2.5.1 Оценка влияния концентрации ПАВ и полимера на основные свойства химической композиции.....	67
2.5.2 Фильтрационные исследования.....	67
2.6 Выводы по Главе 2	69
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ....	70
3.1 Результаты исследования образцов полимеров	70
3.1.1 Определение содержания основного вещества.....	70
3.1.2 Определение характеристической вязкости и молекулярной массы полимеров	70
3.1.3 Определение времени растворения в воде	73
3.1.4 Определение зависимости эффективной вязкости полимерного раствора от скорости сдвига	75
3.1.5 Определение механической деструкции полимерных растворов.....	83
3.1.6 Определение статической адсорбции полимеров.....	85
3.1.7 Определение долгосрочной стабильности полимеров.....	87
3.1.8 Результаты определения фильтрационных характеристик полимерных растворов	92
3.2 Результаты исследования ПАВ.....	103
3.2.1 Оценка растворимости ПАВ в минерализованной воде	103
3.2.2 Оценка фазового поведения системы «водный раствор ПАВ-нефть»	105

3.2.3 Оценка межфазного натяжения растворов ПАВ на границе с нефтью	108
3.2.4 Исследования статической адсорбции ПАВ	110
3.2.5 Оценка влияния минерализации и температуры системы на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть»	112
3.3 Результаты тестирования ПАВ-полимерных составов	115
3.3.1 Влияние концентрации лауретсульфат натрия на вязкость ПАВ-полимерного состава	115
3.4 Выводы по Главе 3	119
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА	120
4.1 Фильтрационные исследования ПАВ-полимерного состава на образцах керна объекта исследования	120
4.2 Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти разработанным ПАВ-полимерным составом	125
4.3 Описание технологии закачки ПАВ-полимерного состава	130
4.4 Оборудование, используемое для технологии заводнения с использованием ПАВ-полимерного состава	130
4.5 Выводы по Главе 4	133
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	135
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	137
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ А Потенциальные границы применимости химического заводнения по оценкам различных авторов	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	157
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт внедрения ООО «ПМ-ГРУПП»	158

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Для России ключевую роль в формировании сырьевой базы жидких углеводородов играет Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП), на долю которой приходится около $2/3$ запасов нефти и конденсата страны. На сегодняшний день большинство месторождений вышеуказанной провинции перешло на позднюю стадию разработки, характерными особенностями которой является высокая степень обводненности добываемой продукции, низкий уровень отбора от начальных извлекаемых запасов и низкий темп разработки. Одним из таких активов, находящемся на стадии доизвлечения в Западно-Сибирской НГП, являются залежи с неоднородными терригенными породами-коллекторами, приуроченные к алымской и ванденской свитам.

Разработка подавляющего большинства подобных объектов осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) за счет непрерывной закачки воды в пласт через нагнетательные скважины. Однако эффективность традиционного заводнения залежей с неоднородными терригенными коллекторами с точки зрения полноты извлечения нефти до сих пор оценивается как неудовлетворительная.

Для увеличения степени выработки запасов на действующих месторождениях могут применяться различные технологии увеличения нефтеотдачи пластов, часть из которых направлена на повышение вытесняющей и отмывающей способности воды, в первую очередь за счет добавления в неё различных химических реагентов. Такие методы принято называть физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи, среди которых можно выделить следующие основные виды: полимерное, ПАВ-полимерное и щелочь-ПАВ-полимерное заводнение.

Внедрение подобных технологий требует индивидуального подхода при разработке химического состава, совместимого с пластовыми флюидами и горной породой, сохраняющего свои основные свойства в условиях пласта, а также обеспечивающего наибольший эффект с точки зрения полноты извлечения нефти.

В связи с этим актуальным становится обоснование применения технологии химического заводнения залежей с неоднородными терригенными породами-коллекторами.

Степень разработанности темы исследования

На разных этапах развития нефтегазовой отрасли в решение проблем, связанных с разработкой и совершенствованием физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, существенный вклад внесли такие видные деятели науки и промышленности, как Л.К. Алтунина, В.Е. Андреев, Г.А. Бабалян, Ю.П. Борисов, М.Д. Валеев, В.Е. Гавура, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов, А.Т. Горбунов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, С.А. Жданов, Ю.В. Зейгман, Р.Р. Ибатуллин, Л.Е. Ленченкова, И.Л. Мархасин, Н.Н. Михайлов, М.Х. Мусабилов, Г.А. Орлов, М.К. Рогачев, П.А. Ребиндер, Н.М. Саркисов, М.Н. Саттаров, В.А. Стрижнев, К.В. Стрижнев, М.Л. Сургучев, А.Г. Телин, В.Г. Уметбаев, Р.Н. Фахретдинов, А.Я. Хавкин, Р.С. Хисамов, И.А. Швецов, И.Н. Шустеф, E. Delamade, R. Seright, A. Thomas и многие другие исследователи.

Объект исследования - нефтесодержащие пласты с неоднородными терригенными коллекторами алымской и ванденской свит (группа пластов АВ) Западно-Сибирской НГП на поздней стадии разработки с искусственным заводнением.

Предмет исследования – физико-химические и гидродинамические процессы в объекте исследования.

Цель работы – повышение степени извлечения нефти из неоднородных терригенных коллекторов при их заводнении.

Идея работы - внедрение технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты, основанной на закачке разработанного ПАВ-полимерного состава.

Задачи исследования:

1. Проанализировать особенности разработки неоднородных терригенных коллекторов, а также физико-химические методы увеличения нефтеотдачи на таких объектах.

2. Провести литературно-патентный анализ отечественного и мирового опыта исследований и реализации ПАВ-полимерного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов.

3. Разработать и обосновать программу проведения лабораторных исследований ПАВ-полимерных составов для неоднородных терригенных коллекторов.

4. Разработать химический состав для заводнения неоднородных терригенных коллекторов.

5. Исследовать физико-химические, реологические и фильтрационные свойств разработанного состава.

6. Показать эффективность разработанного состава на физической и гидродинамической моделях объекта исследования.

7. Обосновать технологию заводнения неоднородных терригенных коллекторов с использованием предлагаемого состава.

Научная новизна работы:

1. Установлена зависимость изменения физико-химических и реологических свойств ПАВ-полимерного состава, представляющего собой водный раствор смеси анионного ПАВ (лауретсульфат натрия) и частично-гидролизованного полиакриламида, включающего мономерные сульфонированные добавки, от концентрации входящих в состав компонентов, что позволило разработать оптимальный ПАВ-полимерный состав на основе модели закачиваемой в пласт воды системы ППД (ПАВ-0,7 % масс., полимер-0,175 % масс.).

2. Установлено, что добавление анионного ПАВ (лауретсульфат натрия) и частично-гидролизованного полиакриламида, включающего мономерные сульфонированные добавки, к закачиваемой в пласт воде системы ППД приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти из модели неоднородных терригенных коллекторов до 0,164 д.ед.

Соответствие паспорту специальности:

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений по пунктам:

«2. Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода.

3. Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов.»

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Обоснован научно-методический подход к разработке ПАВ-полимерных составов для повышения нефтеотдачи неоднородных терригенных коллекторов, включающий выбор компонентов состава с учетом уточненного механизма их взаимодействия между собой и совместного влияния на процесс извлечения нефти из таких коллекторов при искусственном заводнении.

2. Создана программа лабораторных исследований по разработке и тестированию свойств ПАВ-полимерных составов, используемых для заводнения неоднородных терригенных коллекторов.

3. Разработан состав, представляющий собой водный раствор частично-гидролизованного полиакриламида и анионного ПАВ, предназначенный для применения при искусственном заводнении неоднородных терригенных коллекторов с целью повышения их нефтеотдачи.

4. Обоснована и рекомендована к промышленному внедрению на нефтяных месторождениях с неоднородными терригенными коллекторами технология физико-химического воздействия на нефтяной пласт, основанная на закачке через нагнетательные скважины системы ППД разработанного состава.

5. Разработана программа для ЭВМ «Программа расчета основных технологических показателей разработки при внедрении технологии полимерного заводнения» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025664186, Приложение Б).

6. Материалы и результаты работы были использованы в деятельности компании ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации работ в рамках проектов полимерного и ПАВ-полимерного заводнения (акт внедрения от 28.05.2024, Приложение В).

Методология и методы исследования:

Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических исследований, а также со стандартными и разработанными методиками проведения экспериментальных исследований (исследование физических и реологических свойств полимерных и ПАВ-полимерных составов, физическое моделирование процесса вытеснения нефти полимерными и ПАВ-полимерными составами). Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Добавление анионного ПАВ (лауретсульфат натрия) в концентрации до 0,7 % масс. и частично-гидролизованного полиакриламида, включающего мономерные сульфонированные добавки в концентрации до 0,175 % масс., улучшает физико-химические и реологические свойства модели закачиваемой в пласт воды системы ППД (снижает межфазное натяжение на границе с нефтью до уровня 10^{-2} мН/м; увеличивает эффективную вязкость до 10 раз), что позволило рекомендовать получаемый таким образом состав для повышения эффективности заводнения неоднородных терригенных коллекторов.

2. Выявленная с помощью физического и гидродинамического моделирования способность разработанного состава повышать нефтеотдачу моделей пласта позволила обосновать технологию извлечения остаточной нефти при заводнении неоднородных терригенных коллекторов.

Степень достоверности результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с применением современного высокоточного оборудования комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, достаточной сходимостью расчетных и экспериментальных данных и воспроизводимостью полученных результатов. Полученные результаты апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация диссертационного исследования проведена на 9 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 6 международных. За последние 3 года принято участие в 6 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных:

1. Международной практической конференции «Heavy Oil» (2022 г., г. Самара.);
2. Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (15-17 ноября 2022 г., г. Санкт-Петербург);
3. XXVII International conference for Students and Young Researchers: «Perfect Education – The key to success in oil and gas production» (29 апреля 2023 г., г. Баку, Азербайджан);
4. 16-й Международной конференции «Рассохинские чтения» (1-2 февраля 2024 г., г. Ухта);
5. Всероссийской конференции «Ашировские чтения 2024» (13-14 ноября 2024 г., г. Самара);
6. XX Всероссийской конференции-конкурсе «Актуальные проблемы недропользования» (01-07 декабря 2024 г. г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора заключается в анализе и обобщении публикаций по теме диссертации, постановке и проведении экспериментов в лабораториях, обработке и интерпретации результатов экспериментов, подготовке текста диссертации, формулировании выводов и основных защищаемых положений.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 7 печатных работах (пункты списка литературы № 29-31, 103, 105-107), в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 4 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Приложение Б, пункт списка литературы № 35).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 136 наименований, и 3 приложения. Диссертация изложена на 159 страницах машинописного текста, содержит 79 рисунков и 43 таблицы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и признательность за неоценимую помощь, постоянную поддержку и внимание в процессе подготовки работы и при обсуждении ее результатов научному руководителю - заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, к.т.н., доценту Подопригоре Д.Г. Автор признателен д.т.н., профессору Рогачеву М.К. за конструктивные советы в ходе выполнения работы, а также всем сотрудникам кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях Санкт Петербургского горного университета императрицы Екатерины II. Особую благодарность за привитый с детства интерес к наукам о Земле автор выражает своему дедушке - Заслуженному геологу Российской Федерации Халецкому М.С.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

1.1 Текущее состояние разработки объектов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Россия является одним из лидеров на мировом нефтяном рынке. Она обладает крупной сырьевой базой жидких углеводородов (занимает пятое место среди стран-держателей запасов и третье место по объему добычи нефти). Месторождения нефти на территории России сосредоточены в нескольких нефтегазоносных провинциях (НГП), границы которых представлены на рисунке 1 [24].

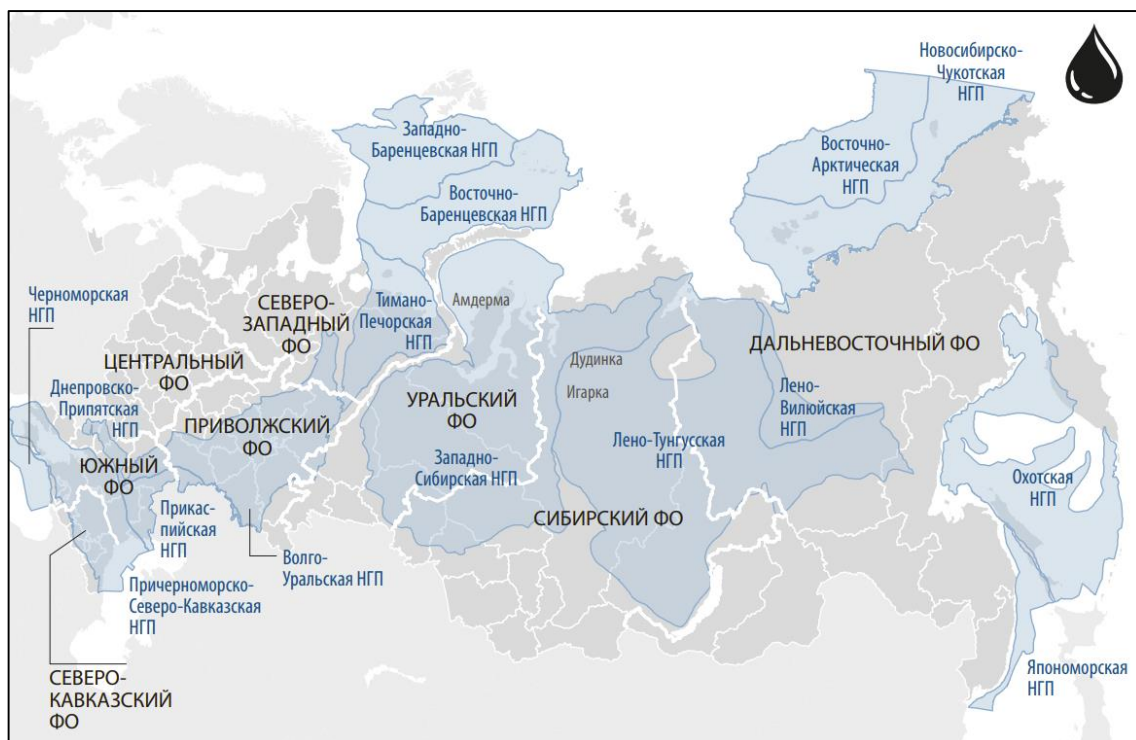


Рисунок 1 – Схема нефтегазогеологического районирования (НГП) территории Российской Федерации [24]

В России ключевую роль в сырьевой базе жидких углеводородов играет Западно-Сибирская НГП, охватывающая территорию субъектов Уральского (ХМАО – Югра, ЯНАО, Тюменской области) и Сибирского (Омской, Томской, Новосибирской областей и части Красноярского края) округов, на территории которых заключено более 60 % запасов нефти страны.

Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к постепенному снижению доли Западной Сибири в региональной структуре добычи нефти [40], что может быть исправлено за счет двух основных подходов:

1. Увеличение объема геологоразведочных работ (ГРП) как на уже изученных разрабатываемых месторождениях, так и поиск новых на малоизученных территориях [24].

2. Разработка, научное совершенствование и внедрение технологий, направленных на увеличение конечного показателя извлечения нефти на уже действующих месторождениях.

Другим подходом к восполнению ресурсной базы является применение методов увеличения нефтеотдачи, главным преимуществом которых является возможность повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на уже действующих месторождениях. Среднее значение КИН по основным регионам нефтедобычи приведено на рисунке 2.

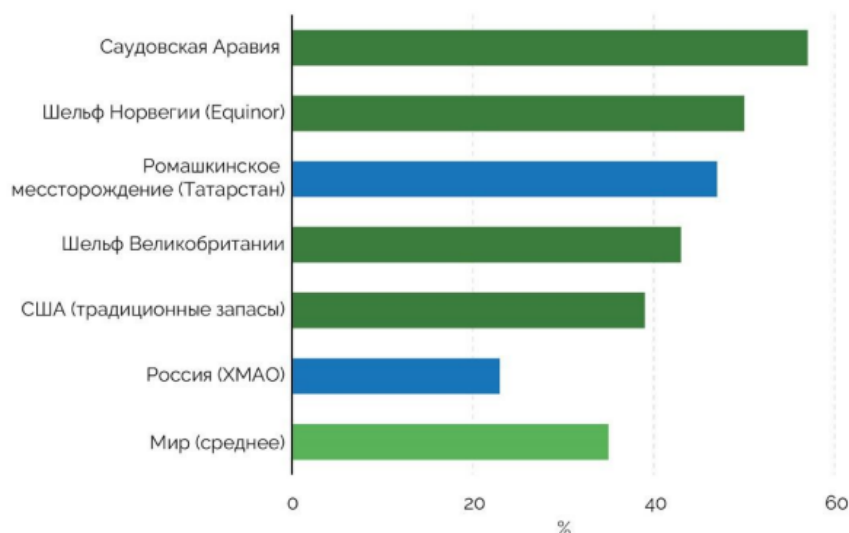


Рисунок 2 – Среднее значение КИН в различных регионах нефтедобычи [8]

В последнее время также отмечается существенное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в общей структуре запасов, что приводит к уменьшению среднего КИН по РФ. Более того рациональная разработка таких месторождений в некоторых случаях в обязательном порядке должна подразумевать внедрение методов увеличения нефтеотдачи, при чем с самых ранних стадий разработки объектов.

Существует множество различных классификаций методов увеличения нефтеотдачи (МУН), но в большинстве случаев их подразделяют на [12]:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых окислительных или других видов реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых или других газов);
- физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, щелочей и других химических реагентов);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Необходимо также выделить группу комбинированных МУН, которые представляют из себя совместное использование различных методов. В эту группу можно включить технологию термополимерного заводнения, заводнение пенами и другие методы.

На территории Российской Федерации, в частности в Западно-Сибирской НГП, в настоящий момент находится множество объектов, извлекаемые запасы которых постепенно истощаются, а потенциал для внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) повышается, что делает разработку и совершенствование данных технологий крайне перспективной задачей.

Разработка и совершенствование подобных технологий в полной мере отвечает Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года от 11 июля 2024 г., а именно пункту: «В развитых промышленно-сырьевых регионах (Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская НПП, Курская магнитная аномалия, Урал и др.) необходимо повышать эффективность недропользования, в том числе за счет внедрения современных достижений науки и техники, стимулирования доразведки используемых месторождений, их комплексного освоения, повышения показателей извлечения нефти, твердых полезных ископаемых и создания условий для переработки отходов недропользования».

Как отмечалось ранее, Западно-Сибирская НПП является крупнейшей для России с точки зрения объема потенциальных запасов. Западно-Сибирская НПП занимает площадь более 2 млн. км² [43]. Одним из крупнейших активов, находящимся на поздней стадии разработки в Западно-Сибирской НПП, являются нефтесодержащие пласты алымской и ванденской свиты, которые в сургутском районе индексируются, как АС, а в нижневартовском, как АВ [13].

Такие пласты расположены на Покачевском, Повховском, Нивагальском, Кечимовском и других месторождениях Западно-Сибирской НПП.

1.2 Краткая характеристика объекта исследования

Как отмечалось ранее, исследуемые в рамках диссертационной работы пласты связаны с алымской и ванденской свитами. Алымская свита залегает на ванденской с угловым несогласием и подразделяется на две части. Нижняя подсвита алымской свиты образована массивными средне-мелкозернистыми АВ_{1/3}. полимиктовыми песчаниками с алевроитовой составляющей; с ней ассоциирован регионально нефтеносный горизонт Верхняя подсвита преимущественно аргиллитовая с незначительными прослоями алевролитов и песчаников.

Ванденская свита также подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита, сложенная прибрежно-морскими и мелководными осадками, представлена переслаиванием среднезернистых слюдистых песчаников, мелкозернистых плотных слюдистых аргиллитов и мелкозернистых алевролитов. Верхняя подсвита более неоднородная по строению, сложенная мелкозернистыми слюдистыми песчаниками и алевролитами, а также слюдистыми аргиллитами; в ее разрезе выделяется продуктивный пласт АВ₂ [16].

Рассматриваемые объекты характеризуются повышенной степенью неоднородности, литологически изменчивы как по площади, так и по разрезу. Как правило, общая глинизация разреза и его расчлененность увеличиваются от свода к крыльевым участкам пластов. Характерным также является чередование в разрезе монолитных песчаных интервалов с тонкими песчано-глинистыми частями. Средняя эффективная толщина составляет 3,7 м и колеблется в диапазоне от 1,7 до 8,3 м; проницаемость изменяется от 0,008 до 0,433 мкм². Нефти объектов АВ

маловязкие (средняя вязкость составляет 2 мПа·с и изменяется в диапазоне от 1 до 4,4 мПа·с). Содержание глин в горной породе продуктивных пластов среднее – до 15 %; по ряду месторождений является низким – 2-6 % (Ключевое, Покачевское месторождения). Минерализация пластовых вод колеблется в диапазоне 19-32 г/л. Средняя обводненность добываемой продукции составляет 90 % (от 70 до 97 %).

Объект разработки АВ_{1/2}, который включает нефтесодержащие пласты АВ_{1/3} и АВ₂ является основным для недропользователя с точки зрения объемов добычи и имеющихся потенциальных запасов. Несмотря на то, что указанные пласты гидродинамически связаны более чем на 70 %, имеют единый ВНК, пласты существенно различаются по характеру строения и ФЕС коллекторов. Отношение значения абсолютной проницаемости по указанным объектам от месторождения к месторождению варьирует в диапазоне от 3 до 8. В таблице 1 представлена геолого-физическая характеристика рассматриваемого объекта по одному из месторождений.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика объекта (составлено автором)

Параметр	Пласт	
	АВ ₁ ³	АВ ₂
Тип залежи	пластовая сводовая	
Тип коллектора	терригенный, поровый	
Средняя глубина залегания, м	1820	1838
Средняя общая толщина, м	7,9	9,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,3	4,4
Пористость, %	22	24
Проницаемость, мкм ²	0,046	0,232
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,63	0,66
Расчлененность, ед.	3,5	2,7
Начальная температура пласта, °С	57	
Начальное пластовое давление, МПа	18,6	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,62	
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	13,06	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,834	0,792
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,863	0,861
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,052	1,11
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,5	
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,0	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,002	1,005
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,015	1,014

Важной особенностью объекта является количество остаточных извлекаемых запасов. Текущий КИН по пласту в среднем составляет от 0,1 до 0,2 при проектном значении около 0,35, что свидетельствует о том, что более половины дренируемых запасов не добыты.

Также отмечается несоответствие текущих отборов от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) показателям обводненности. Средние показатели обводненности по большинству объектов составляют 90 % при отборе от НИЗ менее 50 %.

Рассматриваемый объект разработки характеризуется наличием неоднородности по проницаемости (слоисто-неоднородный пласт). Выработка происходит преимущественно по высокопроницаемой части, и соответственно большая часть неизвлечённых запасов соедржится в низкопроницаемой части пласта. Осложняет ситуацию различие значений вязкости нефти и воды (отличие в 7 раз), что может приводить к пальцевидным прорывам воды от нагнетательных к добывающим скважинам.

Вышеуказанные факты свидетельствуют о необходимости внедрения технологий, направленных на увеличения степени извлечения нефти путем совершенствования системы заводнения.

1.3 Анализ технологий ФХМУН, основанных на закачке большеобъемных оторочек химических композиций

На указанных объектах активно внедряются технологии точечных закачек химических композиций с целью изоляции каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) – технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) и потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Количество и объем закачиваемой химии растет с каждым годом, при этом показатель обводненности продолжает возрастать. Технологии ВПП и ПОТ особо эффективны, когда проводятся впервые на скважинах. Несмотря на широкое разнообразие используемой для этих задач химии и технологий закачки, с каждой последующей обработкой технологическая эффективность от обработки снижается. Более того зачастую объемы закачки при

обработках выбираются одинаковыми для множества скважин и не учитывают особенности тех или иных участков.

Стоит отметить, что выполнение работ по водоизоляции особо эффективно на объектах, где соотношение проницаемости отдельных пропластков превышает значение 15-20 [61]. Обширное исследование, посвященное изучению эффективности водоизоляционных работ, подтверждает их эффективность при контрасте проницаемости равном 10, при высоких соотношениях толщин (например, менее проницаемые зоны в 10 раз толще зон с высокой проницаемостью) и относительно низкой вязкости нефти [113].

Для имеющихся диапазонов в рамках рассматриваемого объекта предлагается рассмотреть большеобъемную закачку химических композиций, нацеленную на решение задач снижения обводненности добываемой продукции и увеличения нефтеотдачи пластов. Под большеобъемной закачкой, как правило, понимается суммарная закачка в количестве не менее 3 % порового объема ($V_{\text{пор}}$) участка (для пилотного проекта) или месторождения (при полномасштабном внедрении) [31].

Выделяют следующие основные методы физико-химического воздействия, основанные на большеобъемной закачке в пласт реагентов: полимерное, ПАВ-полимерное и щелочь-ПАВ-полимерное заводнение [12].

Полимерное заводнение представляет собой именно объемную, а не точечную закачку оторочки водного раствора полимера на основе полиакриламида (ПАА) [49]. Целью работ является улучшение охвата заводнением продуктивного пласта. Повышенная вязкость позволяет улучшить соотношение подвижностей закачиваемой жидкости и углеводородов в пласте [37]. Целевая концентрация полимера при закачке в полевых условиях находится как правило в диапазоне от 0,05 до 0,25 % масс, что обусловлено как экономическими, так и технологическими факторами.

Добавление ПАВ способствует снижению межфазного натяжения (МФН) на границе с нефтью и изменению смачивающих свойств горной породы [80, 110].

ПАВ обладает наибольшим потенциалом с точки зрения дополнительного вытеснения нефти из горной породы, однако его относительно высокая стоимость не позволяет производить закачку в высоких концентрациях и объемах. На практике целевая концентрация ПАВ составляет от 0,3 до 1 % масс., что в первую очередь обусловлено именно экономическими факторами. При этом большинство ПАВ имеют точку ККМ в этом же диапазоне концентрации и соответственно дальнейшее повышение концентрации не целесообразно. Осложняющим фактором также является, большая склонность адсорбции ПАВ на горной породе, что приводит к необратимым потерям реагента.

Щелочные агенты добавляются по причине того, что они способны вступать в химическую реакцию с кислотными компонентами естественного происхождения в нефти с образованием ПАВ в пласте, что, в свою очередь, может повышать степень извлечения нефти [111, 116]. В последнее время щелочные агенты также рассматриваются для снижения адсорбции основного ПАВ, закачиваясь перед основной оторочкой. Предварительная закачка щелочи перед основным ПАВ позволяет насытить адсорбционные центры горной породы, тем самым увеличивается работоспособность основного ПАВ. Аналогичные свойства наблюдаются и при предварительной закачке полимерного раствора, молекулы которого также насыщают адсорбционные центры, что позволяет экономить более дорогой реагент – ПАВ.

Важно отметить и проблемы, которые могут быть вызваны добавлением щелочи в химическую оторочку. Отмечается возможность образования сильной накипи на оборудовании, в том числе возможность вывода из строя добывающих насосов. ПАВ естественного происхождения, образуемые в результате реакции щелочи с нефтью, как правило являются более стойкими, что значительно осложняет полномасштабное внедрение технологии заводнения с щелочью за счет необходимости значительного совершенствования системы сбора и подготовки нефти. Например, в некоторых случаях для разделения такой эмульсии могут потребоваться деэмульгаторы, стоимость которых может быть значительно выше,

чем стоимость щелочи. Таким образом, в последнее время предпочтение отдается именно технологии ПАВ-полимерного заводнения [131].

По многочисленным оценкам, средний КИН в Российской Федерации составляет около 30–35 %. Однако наблюдаемый тренд изменения структуры запасов Российской Федерации, а именно увеличение доли высоковязкой нефти или нефти, залегаемой в коллекторах с ухудшенными ФЕС, неизбежно приводит к уменьшению среднего КИН в РФ. Использование технологий химического заводнения позволяет увеличивать конечный КИН до 50-60 %, в том числе на объектах с высоковязкой нефтью или в условиях низкопроницаемых коллекторов.

1.4 Описание технологии заводнения с использованием полимеров, ПАВ и щелочей

Заводнение с использованием полимеров

Исследованиями языковых прорывов воды занимались множество ученых [9, 15]. Данный факт обуславливается превышением вязкости вытесняемой жидкости, то есть нефти, над вязкостью вытесняющей, то есть воды, в результате чего вода промывает в нефтенасыщенной зоне канал, по которому соединяется с добывающей скважиной. Однако не всегда эффективность технологии напрямую зависит от соотношения подвижностей [91, 133]. Зачастую влияние на эффективность заводнения в большей мере оказывает неоднородность пласта по проницаемости.

Таким образом, добавление загущающих агентов (полимеров) для увеличения вязкости вытесняющего агента может быть реализовано в двух случаях [127]:

- при неблагоприятном соотношении коэффициентов подвижности нефти и воды;
- при благоприятном соотношении подвижностей и низкой вязкости нефти в залежах с определенной степенью неоднородности.

В первом случае отмечается неэффективное вытеснение, которое способствует раннему прорыву воды с последующим длительным периодом добычи нефти и повышающейся обводненностью. Эту ситуацию хорошо

иллюстрирует явление образования «языков» в результате разности вязкостей нефти и воды и образования непромытых участков пласта (целиков нефти) [58]. Такая проблема может отмечаться и при закачке недостаточно вязкого полимерного раствора в коллекторы с тяжелой нефтью. Наглядно вышеперечисленное описывается формулой (1) соотношения подвижностей воды и нефти в пласте, которое должно быть равно 1 или менее для минимизации образования языковых прорывов.

$$M = \frac{\lambda_{\text{в}}}{\lambda_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}(S_{\text{он}}) \cdot \mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}(S_{\text{ов}}) \cdot \mu_{\text{в}}} \quad (1)$$

где $\lambda_{\text{в}}$ – подвижность воды, $\frac{\text{м}^2}{\text{Па} \cdot \text{с}}$;

$\lambda_{\text{н}}$ – подвижность нефти, $\frac{\text{м}^2}{\text{Па} \cdot \text{с}}$;

$k_{\text{в}}(S_{\text{он}})$ – относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности;

$k_{\text{н}}(S_{\text{ов}})$ – относительная фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности;

$\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды, $\text{мПа} \cdot \text{с}$;

$\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти, $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Во втором случае в процессе обычного заводнения при благоприятном отношении подвижностей наличие высокопроницаемых каналов или существенного расчленения коллектора может привести к снижению коэффициента охвата — по простиранию (площадной) и по мощности пласта (вертикальный) [59, 68]. Наличие высокопроницаемых слоев также приведет к преждевременному прорыву воды. В таких условиях повышение вязкости посредством полимерного заводнения может значительно увеличить охват вытеснением [112].

В случае полимерного заводнения, необходимо учитывать не столько расчлененность пласта, сколько степень различия проницаемостей различных его частей [112]. При небольшой разнице проницаемостей, полимерное заводнение может оказывать благоприятный эффект, выравнивая профиль вытеснения по

менее проницаемым и более проницаемым зонам [41]. Однако при высокой степени неоднородности, (различие максимальной и минимальной проницаемости в 20 раз и более) фильтрация раствора ПАА будет происходить по большей части в высокопроницаемой зоне, которая, как правило, уже имеет высокую степень выработанности.

Также необходимо учитывать и значение абсолютной проницаемости. Нижняя граница, составляющая около 0,01-0,02 мкм² (точное значение зависит от свойств конкретного полимера), обусловлена возможностью молекул ПАА проходить через мелкие поры [64, 74, 136]. При меньших значениях проницаемости, размеры молекул ПАА будут сопоставимы с диаметром поровых каналов, что может привести к коагуляции последних [74]. В последнее время активно изучается возможность закачки полимерных растворов в пласты с ухудшенными ФЕС. Для этих целей разрабатываются специальные полимеры с крайне низкой молекулярной массой (менее 5 млн.Да). Дополнительным осложняющим фактором является то, что, как правило, пласты с ухудшенными ФЕС залегают на больших глубинах при повышенных температурах, которые оказывают влияние на стабильность полимерного раствора с точки зрения сохранения реологических свойств.

В предыдущих работах [112] было показано, что высокомолекулярный ПАА зачастую снижает коэффициент подвижности (k/μ) водных растворов в поровом пространстве в большее число раз, чем это может быть объяснено лишь увеличением вязкости. Дополнительное снижение подвижности объясняется уменьшением фазовой проницаемости, связанное с адсорбцией макромолекул полимера пористой средой, что как правило в численном выражении характеризуется ОФС [68].

Ранее, этот эффект считался дополнительным преимуществом при полимерном заводнении, так как полимер должен был обеспечивать значительно большую кажущуюся вязкость раствора при его фильтрации в поровой среде, нежели измеренную в обычных условиях. Однако этого очень сложно достичь в промысловых условиях, так как при таких скоростях потока, как при закачке

раствора в нагнетательную скважину и последующей фильтрации в призабойной зоне имеет место значительная механическая деградация длинных молекулярных цепочек, которые ответственны за снижение проницаемости. Зачастую, наиболее длинные молекулы полимера в большинстве своем адсорбируются сравнительно недалеко от забоя скважины, задолго до их фильтрации вглубь пласта.

Исследования показывают, что фактор сопротивления (ФС, отношение кажущейся вязкости полимерного раствора к вязкости минерализованной воды), а также остаточный фактор сопротивления (ОФС, величина снижения проницаемости) увеличиваются со снижением проницаемости. Другими словами, полимеры снижают фильтрационную способность менее проницаемых пород сильнее, чем более проницаемых. В зависимости от величины этого эффекта, полимерные растворы могут испортить вертикальный профиль потока в скважине, даже если полимер проникнет в высокопроницаемую зону намного дальше, чем в низкопроницаемую [103].

Таким образом, при проектировании полимерного заводнения в геологически-неоднородных пластах, необходимо учитывать соотношение ФС в низкопроницаемой и высокопроницаемой зоне ($ФС_2/ФС_1$) (рисунок 3).

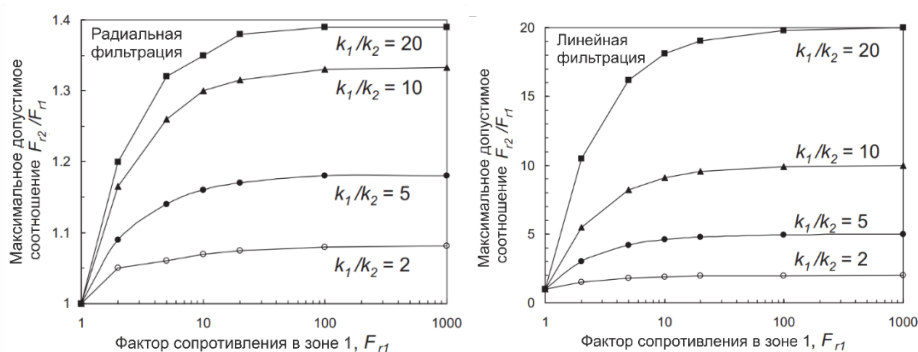


Рисунок 3 – Отношение ФС при различном соотношении проницаемости [112]

Исследования показывают, что максимально допустимое соотношение $ФС_2/ФС_1$, которое не вредит вертикальному профилю потока зависит от соотношения проницаемостей k_1/k_2 .

Также необходимо отметить, что благодаря различным микроскопическим эффектам, связанным с вязкоупругими свойствами полимерных растворов, применение полимерного заводнения оказывает положительное влияние не только на коэффициент охвата пласта заводнением, но и на коэффициент вытеснения

нефти. Речь идет о дополнительном вытеснении некоторой части нефти, содержащейся в тупиковых порах, пристеночной нефти в уже промытых поровых каналах различной проницаемости, а также нефти, удерживаемой капиллярными силами.

В некоторых работах [84] утверждается, что наибольшее влияние на улучшение вытеснения нефти полимерным раствором оказывает механизм упругой турбулентности. При этом происходит хаотичное перераспределение потоков в пристеночном слое [32], что вызывает перепады давления на микроуровне, приводящие, в свою очередь, к перепадам скорости сдвига и изменению подвижностей нефти и воды, находящихся в зонах с повышенной неоднородностью.

Авторами [79] отмечается, что полимерный раствор, обладающий вязкоупругими свойствами, вытесняет большее количество нефти, чем ньютоновский раствор той же вязкости. В исследованиях [50, 85] уменьшение остаточной нефтенасыщенности связывают с молекулярным весом полимера и временем релаксации молекул при фильтрации в пористой среде [30].

В предыдущих работах было доказано, что в условиях полимерного заводнения уменьшается значение остаточной нефтенасыщенности благодаря различным микроскопическим эффектам, в частности, благодаря вязкоупругим свойствам полимерного раствора. Эффективность полимерного заводнения связана не только с увеличением коэффициента охвата пласта заводнением, но и с повышением степени вытеснения остаточной нефти в различных частях порового пространства. Речь идет как о нефти, содержащейся в тупиковых и неохваченных заводнением порах, так и о пристеночной нефти в уже промытых поровых каналах различной проницаемости (рисунок 4). Вязкоупругое поведение полимерного раствора оказывает положительное влияние на вытеснение нефти благодаря различным эффектам. Во-первых, это вытягивание нефти, запертой в тупиковых порах. Во-вторых, образование нитевидного потока движения нефти в поровом пространстве вместо движения отдельных микрокапель нефти. После вытеснения

нефти водой (рисунок 4а) на стенках пор остается нефть в виде изолированных друг от друга отдельных капель.

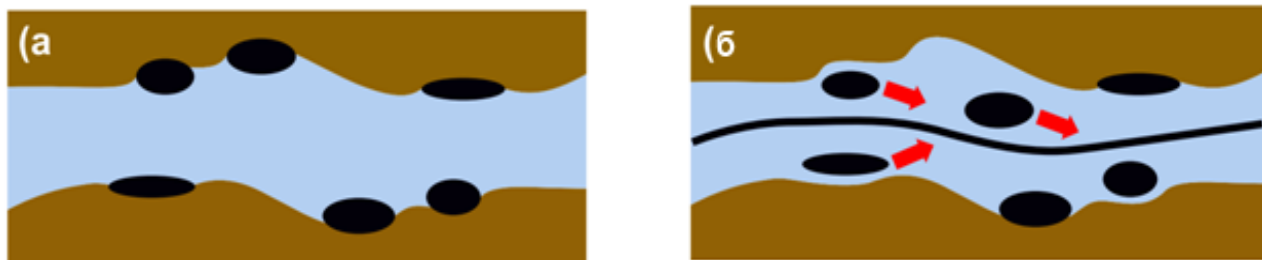


Рисунок 4 – Вытеснение нефти из поры пласта: (а – ситуация после традиционного вытеснения нефти водой; (б – вытеснение полимером, обладающим вязкоупругими свойствами [132])

При применении в качестве вытесняющего агента полимерного раствора, происходит растягивание и утончение этих капель, которые, соединяясь, образуют непрерывный нитевидный поток.

Также благодаря своей реологии скорость фильтрации вязкоупругого полимера в пристеночном слое зачастую выше, чем в свободном объеме пор. Это способствует некоторому отслаиванию нефти со стенок поровых каналов [30].

С вязкоупругими свойствами полимерного раствора связан механизм так называемого «утолщения сдвига», в результате которого дополнительно увеличивается кажущаяся вязкость полимерного раствора. Необходимо отметить, что истинная вязкость при этом не изменяется, но благодаря эффекту упругопластического перемешивания создается дополнительный перепад давления, который на молекулярном уровне улучшает процесс вытеснения нефти [85, 97, 108].

Однако данный эффект требует тщательного изучения для установления количественной зависимости остаточной нефтенасыщенности от параметров применяемого полимерного раствора и его вязкоупругих свойств. Существующие на сегодняшний день корреляции довольно слабо работают при варьировании большого количества параметров [97], таких как температура, минерализация, смачиваемость породы и др.

Для загущения вытесняющего агента могут применяться три различных вида полимеров:

1. частично-гидролизированный ПАА и его сополимеры;
2. биополимеры;
3. гидрофобно-ассоциативные полимеры.

Наибольшую популярность в мире и наибольшее количество реализованных проектов выполнено с использованием частично-гидролизированных ПАА и его сополимеров.

Полиакриламид – это общее название водорастворимых полимеров на основе акриламида, базовым мономером которого является акриламид (рисунок 5).

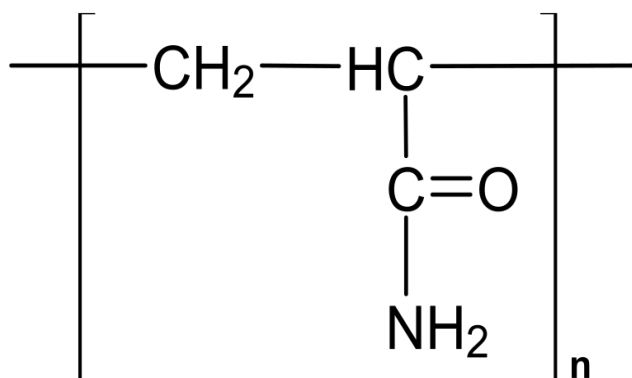


Рисунок 5 – Мономер акриламида [38]

Полиакриламидные реагенты выпускаются в виде растворов, дисперсий, гранул или порошка с широким диапазоном свойств, в зависимости от назначения могут получаться растворимыми, ограниченно набухающими каучук подобными гелями и нерастворимыми.

Существуют разные технологии производства ПАА, в результате применения каждой из этих технологий получают полимеры с разными характеристиками.

Выделяют следующие основные стадии производства полимеров акриламида (рисунок 6):

1. Окислительная реакция пропилена (продукт, получаемый из нефти и пропана) для получения акрилонитрила.
2. Омыление акрилонитрила серной кислотой или другими химическими веществами.
3. Нейтрализация и выделение акриламида в свободном состоянии.

4. Полимеризация акриламида в присутствии окислительно-восстановительной системы (в присутствии акриловой кислоты).



Рисунок 6 – Процесс производства ПАА из сырых материалов [28]

Полимеризацией называется процесс образования полимеров путем последовательного соединения мономеров, содержащих реакционноспособные кратные связи или циклы. По числу типов молекул мономеров полимеризация подразделяется на сополимеризацию (полимеризация двух и более разных мономеров) и гомополимеризацию (полимеризация одинаковых мономеров).

Сополимеризация. Осуществляется совместная полимеризация акриламида и акриловой кислоты. В результате получают полимеры с узким распределением по анионности, с максимальной молекулярной массой около 20 млн.Да.

В этом случае акриламид полимеризуется совместно с другими мономерами (например, акриловой кислотой) для получения анионного сополимера (рисунок 7).

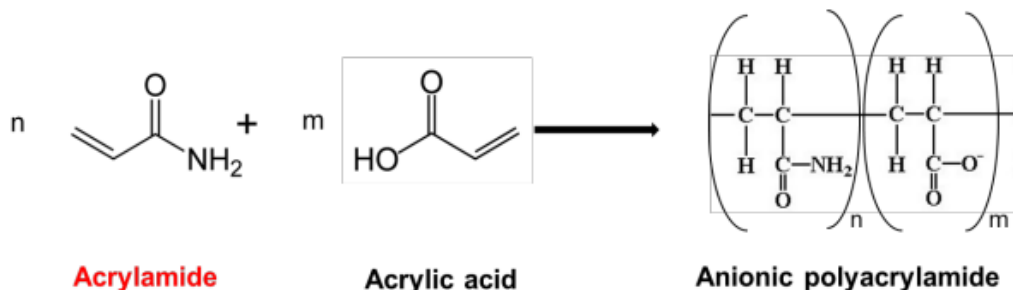


Рисунок 7 – Химическая реакция процесса сополимеризации [86]

Гомополимеризация. Процесс гомополимеризации основан на реакции гидролиза акриламида в присутствии сильного основания. Полимеризацию проводят в реакторах-полимеризаторах или в специальных формах. Если

образующийся полимер нерастворим в исходном мономере, то он получается в виде порошка или пористых частиц. Если полимер растворим в мономере, образуется сплошная масса (блок) полимерного материала, который впоследствии измельчается и просеивается (рисунок 8).



Рисунок 8 – Процесс гелевой полимеризации: слева – блок полимера после гелевой полимеризации; справа- порошок после сушки и измельчения геля [39]

Ключевым параметром, от которого зависит эффективность внедрения технологии полимерного заводнения, является вязкость раствора. Главной причиной потери вязкости является деструкция – разрушение структуры цепи. Очень важно различать процессы деструкции и деградации [38].

Деградация — это процесс ухудшения характеристик вещества, таких как растворимость полимера или вязкость растворов, без разрушения макромолекулы. Это происходит из-за изменения конформации макромолекулы, объёма макромолекулярного клубка, химической активности функциональных групп полимера и их взаимодействия с поливалентными ионами солей, содержащимися в воде.

Деструкция же представляет собой процесс разрушения и расщепления макромолекул на отдельные фрагменты, что приводит к уменьшению молекулярной массы полимера. В результате таких процессов вязкость растворов полимера снижается. Деструкция может быть термической, химической, механической или биологической.

Повышение температуры в пластовых условиях ускоряет гидролиз ПАА. При температуре 50 °С гидролиз ПАА идет медленно и его растворы остаются стабильными в течение длительного времени независимо от состава и содержания растворенных солей [34]. При температурах более 70 °С процесс гидролиза амидных групп идет весьма интенсивно, полимер становится нестойким к полиминеральной агрессии, поэтому при данных температурах применение ПАА допустимо только при содержании ионов Ca^{2+} в пластовой воде не более 200 ppm [56]. Усиливает процесс деструкции при высокой температуре наличие в воде растворенного кислорода и двухвалентного железа.

Химическая, или окислительная, деструкция в подавляющем большинстве случаев является свободно-радикальной цепной реакцией. Активный центр может быть создан в основной цепи полимера через удаление третичного атома водорода. Пероксидный радикал образуется при присоединении этого центра к молекуле кислорода. Эта молекула может, в свою очередь, забрать другой третичный атом водорода или же вызвать разрыв цепи [126]. При полимерном заводнении такие свободные радикалы обычно образуются посредством окислительно-восстановительных реакций между растворенным в воде кислородом и железом (II) или H_2S (сероводородом). Разрыв цепи макромолекулы приведет к уменьшению гидродинамического объема полимера, а в конечном счете — к понижению вязкости [128]. По отдельности содержание в воде кислорода или железа не будет приводить к деструкции полимера. В случаях, когда в воде содержится большое количество двухвалентного железа необходимо, чтобы приготовление полимерного раствора производилось в бескислородной среде. Для этих целей современные установки по приготовлению и закачке полимерного раствора оборудованы азотной станцией, которая вырабатывает азот из окружающего воздуха. В случае, если в воде уже содержится растворенный кислород и двухвалентное железо необходимо в лабораторных условиях оценить и обеспечить при закачке в поле дозирование специальных реагентов – поглотителей кислорода. Наиболее часто в качестве поглотителя кислорода в промышленной практике используются сульфит натрия (Na_2SO_3), бисульфит (гидросульфит) натрия

(NaHSO_3) и бисульфит (гидросульфит) аммония (NH_4HSO_3) в основном из-за дешевизны и легкодоступности, а также простоты вовлечения в технологический процесс и эксплуатации дозирующего оборудования.

Механическая деструкция полимера происходит при воздействии на его молекулу избыточной скорости сдвига или резких перепадов давления в трубе, штуцере, диафрагме или насосе. Это приводит к разрыву молекулярной цепи и, как следствие, к снижению вязкости полимера [48, 87]. Для предотвращения механической деструкции используются особые подходы при проектировании специализированного оборудования для приготовления и закачки полимерного раствора.

Биологическая деструкция может иметь место как в случае частично гидролизированных ПАА, так и в случае биополимеров, но вероятность ее больше в последнем случае. Факторы, влияющие на биологическую деструкцию, включают в себя тип бактерий, присутствующих в растворе, давление, температуру, минерализацию и наличие других химических веществ. Более интенсивно биодеструкция протекает в слабоминерализованной воде и невысокой температуре [102].

Проблему деструкции вследствие высокой минерализации и температуры можно решить за счет сополимеризации акриламида с мономерными группами (такими как акриламид-трет бутиловая кислота (АТБС), которые сопротивляются гидролизу [66].

АТБС получают посредством реакции Риттера с участием акрилонитрила и изобутилена в присутствии серной кислоты и воды. Этот мономер был исследован на предмет преодоления проблем со стабильностью амидных групп при высокой температуре. Пример химической формулы полимера с АТБС представлен на рисунке 9.

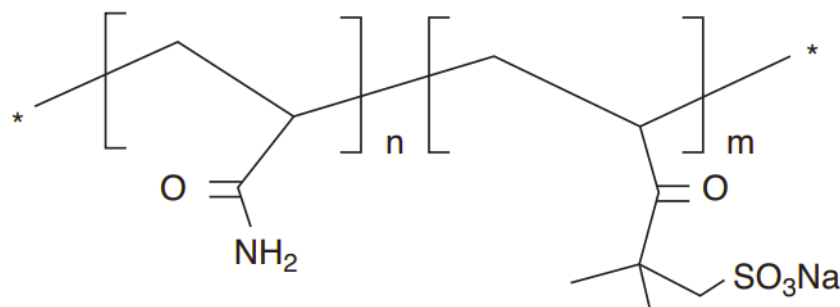


Рисунок 9 – Пример химической формулы полимера с АТБС [128]

Технология полимерного заводнения изучается с конца 50-х годов, а в промышленных условиях испытывается с 60-х годов. В нашей стране исследования вопросов, связанных с полимерным заводнением наиболее широко освещены в работах Всесоюзного нефтегазового научно-исследовательского института и Гипровостокнефти.

В последние десятилетия в Российской Федерации было реализовано несколько крупных пилотных проектов по заводнению с добавлением полимеров акрилового ряда в закачиваемую воду.

Одним из таких проектов является внедрение технологии полимерного заводнения на месторождении Пермского края. В качестве опытного участка выбран тульский объект Москудынского месторождения [52].

С учетом геолого-физической характеристики выбранного объекта разработки был синтезирован полимер, обеспечивающий стабильность полимерного раствора несмотря на высокую минерализацию воды [6]. В рамках тестирования полимера были проведены стандартные эксперименты, включающие реологические и фильтрационные исследования [5]. Из-за повышенной минерализации воды полимер включал добавки АТБС.

На основе исследованных свойств полимерного состава была проведена технико-экономическая оценка целесообразности проведения ОПР по полимерному заводнению, в результате чего был выбран опытный участок, включающий 2 нагнетательные и 16 добывающих скважин (рисунок 10).

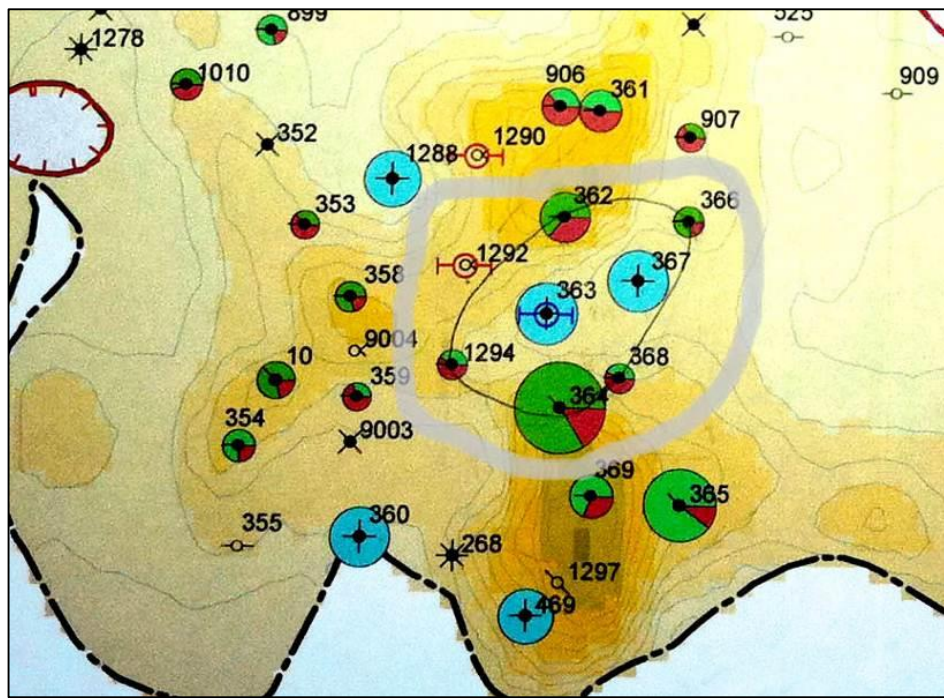


Рисунок 10 – Опытный участок Москудинского месторождения [52]

На рисунке 11 представлена динамика основных показателей разработки на опытном участке.

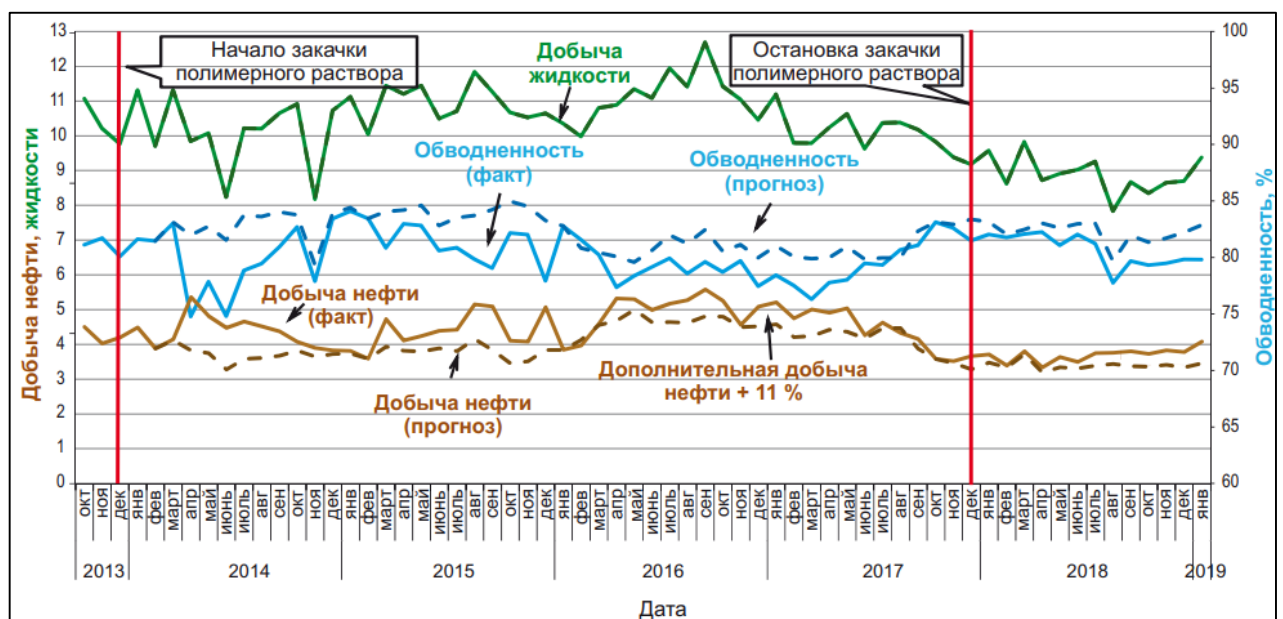


Рисунок 11 – Динамика основных показателей на опытном участке [52]

При оценке технологического эффекта дополнительная добыча нефти на опытном участке по сравнению с базовым вариантом (заводнение водой) составила 11 %, снижение обводненности по первому реагирующему ряду достигла 25 %.

Следующим примером из отечественной практики является Восточно-Мессояхское месторождение [81]. Отличительной особенностью данного объекта

является неконсолидированный песчаник и слабо развитая инфраструктура. Целевым объектом являлся пласт ПК₁₋₃.

Для испытания технологий был выбран опытный участок, включающий 2 нагнетательные скважины и 4 добывающие (рисунок 12).

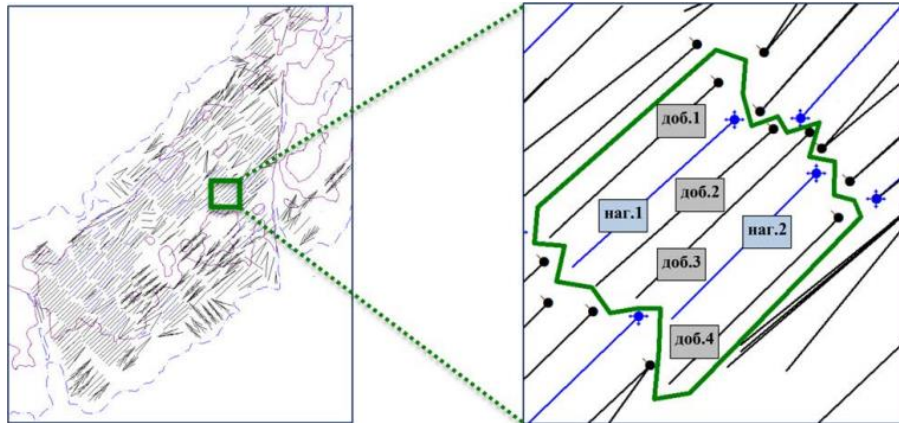


Рисунок 12 – Первый пилотный участок Восточно-Мессояхского месторождения [81]

На рисунке 13 представлена динамика основных показателей разработки на опытном участке.



Рисунок 13 - Динамика основных показателей на опытном участке Восточно-Мессояхского месторождения [81]

Таким образом, впервые в мире в условиях холодного климата, отсутствия инфраструктуры и круглогодичных путей сообщения на опытном участке была успешно реализована закачка полимерной композиции в объеме 10 % порового пространства, протестированы параметры закачки и отклик пласта, установлена

реакция добывающих скважин (дополнительная добыча за весь пилотный проект составила 17 200 тонн) и подтверждена экономическая эффективность технологии.

После уточнения основных технологических параметров закачки по результатам первого пилотного проекта, на другом опытном участке пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения был проведен второй пилотный проект [83]. Опытный участок включал в себя 3 нагнетательных и 6 реагирующих скважин (рисунок 14).

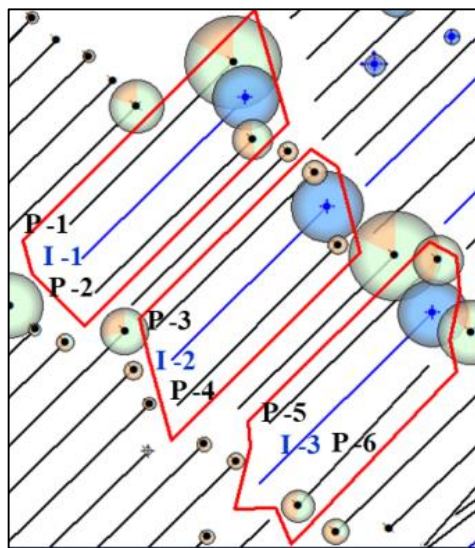


Рисунок 14 – Схема карты разработки на втором пилотном проекте по полимерному заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении [83]

В результате была успешно реализована закачка полимерной композиции в объеме 3,5 % порового пространства, получено 13 176 тонн дополнительной нефти, удельный эффект от закачки на тонну полимера составил 59 тонн дополнительно добытой нефти. В настоящий момент активно прорабатывается проект полномасштабного внедрения технологии полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении.

Заводнение с использованием ПАВ

Как отмечалось ранее, добавление ПАВ приводит к увеличению КИН за счет влияния на МФН и смачиваемость горной породы.

Межфазное натяжение (МФН) можно определить как силу, действующую между молекулами на границе раздела двух сред [37], в частности на границе раздела «вода – нефть».

Снижение МФН способствует повышению капиллярного числа (*Capillary number*), которое представляет собой безразмерное отношение вязкостных к локальным капиллярным силам (2):

$$N_{ca} = \frac{F_V}{F_C} = \frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \quad (2)$$

где F_V – силы вязкости, Н;

F_C – капиллярные силы, Н;

μ – вязкость вытесняющего флюида, мПа·с;

v – скорость фильтрации вытесняющего флюида, м/с;

σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;

θ – угол смачивания, °.

Экспериментально установлено, что увеличение капиллярного числа способствует снижению остаточной нефтенасыщенности [92]. ПАВ способны одновременно растворяться как в воде, так и в нефти, и за счет этого уменьшить МФН на границе «вода - нефть» до достаточно низких значений [88].

Для оценки возможности снижения МФН на границе с нефтью проводят фазовые эксперименты с ПАВ. Считается, что снижение МФН системы раствор ПАВ - нефть является ключевым фактором увеличения нефтеотдачи (воздействия на остаточную нефть). Скрининг фазового поведения помогает быстро оценить подходящие составы ПАВ.

Считается, что при оптимальных системах ПАВ, МФН на границе раздела находится в диапазоне 0,01-0,001 мН/м. Согласно классификации, представленной в работах М.Л. Сургучева, при снижении МФН на границе «нефть-водный раствор ПАВ» по структуре могут образовываться 4 типа эмульсий (рисунок 15) которые отличаются внешним видом и возможностями по снижению МФН на границе с нефтью [37]:

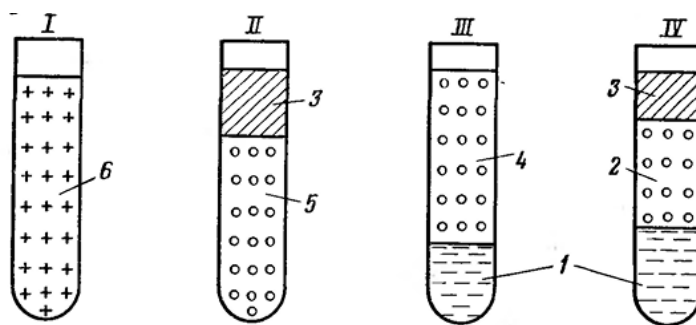


Рисунок 15 – Типы эмульсий [37]:

1 – вода; 2-, микроэмульсия, уравновешенная с нефтью и водой; 3 – нефть; 4 - микроэмульсия, уравновешенная с водой; 5 - то же, с нефтью; 6 - микроэмульсия неуравновешенная

Тип I - раствор, растворимый в воде и нефти, для которого свойственно высокое значение МФН на границе с нефтью.

Тип II - раствор, уравновешенный с нефтью и растворимый только в воде. Характерное значение МФН на границе с нефтью составляет от 0,1 до 0,001 мН/м. Получение такого типа эмульсии на стадии лабораторного тестирования может свидетельствовать о хорошей работоспособности ПАВ с точки зрения потенциала извлечения нефти.

Тип III - раствор, уравновешенный с водой и растворимый только в нефти. Характеризуется относительно высоким МФН на границе с нефтью.

Тип IV- раствор, нерастворимый ни в воде, ни в нефти, то есть уравновешенный с нефтью и водой, иногда называют «средней фазой». Получение данного типа может свидетельствовать о высоком потенциале ПАВ и снижении МФН до уровня 0,001-0,0001 мН/м.

Получение того или иного типа будет зависеть от множества факторов, основными среди которых является минерализация воды для приготовления раствора ПАВ, содержание двухвалентных металлов в воде, температура, состав и свойства нефти [42, 78].

Важно отметить, что все вышеперечисленные типы растворов при движении в пористой среде могут переходить из одного типа в другой, как правило, по причине изменения температуры, минерализации и из-за изменения соотношения

реагентов в составе. Усложняет данный процесс тот факт, что в пласте имеет место влияние сразу всех факторов [37].

Смачиваемость горной породы. На процессы вытеснения в пористых средах влияют не только силы на границе раздела «вода – нефть», но и поверхностные силы на границе раздела «флюид – горная порода».

Степень смачивания жидкостью поверхности твердого тела определяется краевым углом смачивания θ , образованным касательной к поверхности жидкости в точке ее периметра и твердой поверхностью, который отсчитывается в сторону жидкости (рисунок 16) [10].

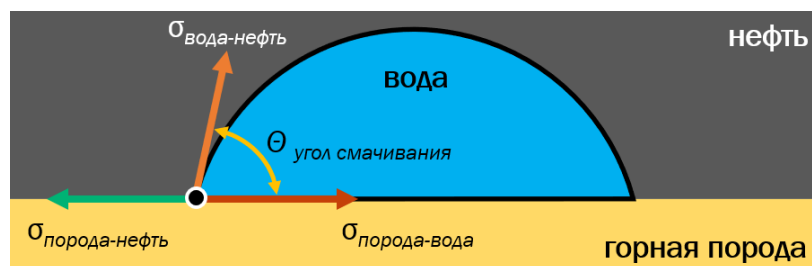


Рисунок 16 – Смачиваемость капли воды поверхности [4]

Смачиваемость горной породы в том числе определяет величину остаточной нефтенасыщенности пласта [7]. В гидрофильной породе вода смачивает поверхность зерен, в гидрофобной нефть (рисунок 17) [27].

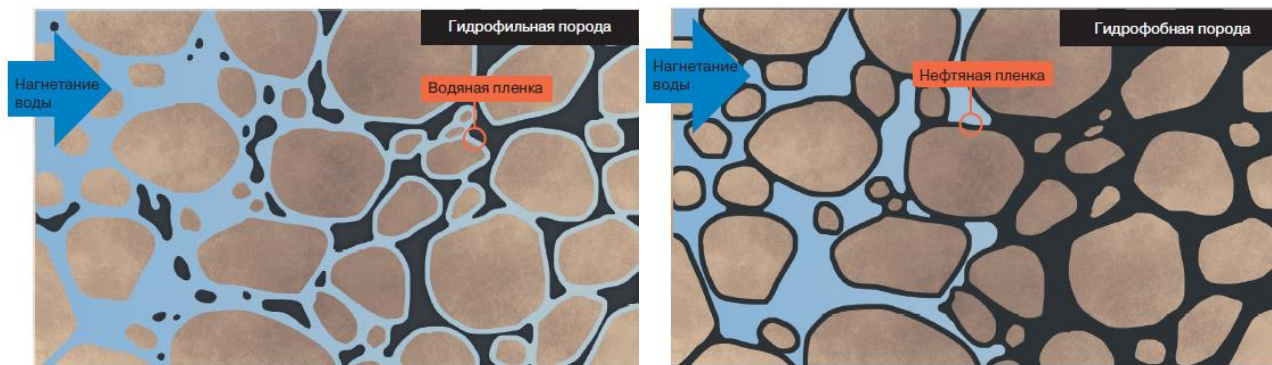


Рисунок 17– Схематичное сравнение распределения флюида в гидрофильном и гидрофобном коллекторе [39]

Общая картина воздействия ПАВ-полимерной оторочкой на остаточную нефть приведена на рисунке 18.

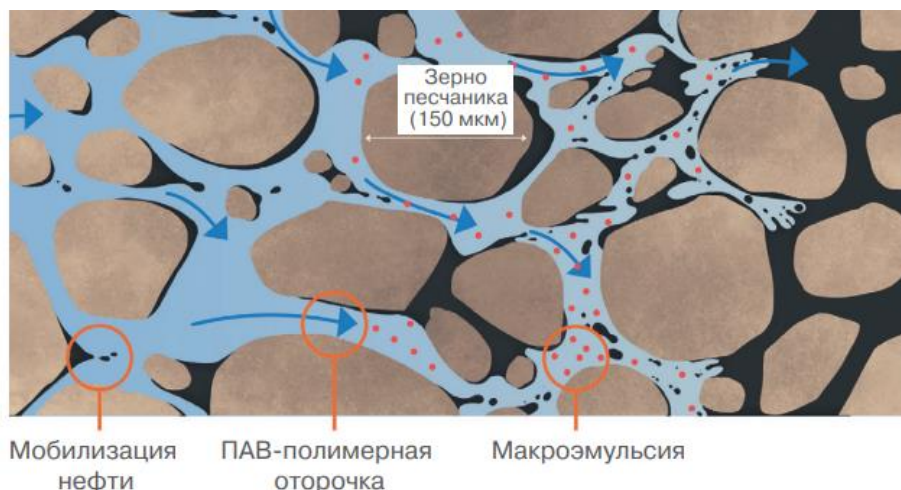


Рисунок 18 - Мобилизация заземленной нефти при помощи ПАВ [39]

Существуют четыре основных класса ПАВ: анионные, катионные, неионогенные и амфотерные. Эта классификация определяется природой гидрофильной группы [80]. Применение сочетаний двух или нескольких ПАВ позволяет изменить или расширить качественные показатели и свойства итоговой композиции. Смеси, по сравнению с индивидуальными ПАВ, часто оказываются эффективнее при снижении поверхностного и МФН. Большинство исследователей связывает это с наличием специфических взаимодействий между молекулами или ионами различной природы [3]. И эти взаимодействия могут, как усиливать (синергизм), так и ослаблять (антагонизм) действие смеси на границах раздела фаз.

Анионные ПАВ (АПАВ) чаще всего встречаются в проектах химического заводнения. Это обусловлено их широким предложением по всему миру, приемлемой стоимостью и возможностями корректировки свойств. К этому классу относится очень широкий диапазон молекулярных структур с разными функциональными группами. Рассмотрим основные группы АПАВ.

Алкиларилсульфонаты. Впервые представлены на рынке в 30-40-х годах и уже к 1945 году становятся основным промышленным компонентом ПАВ. Самым главным недостатком данных ПАВ является отсутствие естественной биоразлагаемости. В работе [80] проведены исследования данных ПАВ, в результате чего установлено, что они сохраняют свою стабильность в высокотемпературных пластах, однако не очень стабильны в условиях повышенной жесткости воды или при наличии двухвалентных ионов (Mg, Ca). К

данной группе ПАВ в том числе относятся алкилбензолсульфонаты натрия и додецилбензолсульфонаты натрия, которые будут рассмотрены в данной работе. Необходимо рассмотреть данную группу ПАВ совместно с другими ПАВ или растворителями для улучшения устойчивости в агрессивных средах.

Алкилсульфаты. Следующее семейство АПАВ, примерами которого являются лауретсульфат натрия, додецилсульфат натрия и октилсульфат натрия. В отличие от семейства алкиларилсульфонатов данный вид легко разлагается в естественных условиях. Наличие сульфатной группы делает ПАВ гидрофильным и растворимым в воде, однако, поскольку сульфатная группа чувствительна к температуре, ПАВ становится нерастворимым в воде при повышенных температурах [101]. Однако в зависимости от самого вида алкилсульфатного ПАВ устойчивость к температуре может сохраняться более чем до 100 °С.

Этоксисульфонаты. Представляет собой семейство АПАВ с температурой помутнения более 100 °С. В работе [115] представлены композиции AV-70 и AV-150 или 15, которые имели уникальную структуру. Наличие сульфоната в составе повышало долгосрочную стабильность ПАВ при более высоких пластовых температурах в присутствии солей жесткости.

Пропоксилированные спирты. В работе [123] отмечается, что данное ПАВ является одним из основных в процессах заводнения нефтяных месторождений. Отмечается усиленное действие данного ПАВ в совокупности с сульфонатом олефина (на некоторых кернах получено +30 % к доп. вытеснению). Стабильность состава подтверждается промышленными опытами в присутствии маловязкой нефти и при низких температурах [122]. В целом, это ПАВ стабильно при минерализации пластовой воды 60 г/л. Единственным недостатком этого ПАВ является наличие сульфатных групп, что делает его чувствительным к температуре [94].

Алкилэтоксисульфонат. Это АПАВ стабильно при различных pH и в широком диапазоне минерализации воды (даже в присутствии двухвалентных ионов (Ca, Mg) до температуры 80 °С. В источнике [45] сообщается, что закачка разбавленного раствора алкилэтоксисульфоната 0,2 мас. % в песчаник Berea привела к дополнительному извлечению 35-50 % остаточной нефти.

Сульфонат альфа-олефины. Результаты исследований, представленные в работе [90], показали, что это семейство ПАВ особенно хорошо работает в присутствии двухвалентных ионов и обладает высокой скоростью биodeградации. Они стабильны в широком диапазоне pH и обладают хорошей пенообразующей и моющей способностью даже при наличии жесткой воды. В многочисленных исследовательских работах [71, 96, 119], проведенных на сегодняшний день, это ПАВ использовалось в качестве альтернативного пенообразователя.

Гемини. Работы [8, 52] являются главными трудами в изучении свойств данного семейства АПАВ. В данной работе исследовали влияние ПАВ Gemini на МФН, а также оценивали их стабильность в различных условиях. Для указанных ПАВ характерной особенностью является стабильность при высоких температурах и при высокой минерализации воды. Кроме того, достижение сверхнизкого значения МФН с помощью этих ПАВ является возможным, и их адсорбция меньше, чем у обычных ПАВ. Для возможности использования данных ПАВ необходимо провести лабораторные исследования с использованием моделей пласта терригенных коллекторов.

В целом, все АПАВ менее подвержены адсорбции на отрицательно заряженных твердых поверхностях порового пространства, характерных для терригенных пород, что делает АПАВ достаточно привлекательными для мобилизации оставшейся нефти и повышения эффективности вытеснения [21].

Для получения этих категорий ПАВ используется несколько процессов производства [51] таких как алкилирование, алкоксилирование, сульфатирование/сульфирование.

Катионные ПАВ среди которых самыми распространёнными в нефтегазовой отрасли считаются ПАВ, в основе которых присутствует четвертичный атом азота. Наибольшим образом данные группы ПАВ применяются в качестве ингибиторов коррозии или в качестве гидрофобизаторов [18].

Одним из катионных ПАВ, который зарекомендовал себя в процессах вытеснения нефти за счет снижения МФН на границе с нефтью [1, 18] является

реагент, выпускаемый под торговой маркой НГ [17]. Данный реагент также способствует уменьшению степени набухания глинистых минералов.

Важно отметить, что катионные ПАВ редко используются в качестве реагентов для повышения нефтеотдачи пластов.

Неионогенные ПАВ (НПАВ) устойчивы в условиях повышенной минерализации и жесткости воды и совместимы с другими классами ПАВ. Недостатком НПАВ является низкое влияние на МФН на границе с нефтью, а также возможная деструкция при температуре свыше 70 °С. Основные группы НПАВ представлены ниже.

Алкилполиглицозиды (APG). Являются НПАВ и относятся к группе сахарных ПАВ. В работе [110] проведены исследования эмульсионного состава на основе APG в условиях высокой минерализации и при повышенных температурах. Химическая структура глюкозы приводит к высокой растворимости APG даже в суровых условиях (при минерализации 180 г/л и температуре 80 °С в присутствии двухвалентных ионов Mg и Ca). Это редкое поведение APG приводит к низким значениям МФН на границе раздела нефть-водный раствор при различных условиях [105].

Этоксилатнонилфенолы. По данным [60], это семейство НПАВ относится к подкатегории этоксилатаалкилфенола. В работе [115] изучали применение ПАВ данного типа в различных условиях. Было подтверждено, что данное вещество сохраняет свою устойчивость в карбонатных коллекторах при температурах свыше 100 °С и при минерализации более 200 г/л. Более того смесь данного вещества с некоторыми катионными ПАВ способно еще сильнее увеличить устойчивость данного вещества. Кроме того, исследователи предположили, что основным механизмом извлечения нефти этим ПАВ является изменение смачиваемости горной породы.

Наиболее популярные ПАВ в России Неонол АФ 9-12 могут использоваться для снижения вязкости нефти [11], что в итоге может положительным образом отражаться на КИН [62].

Амфотерные ПАВ могут иметь анионные или катионные свойства в зависимости от водородного показателя воды, в которой они растворены. Амфотерные ПАВ, используемые в нефтегазовой отрасли можно разделить на две большие группы – бетаины и амфолиты. Наибольший интерес из-за промышленной доступности и возможности снижения МФН представляют бетаины. Бетаины являются истинно амфотерными и превращаясь в катионные в кислых средах и в анионные в щелочных средах [19].

Целью правильного выбора групп и композиций ПАВ является получение ПАВ-полимерного или щелочь-ПАВ-полимерного состава, который позволит получить максимальную по объему однофазную (микро)эмульсию нефти и воды, указывающую на низкое значение МФН [4].

Как известно многие ПАВ образуют мицеллы. Концентрация, при которой образуются мицеллы называется критической концентрацией мицеллообразования (ККМ) [93]. При исследовании процессов, связанных с работой ПАВ значению ККМ уделяется особое внимание, так как оно определяется при каких концентрациях ПАВ может работать. Существует достаточно обширные исследования по определению ККМ для различных веществ.

Для многих ПАВ критичен баланс между экранированием и высаливанием. Для эффективного снижения МФН на границе с нефтью молекулы ПАВ должны в большом количестве адсорбироваться на границе с нефтью. Однако заряженные группы в дистиллированной воде будут отталкиваться друг от друга из-за одинакового заряда. Соответственно повышение минерализации растворителя, а именно увеличение количества ионов (Na^+ , Ca^{2+} и др.) окружают заряженные группы ПАВ, ослабляя их отталкивание, тем самым позволяют более плотно упаковываться на границе раздела фаз.

При этом с ростом количества ионов солей может произойти высаливание ПАВ. Суть этого явления заключается в том, что при очень высоких концентрациях солей (особенно NaCl , CaCl_2) молекулы воды связываются с ионами, становясь менее доступными для гидратации ПАВ, в связи с чем происходит снижение

активности на границе с нефтью. Поэтому очень важно оценить этот диапазон с точки зрения минерализации [19].

Другим важным параметром с точки зрения работоспособности и возможности образования мицелл и эмульгирования нефти является температура [101]. Одним из параметров, от которого зависит возможность мицеллообразования является растворимость ПАВ в воде. Здесь выделяют две характерные точки: точка Крафта и точка помутнения. Ниже точки Крафта растворимость ПАВ слишком мала для образования мицелл, выше нее растворимость возрастает и далее достигая точки помутнения начинается разделение водного раствора ПАВ [22, 99].

Многие ПАВ обладают довольно низкой растворимостью в воде, которая, как правило компенсируется достаточно хорошей растворимостью в углеводородах [135]. В большинстве случаев это объясняется природой ПАВ и подтверждает эмпирическое правило – «подобное растворяется в подобном».

Важно отметить, что исследованию ПАВ в нашей стране посвящено множество исследований. Данное направление активно изучается с середины 20 века в ведущих научных институтах, таких как БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть и Всесоюзном нефтегазовом научно-исследовательском институте. Первые испытания заводнения с использованием ПАВ были реализованы на Арланском месторождении, после чего данная технология с использованием различных ПАВ была апробирована и на других месторождениях [36].

Заводнение с применением щелочных агентов

Добавление щелочи приводит к образованию естественных ПАВ в пластовых условиях, которые возникают при контакте с кислотными компонентами нефти [26].

Один из основных параметров, который стоит оценивать при проектировании заводнения с использованием щелочи – это кислотное число нефти, которое должно быть выше 0,5 мг КОН/г [116]. Немаловажным преимуществом использования щелочи совместно с ПАВ является возможность снижения адсорбции последнего на горной породе, что положительным образом отражается на экономической составляющей проекта [134].

Как правило, в проектах заводнения с применением щелочи используют карбонат натрия (Na_2CO_3) также известный как кальцинированная сода или гидроксид натрия (NaOH), также известный как каустическая сода. Преимуществом перечисленных щелочей является их относительно низкая стоимость, простота в обращении, так как они могут поставляться в высокоактивной твердой форме. Кальцинированная сода слабая щелочь, которая была оценена в ходе многочисленных экспериментальных исследований по всему миру применительно к терригенным коллекторам. Каустическая сода, в свою очередь, является сильной щелочью, которая в основном используется на месторождениях в Китае [77] и Северной Америке [63, 104].

Основным преимуществом использования сильной щелочи является ее способность генерировать более высокое значение pH, чем слабая щелочь, при более низкой концентрации [125]. Однако NaOH вызывает растворение кремнезема, приводящее к образованию силикатных осадков, что может повлечь серьезные убытки по причине кольтматации пласта и образования накипи на оборудовании [76, 98, 117].

Взаимодействия между закачиваемой щелочью и пластовыми флюидами или горной породой также являются критическими параметрами, поскольку они также являются источниками двухвалентных катионов. Некоторые минералы, такие как ангидрит, гипс или кальцит, выделяют частицы кальция при контакте с раствором щелочи [67, 89].

Чтобы преодолеть эти проблемы необходимо добавлять дорогостоящие хелатирующие агенты в раствор [114] или обрабатывать добывающие скважины ингибиторами образования отложений [69]. Таким образом, многими исследователями отмечается, что все вышеперечисленные процедуры могут сопровождаться серьезными капитальными вложениями, которые в конечном итоге не оправдают полученных преимуществ от использования щелочи.

Чтобы преодолеть ограничения, связанные с использованием Na_2CO_3 или NaOH , в последнее десятилетие было исследовано несколько альтернатив среди которых можно выделить метаборат натрия [70], аммиак [121] или органические

щелочи [44, 95]. К сожалению, несмотря на относительно положительные результаты, полученные в ходе исследований, подтверждающих публикаций об использовании в полевых условиях вышеперечисленных реагентов на сегодняшний момент нет.

В Российской Федерации был реализован один пилотный проект щелочь-ПАВ-полимерного заводнения на Западно-Салымском месторождении.

Особенностями месторождения является повышенная температура пласта (83 °С) и низкая вязкость нефти (около 2 мПа·с). Добыча нефти на Западно-Салымском месторождении достигла пика в 2011 году после чего началось активное снижение доли нефти в объеме добываемой продукции. Поэтому было принято решение о внедрении технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения [131]. Следует отметить, что проработка проекта началась еще в 2008 году, где были протестированы полимеры и ПАВ для условий Западно-Салымского месторождения.

Пилотный проект начался в 2016 году и включал в себя 4 нагнетательные, 1 наблюдательную и 1 добывающую скважины (рисунок 19).

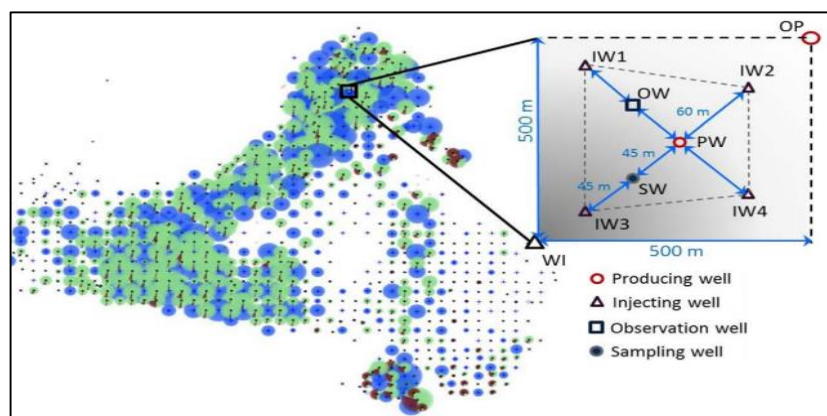


Рисунок 19 – Участок ОНР для внедрения технологии ASP [130, 131]

Рецептура химического реагента была разработана ранее и включала в себя смесь двух ПАВ семейства IOS (0,7 мас. %), 2 мас. % карбоната натрия, 2 мас. % изобутилового спирта (в качестве растворителя), 0,8 мас. % хлорида натрия и 0,25 мас. % полимера.

Начало пилота сопровождалось потерей приемистости поэтому было принято решение стимулировать скважины с помощью термического разрыва

пласта [130]. Длина самой большой трещины не превышала 12 % от расстояния до добывающей скважины.

Проект также показал плохое разделение полученной эмульсии с использованием современных деэмульгаторов, что также делает актуальным разработку эффективного деэмульгатора для проектов ФХМУН.

Дополнительным негативным фактором являлась сильная накипь на оборудовании от АСП, этому послужил приход химии к добывающей скважине.

Говоря о положительных результатах, стоит отметить прирост дополнительной добычи +16 % относительно тренда базовой добычи нефти. Также отмечается снижение обводненности продукции с 98 % до 88 %. В настоящий момент рассматривается переход на внедрение технологии ПАВ-полимерного заводнения на других объектах-аналогах.

1.5 Критерии применимости технологии и рекомендации к выбору опытного участка для заводнения с использованием ПАВ-полимерного состава

При внедрении технологии полимерного и ПАВ-полимерного заводнения необходимо обращать внимание на границы применимости данных методов с точки зрения геолого-физических характеристик потенциального объекта. Под *границами применимости технологий химического заводнения* понимаются минимально и максимально допустимые значения характеристик объекта для внедрения технологии. Соответствие объекта границам применимости говорит о технологической возможности применения заводнения и непосредственно зависит от текущего уровня развития химической промышленности. Если при отборе месторождений значения одного или нескольких параметров объекта выходят за границы применимости, то объект не может быть рассмотрен в качестве кандидата для внедрения химического заводнения при имеющемся уровне развития технологий [2, 106].

Границы применимости технологии формируются совокупностью определенных параметров, значения которых на протяжении всей истории апробации и промышленного внедрения непрерывно менялись, что объясняется, в первую очередь, научно-технологическим развитием как в области производства

химических реагентов, применяемых в данных технологиях, так и инженерно-техническим совершенствованием в изготовлении используемых узлов оборудования для нагнетания, позволяющих сохранять реологические свойства полимерных растворов при их закачке. В Приложении А приведены границы применимости технологии, установленные различными авторами. Данная таблица резюмирует перечень и значения основных параметров, влияющих на успешность внедрения технологии полимерного заводнения, и показывает динамику изменения границ применимости химического заводнения.

На основании анализа литературы были сформированы следующие границы применимости технологии химического заводнения, представленные в таблице 2. Таблица 2 – Текущие границы применимости полимерного заводнения (составлено автором)

Параметр	Вязкость нефти, μ_0 , мПа·с	Проницаемость пласта, k , мкм ²	Литология коллектора	Минерализация воды, мг/дм ³	Температура пласта, T , °C
Границы	<12 000	>0,002	Терригенный	<257 000	<95

Важно отметить, что после выбора потенциального объекта для внедрения химического заводнения, разработки химической композиции необходимо провести комплекс работ для того, чтобы снизить риски в отношении как можно большего числа параметров и выявить оптимальную стратегию закачки. Поэтому перед закачкой на всем месторождении необходимо протестировать технологию на относительно небольшом участке рассматриваемого объекта в рамках пилотного проекта.

Ключевой целью пилотных работ является оценка отклика пласта на закачку химического состава, отслеживание изменения режимов работы добывающих скважин. По завершении этапа будет проводиться анализ эффективности выполненных работ и будут составляться рекомендации по дальнейшему масштабированию технологии в рамках данного месторождения.

При выборе пилотного участка необходимо руководствоваться двумя требованиями:

1. Нахождение зоны, которая является относительно репрезентативной с точки зрения основных геолого-физических характеристик всего рассматриваемого объекта.

2. Уменьшение времени отклика для получения необходимой информации о реакции пласта на закачку химической композиции.

Как правило, для реализации пилотного проекта выбирается 2-4 нагнетательные скважины, расположенные в одной гидродинамически связанной области. Необходимо избегать краевые участки залежи и участки с избирательной системой заводнения.

Приемистость нагнетательных скважин должна составлять от 50 до 250 м³/сут. Низкая приемистость может в итоге, при закачке вязкого раствора привести к еще большему снижению объемов закачки. В свою очередь, слишком высокое значение приемистости может быть косвенным фактором наличия зон повышенной проницаемости. В этой связи предпочтение необходимо отдавать участкам без трещин ГРП – с целью минимизации риска преждевременного прорыва фронта ПАВ-полимерного раствора к забоям добывающих скважин. В случае наличия трещин ГРП на нагнетательных скважинах, должна рассматриваться предварительная закачка жестких гелевых составов для изоляции трещин.

При проектировании химического заводнения необходимо анализировать взаимосвязь между нагнетательными и добывающими (реагирующими) скважинами, которая определяется по результатам ГДИС, ПГИ, трассерным исследованиям, реакцией динамических уровней, показателями разработки. Добывающие и нагнетательные скважины должны быть технически исправны, в них должны отсутствовать любые виды негерметичностей и заколонных перетоков.

С точки зрения технологических параметров добывающих скважин предпочтение необходимо отдавать участкам средняя обводненность продукции которых составляет от 60 до 95 %.

1.6 Выводы по Главе 1

1. На территории Российской Федерации, в частности в Западно-Сибирской НГП, в настоящий момент находится множество объектов, извлекаемые запасы которых постепенно истощаются, а потенциал для внедрения МУН увеличивается, что делает разработку и совершенствование данных технологий крайне перспективной.

2. Одним из крупнейших активов, находящимся на поздней стадии разработки в Западно-Сибирской НГП, являются пласты алымской и ванденской свиты, которые в сургутском районе индексируются как АС, а в нижневартовском - как АВ. Такие пласты расположены на Покачевском, Повховском, Нивагальском, Кечимовском и других месторождениях Западно-Сибирской НГП.

3. Для рассматриваемых объектов в качестве потенциального метода увеличения нефтеотдачи может рассматриваться химическое заводнение, которое заключается в добавлении в закачиваемую в пласт воду полимеров, ПАВ веществ и щелочи.

4. Добавление полимера в закачиваемую воду приводит к увеличению вязкости вытесняющего агента, что позволяет выравнивать подвижность нефти и воды в пластовых условиях. Также полимерное заводнение может использоваться при наличии в пласте контраста проницаемости различных пропластков внутри одного гидродинамически связанного объекта.

5. Добавление ПАВ способствует снижению МФН на границе с нефтью и изменению смачиваемости горной породы, что в конечном итоге приводит к дополнительному извлечению нефти.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕАГЕНТОВ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными задачами в рамках лабораторных исследований является:

1. Разработка и изучение физико-химических и реологических свойств ПАВ-полимерного состава.
2. Изучение фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности разработанного ПАВ-полимерного состава на модели объекта исследования.

Лабораторные испытания включали в себя следующие группы исследований:

I группа исследований – Исследования полимеров:

Исследуемые показатели и параметры: определение базовых параметров полимера (содержание основного вещества, молекулярная масса, характеристическая вязкость, степень гидролиза); оценка возможности растворения полимера в воде; определение зависимости эффективной вязкости полимерных растворов от скорости сдвига, оценка адсорбции, оценка механической и термической устойчивости, определение фильтрационных показателей полимерных растворов.

II группа исследований – Исследования ПАВ в свободных объемах:

Исследуемые показатели и параметры: растворимость ПАВ, фазовое поведение при контакте с нефтью, зависимость МФН на границе с нефтью от концентрации ПАВ, статическая адсорбция ПАВ, оценка влияния, оценка влияния температуры и минерализации системы на МФН на границе «водный раствор ПАВ – нефть».

III – Исследования ПАВ-полимерных составов:

Оценка влияния концентрации ПАВ и полимера на основные свойства химической композиции; фильтрационные исследования на керне.

2.1 Предварительный подбор химических реагентов

Для тестирования образцов полимера были сформулированы следующие критерии для предварительного отбора потенциальных кандидатов.

1. Базовые требования:

- внешний вид химических реагентов должен быть однородным (цвет от белого до светло-желтого) – определяется путем визуальной оценки;

- химические реагенты не должны вызывать коррозию нефтепромыслового оборудования – указано в паспорте образца;

2. Физико-химические:

- степень гидролиза [14]. Степень гидролиза отражает количество акрилатных групп к общему числу мономерных звеньев макромолекулы. Рекомендованное значение для полимеров варьирует в диапазоне от 5 до 40 % [128].

- содержание основного вещества. Показывает массовую долю нелетучих компонентов в сухом порошке полимера. Рекомендованное значение содержания основного вещества составляет более 85 %.

3. Параметры, зависящие от геолого-физической характеристики объекта:

- молекулярная масса. Данный показатель прямым образом влияет на набор вязкости полимеров (чем больше молекулярная масса, тем меньшая концентрация необходима для получения целевой вязкости). С учетом ухудшенных ФЕС объекта исследования (участки с пониженной проницаемостью) необходимо в рамках лабораторных исследований подобрать полимерный состав, обеспечивающий необходимый уровень фильтрации (отсутствие чрезмерной коагуляции и затухающей фильтрации). Основным показателем, влияющим на свободное продвижение полимерного раствора, является его молекулярная масса. Согласно информации, представленной в источнике [39] была предложена эмпирическая корреляция между значением молекулярной массы и абсолютной проницаемостью породы на объекте разработки, которая представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Эмпирическая корреляция между значением молекулярной массы полимера и абсолютной проницаемостью породы [39]

Молекулярная масса, млн. Да	Средняя проницаемость, мкм ²
>20	1,0
18-20	0,75
15-18	0,5
12-15	0,35
8-12	0,2
5-8	0,1
1-5	0,01

С учетом имеющихся данных о средней проницаемости рассматриваемого объекта ($0,139 \text{ мкм}^2$) оптимальной молекулярной массой образца полимера является значение менее 12 млн. Да. Важно отметить, что таблицу 3 следует использовать с осторожностью, поскольку химические составы и минерализация могут очень сильно повлиять на гидродинамический объем полимера, иногда способствуя его распространению в слоях с более низкой проницаемостью. В ходе работы наиболее подходящие полимерные составы будут тестироваться при фильтрационных испытаниях для проверки соответствия молекулярной массы ФЕС горной породы.

Процентное содержание мономерных добавок (процентное содержание АТБС в составе). Данный показатель влияет на термическую устойчивость и устойчивость к повышенной минерализации. Полимеры с указанными добавками необходимо применять при температуре выше 60°C и минерализации выше 50 г/л. С учетом имеющейся температуры на рассматриваемом объекте (57°C) рекомендуемое значение содержания АТБС групп должно составлять от 5 до 15 % [73].

Основными критериями для ранжирования различных марок полимеров на этапе исследований в свободных объемах в порядке важности являются [34]:

- 1) значение молекулярной массы – не должно превышать 12 млн. Да (уточняется в рамках фильтрационных экспериментов);
- 2) содержание основного вещества полимера – выше 85 %;
- 3) совместимость с водой рассматриваемого объекта (отсутствие комков, осадков при приготовлении раствора);
- 4) время растворения менее 240 минут в воде рассматриваемого объекта;
- 5) реологические свойства, а именно, получение максимальной вязкости раствора при минимальной дозировке химического реагента;
- 6) стойкость к механическому воздействию. Коэффициент стойкости к механической деструкции оценивается по отношению вязкости деструктированного раствора к исходному раствору. Коэффициент стойкости к механической деструкции – выше 0,85;

7) термическая стабильность полимеров. Определяется как отношение вязкости раствора после нагревания и долговременной выдержки к вязкости исходного раствора при температуре пласта. Коэффициент термической стабильности – выше 0,85.

Таким образом, с учетом геолого-физической характеристики объекта для исследований были отобраны образцы полимеров со следующими характеристиками, представленными в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики отобранных для исследований полимеров (составлено автором)

Название	Содержание АТБС, %	Степень гидролиза, %
FP 3230	0	30
FP 3330	0	30
FP 3630	0	30
FP 5205 SH	5	20
FP 5205 VHM	5	20
FP 5115 SH	15	20

Выбор ПАВ для ПАВ-полимерного заводнения – это один из самых сложных этапов разработки [29], который определяется комплексом факторов, обеспечивающих эффективность их действия в конкретных геолого-физических условиях [18]. При изучении научных публикаций и работ по данной теме были сформулированы следующие основные критерии [33]:

- 1) хорошая растворимость в воде при поверхностных (при 20 °С) и пластовых условиях;
- 2) стабильность и совместимость ПАВ и полимера друг с другом и растворителем при пластовой температуре;
- 3) достижение низкого МФН на границе с нефтью;
- 4) приемлемое значение адсорбции ПАВ на горной породе пласта-коллектора;
- 5) отсутствие любых нежелательных фаз: микроэмульсия должна соответствовать показателям низкой вязкости (тип II и тип IV по классификации Сургучева М.Л.) [14].

Предварительный выбор ПАВ был основан не геолого-физической характеристике рассматриваемого объекта исследования. В основном для

исследований рассматривались анионные и амфотерные ПАВ, которые подтвердили возможность снижения МФН до значений 10^{-2} - 10^{-3} мН/м. Катионные ПАВ не рассматривались по причине того, что из-за своей полярности они могут негативно взаимодействовать с анионным полиакраламидом (ухудшать свойства). Также у катионных ПАВ значительная адсорбция на горной породе (песчанике). НПАВ, в свою очередь, потенциально применимы, но не обладают возможностью снижения МФН до низких значений, а также некоторые НПАВ могут деградировать в диапазоне температур 50-60°C. Таким образом были отобраны образцы ПАВ, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Тестируемые в ходе исследований образцы ПАВ (составлено автором)

Название ПАВ	Тип по заряду	Химическая формула
Алкилбензолсульфонат натрия	Анионный	$C_{12}H_{25}-C_6H_4-SO_3Na$
Алкилбензолсульфонат натрия	Анионный	$C_{16}H_{33}-C_6H_4-SO_3Na$
Лауретсульфат натрия	Анионный	$CH_3(CH_2)_{11}(CH_2CH_2O)_2SO_3Na$
Додецилбензолсульфонат натрия	Анионный	$C_{12}H_{25}-C_6H_4-SO_3Na$
Альфа-олефин сульфат натрия	Анионный	$C_{14}H_{27}SO_3Na$
Бетаин	Амфотерный	$(CH_3)_3N^+CH_2COO^-$
Олеил бетаин	Амфотерный	$C_{17}H_{33}CONH(CH_2)_3N^+(CH_3)_2CH_2COO^-$
Диэтаноламид лауриновой кислоты	Неионогенный	$C_{11}H_{23}CON(CH_2CH_2OH)_2$

2.2 Описание свойств и состава, используемых в исследованиях воды и нефти

Для проведения исследований использовались нефть и пластовая вода Кечимовского месторождения (объект АВ_{1/2}). Основные свойства нефти представлены в таблице 1.

Характеристика пластовой и закачиваемой воды объекта исследования представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика пластовой и закачиваемой в пласт воды (составлено автором)

Компонент	Пластовая вода	Закачиваемая (подтоварная) вода
Ca^{2+} , мг/дм ³	739,9	940,0
Mg^{2+} , мг/дм ³	147,1	96,0
Na^++K^+ , мг/дм ³	7704,4	7753,1
Cl^- , мг/дм ³	12922,6	13736,88
HCO_3^- , мг/дм ³	364,5	268,4
SO_4^{2-} , мг/дм ³	9,69	1,26
pH	7,17	7,05
Общая минерализация, мг/дм ³	21 890,0	22 795,63

Для проведения фильтрационных испытаний использовались образцы керна, отобранные при бурении скважин Кечимовского месторождения (объект АВ_{1/2}). Подробная информация по образцам керна, используемым при проведении фильтрационных исследований представлена в разделе 4.

2.3 Тестирование полимерных составов

2.3.1 Определение содержания основного вещества

Методика определения содержания основного вещества основана на вычислении массы нелетучих веществ порошкообразных полимеров путем измерения потери массы навески сухого полимера после высушивания образца.

Подготовка бюксов к испытаниям осуществляется путем промывки хромовой смесью с последующей сушкой в термошкафу (рисунок 20) при температуре 105 °С.



Рисунок 20 – Внешний вид термошкафа (фото автора)

После промывки и сушки бюксы взвешивались на аналитических весах. Дополнительно на весах взвешивалось несколько граммов полимера (2 г), которые помещались в бюксы и равномерно распределялись по дну (необходимо избегать, чтобы навеска была уложена в несколько слоев). После этого бюкс повторно взвешивается и направляется в термошкаф при температуре 105°С.

После выдержки бюкса в шкафу до достижения постоянной массы образцы охлаждали в эксикаторе и проводили повторное взвешивание.

Содержание основного вещества определяли по формуле (3):

$$W = \frac{m_{c.n.}}{m_1} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где $m_{c.n.}$ – масса бюкса с сухим полимером после высушивания, г;

m_1 – масса бюкса с полимером до высушивания, г.

2.3.2 Определение характеристической вязкости, степени гидролиза и молекулярной массы

Характеристическая вязкость – условный показатель, определяющий относительный прирост вязкости низкомолекулярного растворителя при введении в него полимера.

Под молекулярной массой как правило понимают среднюю массу всех макромолекул полимера. Достоверное определение молекулярной массы является достаточно сложной задачей, так как каждый отдельный образец полимера характеризуется молекулярно-массовым распределением по гауссовской кривой [39]. Несмотря на достаточное количество возможных методик определения молекулярной массы, наибольшую распространённость имеет методика, основанная на соотношении Марка-Куна-Хаувинка (4):

$$[\eta] = K_{\eta} \cdot M^a \quad (4)$$

где $[\eta]$ – характеристическая вязкость, дл/г;

M – молекулярная масса полимера, Да;

K_{η} и a – константы Марка-Хаувинка для данной системы полимер-растворитель.

Необходимые для расчета константы были взяты из источника [23].

Характеристическую вязкость определяли по времени истечения растворов с использованием уравнения Хаггинса (5) [6]:

$$\eta_{np} = [\eta] + K \cdot C \cdot [\eta]^2 \quad (5)$$

где η_{np} – приведенная вязкость, дл/г;

C – концентрация полимера, г/дл;

K – константа Хаггинса.

Измерения вязкости проводились с помощью капиллярного вискозиметра ВПЖ-1 (рисунок 21).

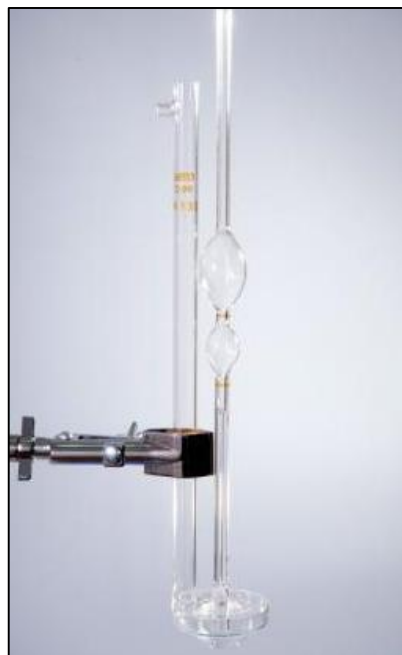


Рисунок 21 – Внешний вид капиллярного вискозиметра ВПЖ-1 (фото автора)

Для каждого образца полимера было приготовлено по 5 растворов с разными концентрациями и измерено время их истечения через капилляр вискозиметра. Также было определено время истечения растворителя (раствора хлористого натрия с концентрацией 100 г/л). Измерения проводились при температуре 25°C.

Полученные результаты фиксировались в соответствии с таблицей 7.

Таблица 7 – Типовой вид представления результатов (составлено автором)

Измерение	Обозначение	V1	V2	V3	V4	V5
Время истечения полимера, с	t	t_1	t_2	t_3	t_4	t_5
Время истечения растворителя, с	t_0	t_0	t_0	t_0	t_0	t_0
Относительная вязкость	$\eta_{от}=t/t_0$	$\eta_{от1}$	$\eta_{от2}$	$\eta_{от3}$	$\eta_{от4}$	$\eta_{от5}$
Удельная вязкость	$\eta_{уд}=\eta_{от}-1$	$\eta_{уд1}$	$\eta_{уд2}$	$\eta_{уд3}$	$\eta_{уд4}$	$\eta_{уд5}$
Массовая концентрация раствора полимера, г/дл	C_i	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
Приведенная вязкость, дл/г	$\eta_{уд}/C_i$	$\eta_{уд1}/C_1$	$\eta_{уд2}/C_2$	$\eta_{уд3}/C_3$	$\eta_{уд4}/C_4$	$\eta_{уд5}/C_5$

Для каждого образца построен типовой график зависимости приведенной вязкости от концентрации (рисунок 22). Обработка экспериментальных данных проведена графическим методом [29].

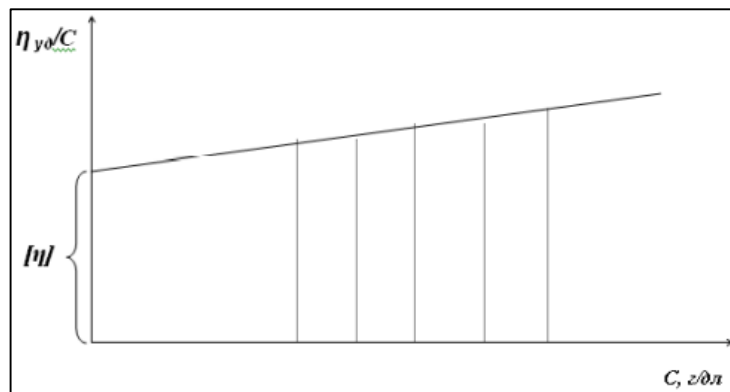


Рисунок 22 - Типовой вид зависимости приведенной вязкости от концентрации полимера [6]

2.3.3 Определение времени растворения полимеров

Растворение полимера производилось в стакане объемом 500 мл с использованием верхнеприводной мешалки. Скорость вращения мешалки составляла 350 об./мин. По мере растворения полимера, раствор становился однородным и в нем отсутствовали частицы полимера.

При растворении полимера происходил непрерывный контроль за внешним видом раствора. Момент, когда в растворе пропали видимые частицы полимера, считалось временем растворения полимера, который фиксировался как результат исследования.

2.3.4 Определение зависимости эффективной вязкости полимерных растворов от скорости сдвига при различных концентрациях

Методика испытаний основана на измерении вязкости полимерных растворов при различных скоростях вращения шпинделя (скоростях сдвига) при помощи ротационного вискозиметра Brookfield (рисунок 23), при температуре исследования.

Для проведения эксперимента подготавливали серию растворов полимера различной концентрации на образце воды исследуемого объекта.



Рисунок 23 - Внешний вид ротационного вискозиметра Brookfield (фото автора)

Для измерения вязкости при температуре пласта, стакан вискозиметра с помощью специальной терморубашки нагревался до необходимой температуры. После этого производили замеры вязкости полимерных растворов при различных скоростях сдвига. Скорости сдвига выбирались исходя из условий месторождения. Обычно диапазон реальных скоростей сдвига в пласте на расстояниях пяти и более метров от скважин для полимерного заводнения составляет от 1 до 100 с^{-1} [72]. Для наибольшей достоверности результатов проводилось два параллельных измерения вязкости при одной температуре.

2.3.5 Определение статической адсорбции полимеров

Адсорбция полимера на пористой среде является параметром, определяющим фильтрационные характеристики его растворов, а в итоге, технологические и экономические результаты полимерного заводнения.

Для предварительного выбора полимера из ряда образцов для условий месторождения первоначально проводятся исследования адсорбции в статических условиях, на дезинтегрированном керновом материале, с целью оценки взаимодействия макромолекул полимеров с породой пласта.

Породу размельчали, промывали закачиваемой модельной водой и высушивали при температуре 57°C .

Растворы полимеров (рабочей концентрации) выдерживали в контакте с породой (при периодическом перемешивании) в течение 2 суток в термошкафу при температуре 57 °С. После выдержки полимерный раствор отделялся от горной породы и на основании реологических кривых рассчитывалась конечная концентрация полимера.

Значение статической адсорбции было рассчитано по формуле (7):

$$A = \frac{V \cdot (C_i - C_f)}{m}, \text{ мкг/г} \quad (7)$$

где m – масса горной породы, смешанной с полимерным раствором, г;

V – общий объем раствора полимера, л;

C_i – исходная концентрация полимерного раствора, %;

C_f – конечная концентрация полимерного раствора, %.

2.3.6 Определение механической деструкции полимерных растворов

Методика испытаний основана на измерении вязкости свежеприготовленного полимерного раствора и раствора после перемешивания на мешалке при повышенных скоростях вращения.

В рамках эксперимента свежеприготовленный раствор полимера (500 мл) ставили под верхнеприводную мешалку (рисунок 24) [6], включали скорость 2000 об/мин и перемешивали в течение 5-10 мин. После этого раствор выдерживали до выхода пузырьков воздуха и производили замеры вязкости.

Коэффициент потери вязкости по отношению к первоначальным значениям (коэффициент стойкости к механической деструкции) рассчитывали по формуле (8):

$$K = \frac{\mu_{дест}}{\mu_{исх}} \cdot 100\% \quad (8)$$

где $\mu_{исх}$ – вязкость исходного раствора, мПа·с.

$\mu_{дест}$ – вязкость деструктированного раствора, мПа·с.



Рисунок 24 – Внешний вид верхнеприводной мешалки (фото автора)

2.3.7 Определение долгосрочной стабильности полимерных растворов

Методика испытаний основана на периодическом измерении вязкости раствора полимера при долгосрочном воздействии температуры исследования.

Свежеприготовленные полимерные растворы переливали в сосуды из боросиликатного стекла, снабженные резиновой пробкой и алюминиевым колпачком, который обжимается для обеспечения надежной герметизации. Далее сосуды помещали в термощкаф при соответствующей температуре.

Влияние температуры на полимерный раствор определялся путем периодического измерения вязкости раствора в течение периода испытания при фиксированном значении скорости сдвига ($7,34 \text{ c}^{-1}$).

2.3.8 Определение фильтрационных характеристик полимерных составов

Методика предназначена для определения ФС, ОФС, механической деструкции полимера при прохождении через поровое пространство. Также в ходе исследований оценивается коэффициент вытеснения.

Фильтрационные исследования проводились на автоматизированной фильтрационной установке Vinci Technologies Autoflood 700 (рисунок 25).



Рисунок 25 – Внешний вид установки Autoflood 700 (Vinci Technologies)
(фото автора)

Для проведения фильтрационных исследований использовались экстрагированные, высушенные, цилиндрические образцы кернов рассматриваемого объекта и нефть, отобранная со скважин месторождения. Цилиндрические керны были сделаны из образцов горной породы.

Образцы керна проходили последовательную подготовку, включающую экстракцию в аппарате Сокслета с использованием спиртобензольной смеси, сушку в термощкафу при температуре 105°C и последующее хранение в экстракторе.

После проведения подготовительных процедур образцы керна исследовались на пермеамetre-порозимetre «ПИК-ПП» (рисунок 26) для определения открытой пористости и абсолютной проницаемости образцов керна.

После насыщения нефтью вакуумметрическим методом образец керна помещался в кернодержатель, в которой моделировались термобарические условия максимально приближенные к пластовым исследуемого эксплуатационного объекта.

Далее производилось вытеснение нефти из керна водой с заданным расходом до полного обводнения продукции на выходе из кернодержателя.



Рисунок 26 – Внешний вид пермеаметра-порозиметра «ПИК-ПП» (фото автора)

На следующем этапе фильтрационного эксперимента проводили закачку раствора ПАА, приготовленного на модели воды системы ППД, с заданным расходом до полного обводнения продукции на выходе из кернодержателя.

Фильтрационные эксперименты проводились в режиме «постоянный расход-меняющийся перепад давления».

Вода, полимерные и ПАВ-полимерные растворы закачивались с постоянной скоростью 1 мл/мин. Выбор скорости закачки в первую очередь определялся капиллярным числом. Хотя гидродинамическое моделирование пластовых условий предполагало оптимальную скорость 0,1 мл/мин, лабораторная реализация при такой скорости потребовала бы длительного времени экспериментов. Использование этого параметра для расчета капиллярного числа дает безразмерное значение 10^{-7} . При пересчете на экспериментальную скорость закачки 1 мл/мин величина капиллярного числа уменьшается до 10^{-8} . Такое изменение на порядок

величины остается методологически приемлемым, так как сохраняет капиллярно-доминирующий режим вытеснения ($N_c \leq 10^{-6}$), тем самым сохраняя фундаментальную динамику жидкости, управляющую процессом.

2.4 Методика исследований ПАВ

2.4.1 Оценка растворимости ПАВ

Методика испытаний основана на визуальной оценке внешнего вида раствора после их растворения в модельной воде. Некоторые ПАВ при растворении образуют слегка мутные растворы, а в некоторых образцах выпадают осадки (рисунок 27).

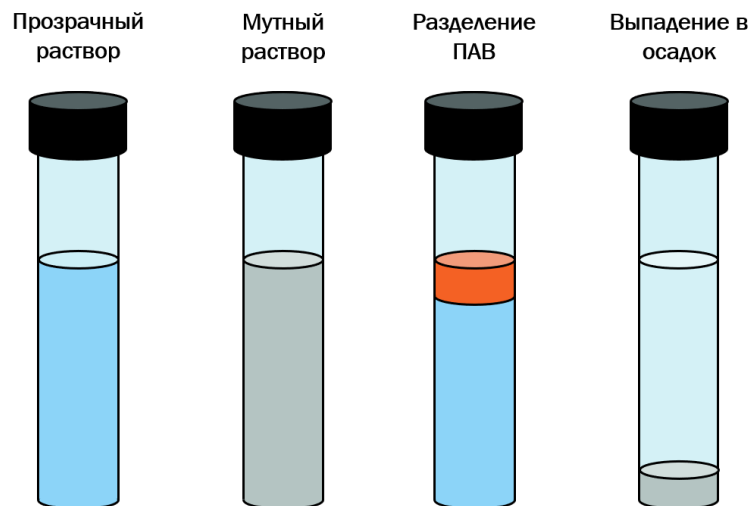


Рисунок 27 – Растворимость ПАВ (составлено автором)

Критерием растворимости ПАВ считается сохранение прозрачности раствора в течение не менее 3-х суток. В некоторых случаях (например, при слишком высокой минерализации воды) допускается легкая опалесценция раствора.

2.4.2 Исследования фазового поведения водных растворов ПАВ и нефти на предмет возможности образования эмульсии

Методика проведения исследований на фазовое поведение основана на визуальной оценке типов растворов полученных при смешении водных растворов ПАВ с нефтью объекта исследования.

Основной целью исследования на фазовое поведение являются определение способности ПАВ формировать один из 4 типов эмульсии, при этом предпочтение отдается реагентам, позволяющим получать II и IV типы эмульсий.

Для проведения эксперимента производилась подготовка раствора ПАВ заданной концентрации. Модельный раствор ПАВ и нефть в одинаковых объемах помещались в пробирку объёмом 15 мл с завинчивающейся крышкой и перемешивались. После этого пробирки помещались в термошкаф и выдерживались при температуре пласта. Далее спустя 1 и 3 суток фиксировался внешний вид пробирок и определялся тип сформировавшейся эмульсии.

2.4.3 Определение межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ-нефть» при различной концентрации ПАВ

Методика измерения МФН основана на минимальном воздействии гравитационных сил на шарообразную каплю, вращающуюся с определенной скоростью вокруг своей продольной оси. Для наиболее точной оценки межфазного натяжения (МФН) на границе «нефть-водный раствор ПАВ» исследования были проведены на тензиометре KRÜSS SDT (рисунок 28) методом вращающейся капли.

Капля, помещенная вдоль осей вращающегося капилляра, опущенного в более плотную жидкость, будет иметь вытянутую цилиндрическую форму. При определенном объеме капли и скорости вращения, диаметр капли зависит только от МФН. Схематичное описание процесса представлено на рисунке 29.

При вращении капли лёгкой фазы (например, нефти) в среде тяжелой фазы (например, водный раствор ПАВ) под действием центробежных сил капля вытягивается. Скорость вращения капилляра необходимо выбирать таким образом, чтобы не происходил разрыв капли.



Рисунок 28 – Внешний вид Spinning Drop тензиометра KRÜSS (фото автора)



Рисунок 29 – Вращение капли нефти в объеме жидкости для определения МФН
(составлено автором)

С помощью программного обеспечения (ПО) тензиометра определялось МФН на границе с нефтью по формуле (9):

$$\sigma_i = k \cdot r^3 \cdot \omega^2 \cdot (\rho_H - \rho_L) \quad (9)$$

где ρ_H и ρ_L – плотность раствора ПАВ (тяжелая фаза) и плотность нефти (легкая фаза) соответственно, г/см³;

r – радиус вращения капли, мм;

ω – частота вращения капли, об/мин;

k - постоянная прибора, зависящая от приближения оптики, устанавливаемая во время калибровки прибора, пиксель/мм.

Применение столь чувствительного к изменению МФН прибора обусловлено необходимостью точного фиксирования сверхнизких значений в диапазоне 10^{-2} - 10^{-3} мН/м.

2.4.4 Оценка влияния температуры и минерализации системы на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть»

Исследования проводились в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2.4.3. В рамках тестирования изменяется значение минерализации воды для приготовления раствора и значение температуры исследования.

2.5 Исследования ПАВ-полимерных композиций

2.5.1 Оценка влияния концентрации ПАВ и полимера на основные свойства химической композиции

Для оценки совместимости ПАВ и полимеров были проведены совместные исследования оценки растворимости в модели воды, а также оценено влияние концентрации компонентов на основные свойства химической композиции (эффективная вязкость, МФН на границе «водный раствор-нефть»). Методика проведения экспериментов идентична методикам, изложенным в разделах 2.3.4. и 2.4.3.

2.5.2 Фильтрационные исследования

Методика предназначена для определения коэффициента вытеснения нефти, ФС, ОФС.

Фильтрационные исследования проводились на автоматизированной фильтрационной установке RPS-812 (рисунок 30).

Для проведения фильтрационных исследований использовались экстрагированные, высушенные, цилиндрические образцы кернов рассматриваемого объекта и нефть, отобранная со скважин месторождения. Цилиндрические керны были сделаны из образцов горной породы.

Образцы керна проходили последовательную подготовку, включающую экстракцию в аппарате Сокслета с использованием спиртобензольной смеси, сушку в термошкафу при температуре 105°C и последующее хранение в экстракторе.



Рисунок 30 – Внешний вид установки RPS-812 (фото автора)

После проведения подготовительных процедур образцы керна исследовались на пермеамetre-порозимetre «ПИК-ПП» (рисунок 26) для определения открытой пористости и абсолютной проницаемости образцов керна.

После насыщения нефтью вакуумметрическим методом, образец керна помещался в кернадержатель, в которой моделировались термобарические условия максимально приближенные к пластовым исследуемого эксплуатационного объекта.

Далее производилось вытеснение нефти из керна водой с заданным расходом до полного обводнения продукции на выходе из кернадержателя.

На следующем этапе фильтрационного эксперимента проводили закачку раствора ПАА, приготовленного на модели воды системы ППД, с заданным расходом до полного обводнения продукции на выходе из кернадержателя, после этого производили закачку ПАВ-полимерного раствора.

Фильтрационные эксперименты проводились в режиме «постоянный расход-меняющийся перепад давления».

Вода, полимерные и ПАВ-полимерные растворы закачивались с постоянной скоростью 1 мл/мин. Обоснование выбора скорости закачки приведено в разделе 2.3.8.

2.6 Выводы по Главе 2

1. В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к полимерам, ПАВ и ПАВ-полимерным составам обоснован научно-методический подход к разработке ПАВ-полимерных составов для повышения нефтеотдачи неоднородных терригенных коллекторов.

2. Исследования проводятся с учетом геолого-физических свойств объекта исследования – нефтесодержащих пластов с неоднородными терригенными коллекторами алымской и ванденской свит (группа пластов АВ) Западно-Сибирской НГП в условиях, максимально приближенных к пластовым (с соблюдением термобарических условий).

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

На основании ранее представленных методик были проведены исследования, направленные на разработку ПАВ-полимерного состава [107], отвечающего основным требованиям, сформированным во 2 главе.

3.1 Результаты исследования образцов полимеров

3.1.1 Определение содержания основного вещества

После выдержки сухого порошка полимеров в термопечи при 110 °С по формуле (3) было определено содержание основного вещества. Результат представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты определения основного вещества полимеров (составлено автором)

Образец полимера	Масса порошка (тест №1), г		Масса порошка (тест №2), г		Основное вещество, %		Среднее значение, %
	До высушивания	После высушивания	До высушивания	После высушивания	Тест №1	Тест №2	
FP 3230S	2,29	2,12	2,16	2,0	92,34	92,46	92,4
FP 3330S	2,23	2,07	2,11	1,91	92,62	90,57	91,6
FP 3630S	1,93	1,70	2,22	1,97	88,12	88,68	88,4
FP 5205 SH	2,03	1,81	2,2	2,03	89,27	92,12	90,7
FP 5205 VHM	1,88	1,69	2,03	1,83	89,91	90,08	90,0
FP 5115 SH	2,1	1,87	2,21	1,98	88,92	89,66	89,3

В дальнейших материалах будет использована только активная концентрация, которая учитывает содержание основного вещества в образцах полимера. Все исследуемые образцы полимеров соответствуют требованиям по содержанию основного вещества (>85 %).

3.1.2 Определение характеристической вязкости и молекулярной массы полимеров

Для каждого образца полимера было приготовлено по 5 растворов с разными концентрациями и измерено время их истечения через капилляр вискозиметра. Также было определено время истечения растворителя (раствора хлористого

натрия с концентрацией 100 г/л) – 113,6 с. Измерения проводились при температуре 25°C.

Обработка экспериментальных данных проведена графическим методом. Для каждого образца построен график зависимости приведенной вязкости от концентрации полимера в растворе (рисунок 31).

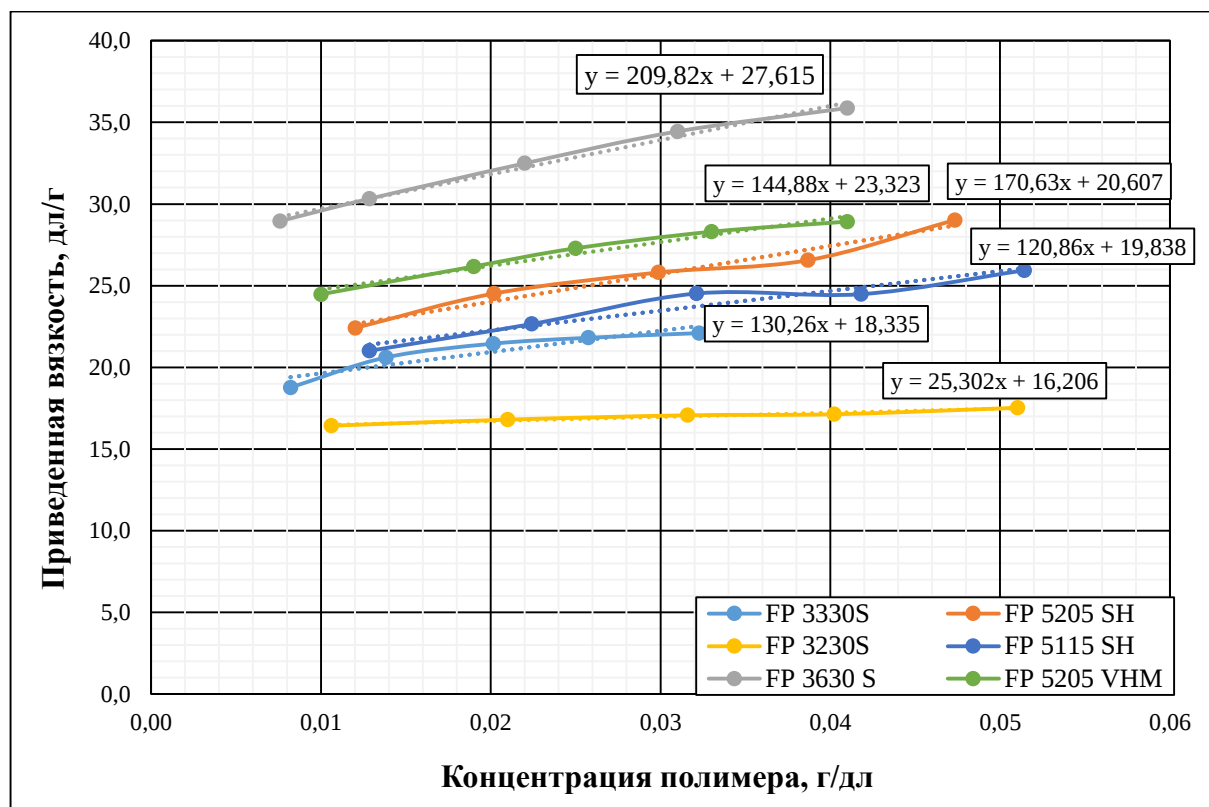


Рисунок 31 – График зависимости приведенной вязкости от концентрации полимера (составлено автором)

Результаты измерений и расчетов для определения характеристической вязкости полимеров представлены в таблице 9.

В таблице 10 представлены результаты расчета молекулярной массы полимеров. Данные по степени гидролиза образцов полимеров предоставлены производителями полимеров.

Рассчитанные значения молекулярных масс являются приближенными, так как исследуемые образцы полимеров являются модифицированными реагентами, в макромолекулах которых могут присутствовать различные мономерные звенья.

Таблица 9 – Результаты определения характеристической вязкости полимеров (составлено автором)

Марка полимера	Концентрация полимера в растворе, г/дл	Время истечения раствора полимера, с	Относительная вязкость	Приведенная вязкость, дл/г	Характеристическая вязкость, дл/г
FP 3230S	0,011	133,4	1,174	16,427	16,21
	0,021	153,7	1,353	16,797	
	0,032	174,8	1,539	17,064	
	0,040	191,9	1,689	17,127	
	0,051	215,2	1,894	17,522	
FP 3330S	0,008	131,1	1,154	18,764	18,34
	0,014	146	1,285	20,608	
	0,020	162,7	1,432	21,450	
	0,026	177,4	1,562	21,810	
	0,032	194,6	1,713	22,096	
FP 3630S	0,008	138,6	1,220	28,957	27,62
	0,013	157,9	1,390	30,324	
	0,022	194,8	1,715	32,490	
	0,031	234,9	2,068	34,445	
	0,041	280,7	2,471	35,877	
FP 5205 SH	0,012	144,2	1,269	22,410	20,61
	0,020	169,8	1,495	24,515	
	0,030	201,2	1,771	25,807	
	0,039	230,3	2,027	26,559	
	0,047	269,6	2,373	29,014	
FP 5205 VHM	0,010	141,4	1,245	24,472	23,32
	0,019	170,1	1,497	26,177	
	0,025	191,1	1,682	27,289	
	0,033	219,7	1,934	28,302	
	0,041	248,3	2,186	28,920	
FP 5115 SH	0,013	144,3	1,270	21,015	19,84
	0,022	171,3	1,508	22,655	
	0,032	203,1	1,788	24,521	
	0,042	229,9	2,024	24,480	
	0,051	265,1	2,334	25,936	

Таблица 10 – Результаты расчета молекулярной массы полимеров (составлено автором)

Марка полимера	Характеристическая вязкость, дл/г	Степень гидролиза, %	Молекулярная масса, млн.Да (в расчете на ПАА)
FP 3230S	16,21	30	7,3
FP 3330S	18,3	30	9,3
FP 3630S	27,62	30	20,3
FP 5205 SH	20,61	20	12,7
FP 5205 VHM	23,32	20	16,1
FP 5115 SH	19,84	20	11,8

Исследования показали, что характеристическая вязкость образцов полимеров находится в диапазоне (16,21 – 27,62) дл/г, а молекулярная масса в диапазоне (7,3 – 20,3) 10^6 Да. Для исследуемого объекта корректный выбор молекулярной массы является важнейшим фактором. На основе корреляции, представленной в главе 2 было определено, что значение молекулярной массы не должно превышать 12 млн.Да. Этому условию предварительно соответствуют 3 образца полимера. Тем не менее финальный выбор оптимальной молекулярной массы должен производиться после оценки фильтруемости полимерных растворов на образцах керна исследуемого объекта.

3.1.3 Определение времени растворения в воде

Методика испытаний основана на визуальной оценке растворения полимера в воде.

Определение времени растворения образцов полимеров проводили в модели воды, приготовленной на основании данных о закачиваемой воде на объекте исследования. Характеристика воды приведена в разделе 2.

Приготовление растворов полимеров с концентрациями 0,5 % при температуре воды 25 °С осуществляли с помощью верхнеприводной мешалки при скорости вращения 300 об/мин. Кинетика растворения полимеров представлена в таблице 11 и на рисунке 32.

Таблица 11 – Время растворения образцов полимера (составлено автором)

№	Марка полимера	Время растворения, мин
1	FP 3230S	60
2	FP 3330S	90
3	FP 3630S	160
4	FP 5205 SH	120
5	FP 5205 VHM	140
6	FP 5115 SH	110

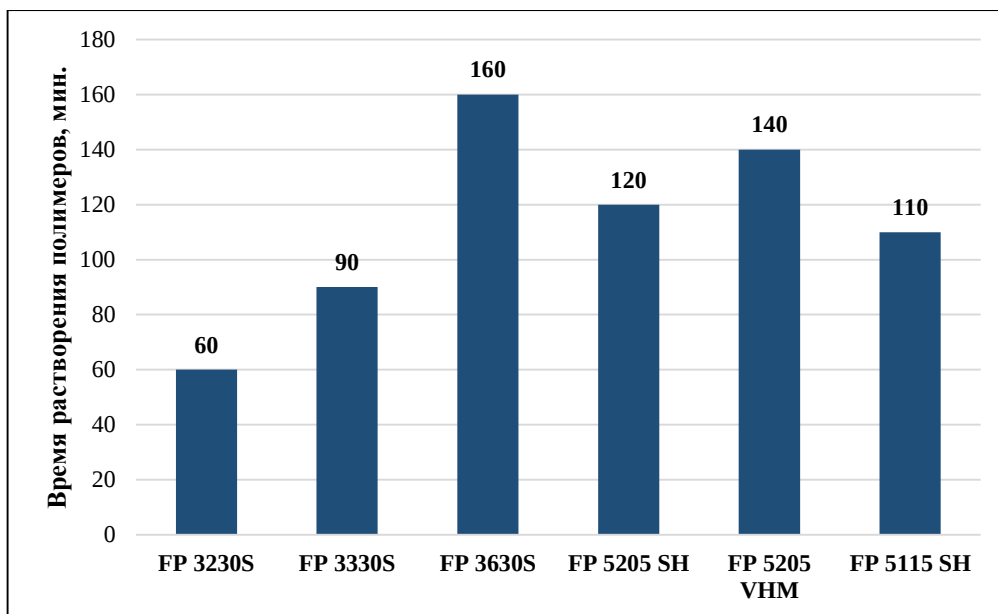


Рисунок 32 – Сопоставление времени растворения образцов полимера
(составлено автором)

Как видно из полученных результатов, на скорость растворения полимера в минерализованной воде оказывает влияние молекулярная масса.

График зависимости времени растворения полимера от значения молекулярной массы представлен на рисунке 33.

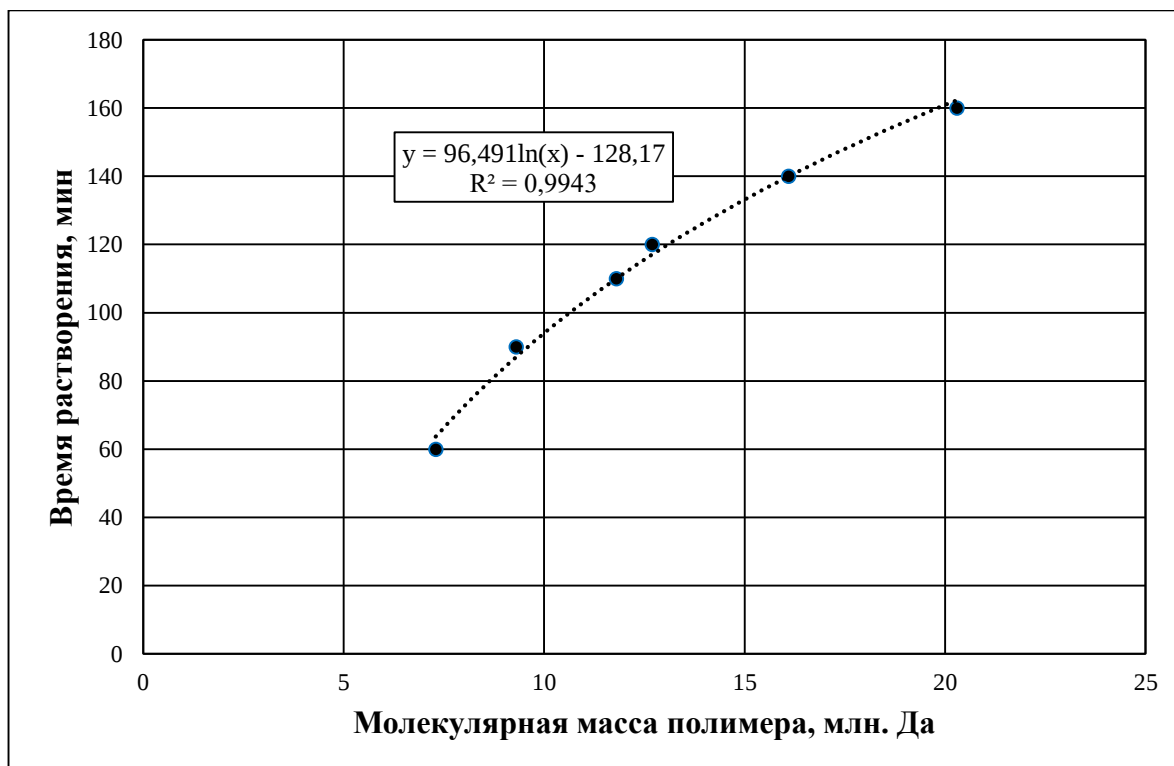


Рисунок 33 – Зависимость времени растворения от значения молекулярной массы полимера (составлено автором)

Как видно из графика, полимеры с наибольшей молекулярной массой характеризуются повышенным временем растворения в минерализованной воде.

3.1.4 Определение зависимости эффективной вязкости полимерного раствора от скорости сдвига

Методика испытаний основана на измерении эффективной вязкости полимерных растворов при различных скоростях вращения шпинделя (скоростях сдвига) с помощью ротационного вискозиметра. Полимерные растворы были приготовлены с использованием модели закачиваемой воды с объекта исследования. Измерения вязкости производились при температуре пласта – 57 °С.

В таблицах 12-17 и на рисунках 34-39 приведены зависимости эффективной вязкости полимерного раствора от концентрации при различных скоростях сдвига. Таблица 12 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 3230S (при 57°С) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	2,1	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	4,3	4,2	4,1	4,0	3,6	3,6	3,5	3,3	2,3
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	5,4	5,0	4,8	4,8	4,2	4,3	4,3	4,2	3,3
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	6,5	5,9	5,8	5,7	5,7	5,4	5,1	4,4	4,0
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	10,8	9,0	8,6	8,0	7,9	7,5	6,9	6,0	5,3
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	18,0	14,4	13,2	12,7	12,1	11,8	11,1	10,1	8,5	8,3

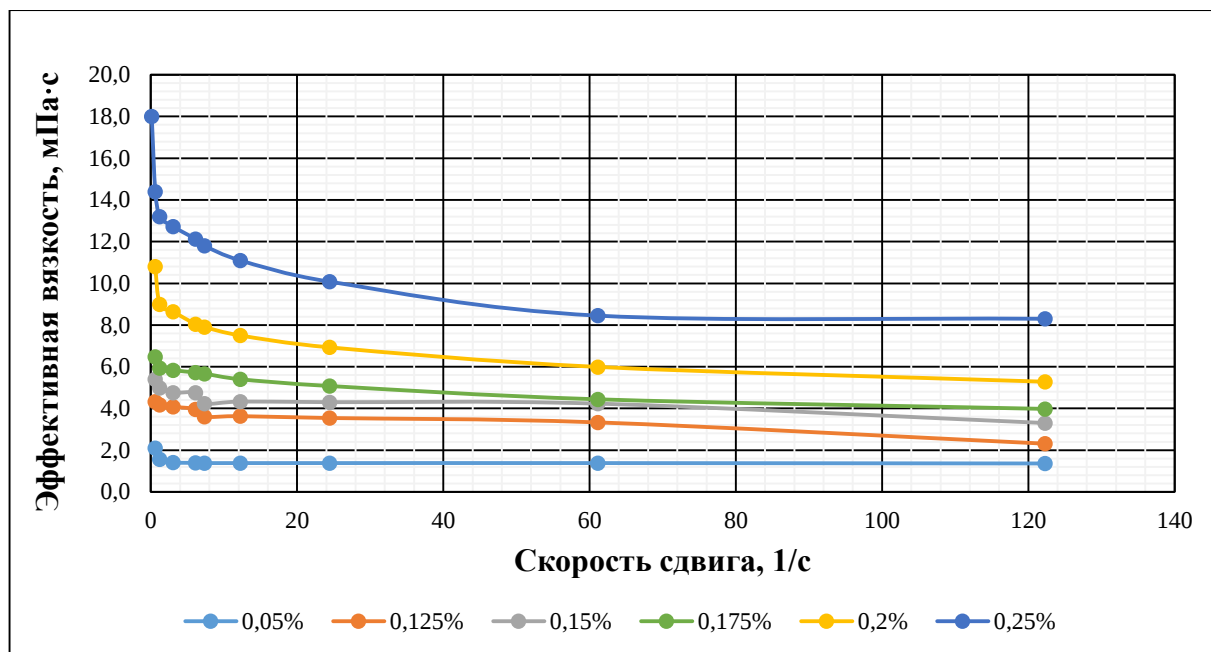


Рисунок 34 - Зависимость эффективной вязкости раствора полимера FP 3230S (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Таблица 13 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 3330S (при 57°C) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	2,4	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	4,8	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,5	3,2	3,0
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	6,0	5,4	5,3	5,0	5,0	4,7	4,5	4,0	3,7
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	7,2	6,6	6,5	6,4	6,3	6,0	5,6	4,9	4,4
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	11,0	9,2	8,8	8,2	8,0	7,6	7,1	6,1	5,4
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	19,0	14,5	13,4	12,9	12,4	12,1	11,3	10,1	8,5	8,5

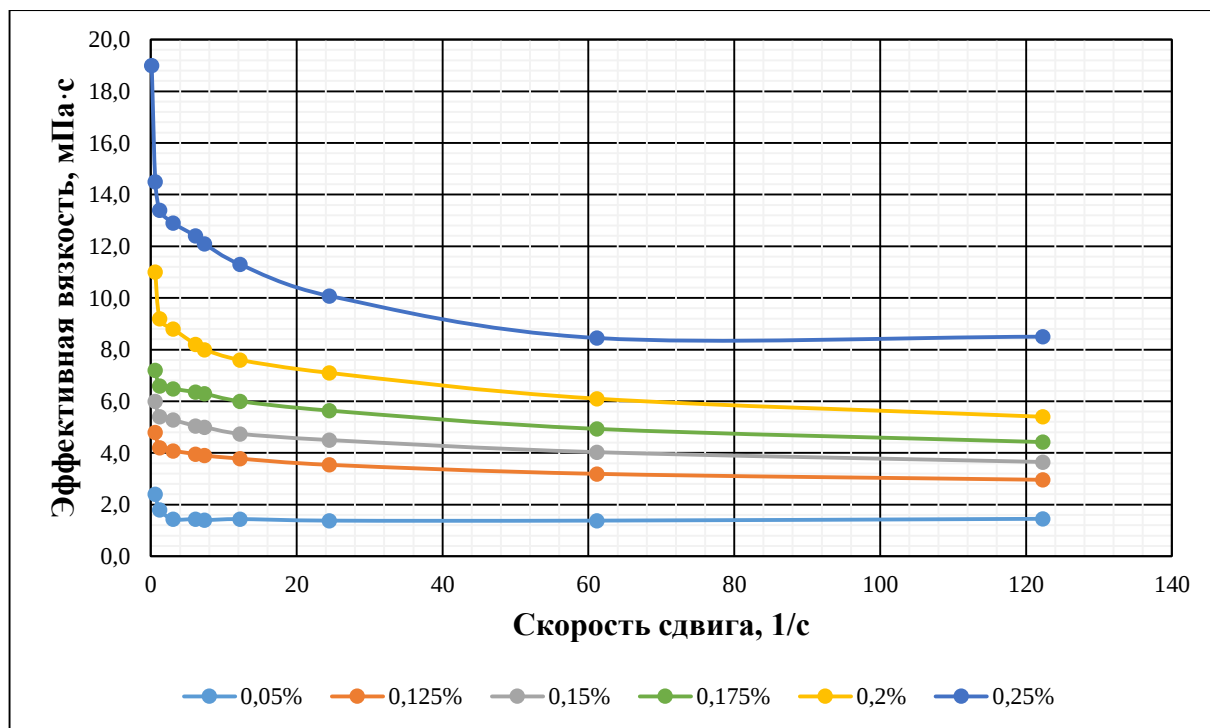


Рисунок 35 - Зависимость эффективной вязкости раствора полимера FP 3330S (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Таблица 14 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 3630S (при 57°C) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	-	-	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	10,0	8,1	8,1	7,8	7,7	7,2	6,6	5,7	5,1
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	16,0	12,0	11,3	11,3	10,9	10,7	9,5	8,5	7,2	6,4
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	32,0	20,0	16,2	14,6	13,8	13,5	12,5	11,0	8,9	7,7
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	32,0	20,0	21,0	19,1	17,8	17,4	15,7	13,6	10,8	9,8
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	40,0	38,0	35,6	31,4	27,8	26,7	23,9	19,9	15,1	14,4

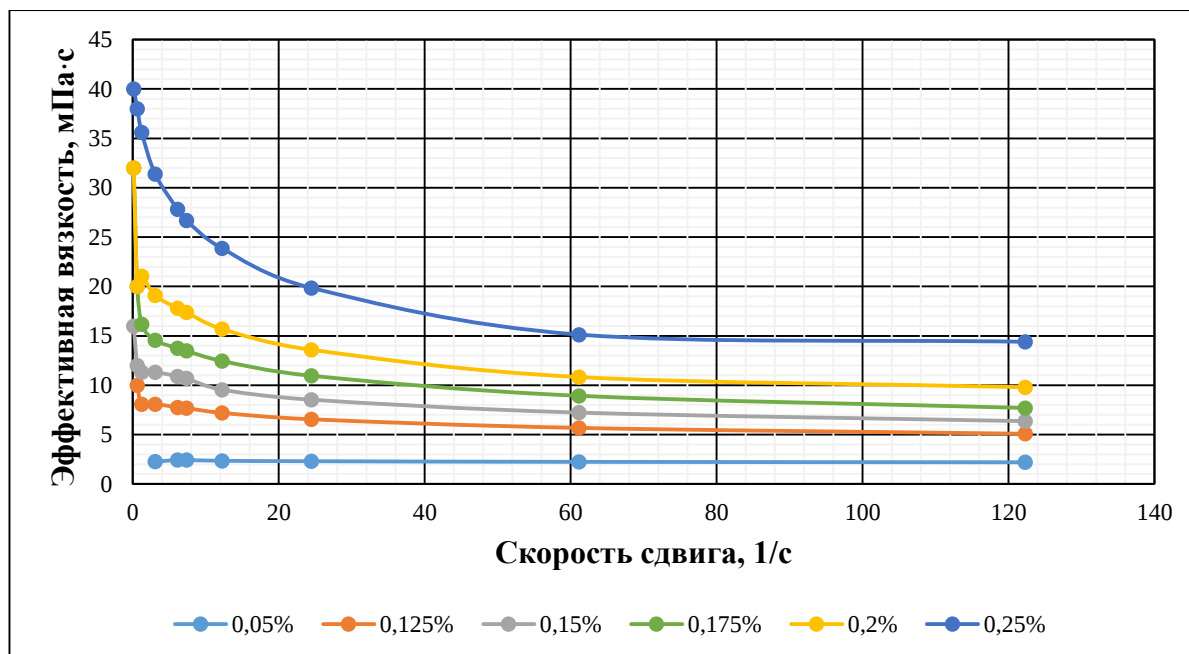


Рисунок 36 - Зависимость эффективной вязкости раствора полимера FP 3630S (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Таблица 15 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 5205 SH (при 57°C) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	-	-	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	7,1	5,9	5,8	5,8	5,7	5,3	4,8	4,1	3,9
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	14	10,2	8,6	8,2	7,6	7,2	7,0	6,3	5,2	4,9
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	24	16,2	12,2	10,6	10,2	10,0	9,2	8,1	6,6	5,7
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	24	17,8	15,6	14,2	13,2	12,7	11,5	10,1	8,1	7,9
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	28,2	28,1	24,4	22,8	21,3	19,8	17,7	14,3	11,1	10,2

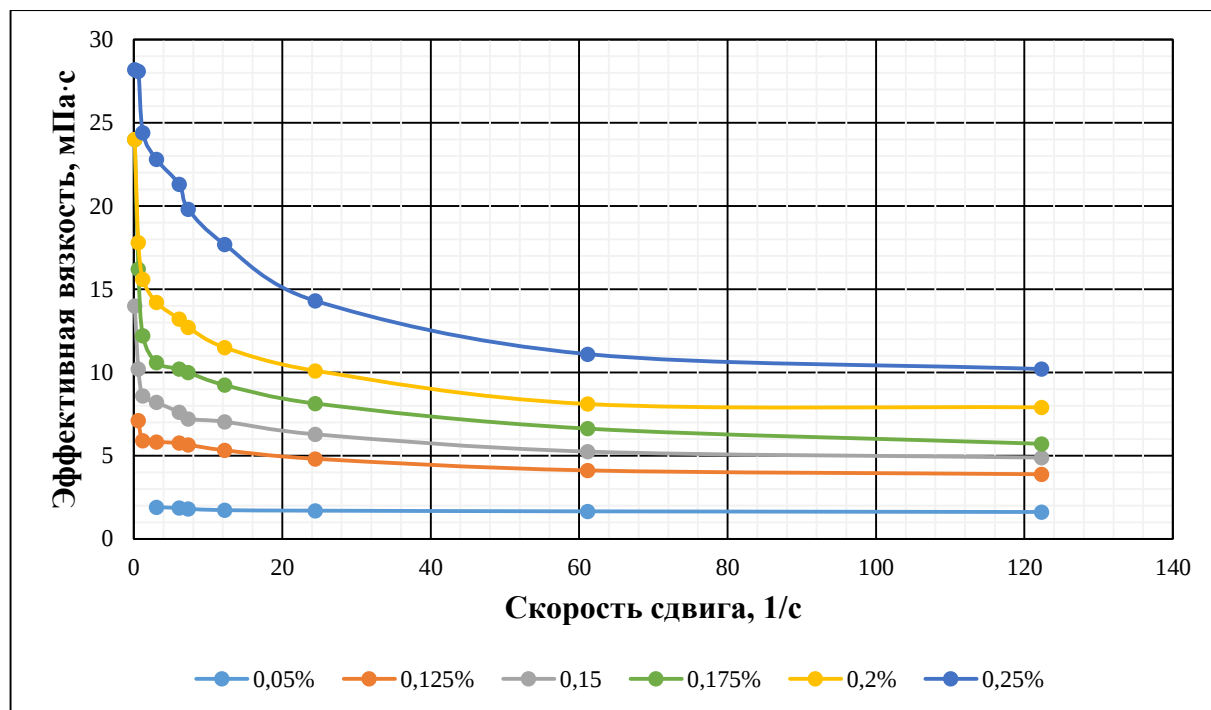


Рисунок 37 - Зависимость эффективной вязкости раствора полимера FP 5205 SH (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Таблица 16 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 5205 VHM (при 57°C) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	-	-	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	9,7	8,4	8,2	7,6	7,4	7,1	6,3	5,7	5,5
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	15,4	11,8	11,2	11,1	10,4	9,7	9,1	8,3	7,0	6,2
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	28,8	19,4	15,2	13,9	13,2	12,5	12,1	10,4	8,4	7,8
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	31,4	19,2	18,5	17,4	16,9	16,4	14,9	13,5	10,1	9,2
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	34,6	31,1	29,2	27,5	24,2	22,6	20,1	18,1	14,4	13,2

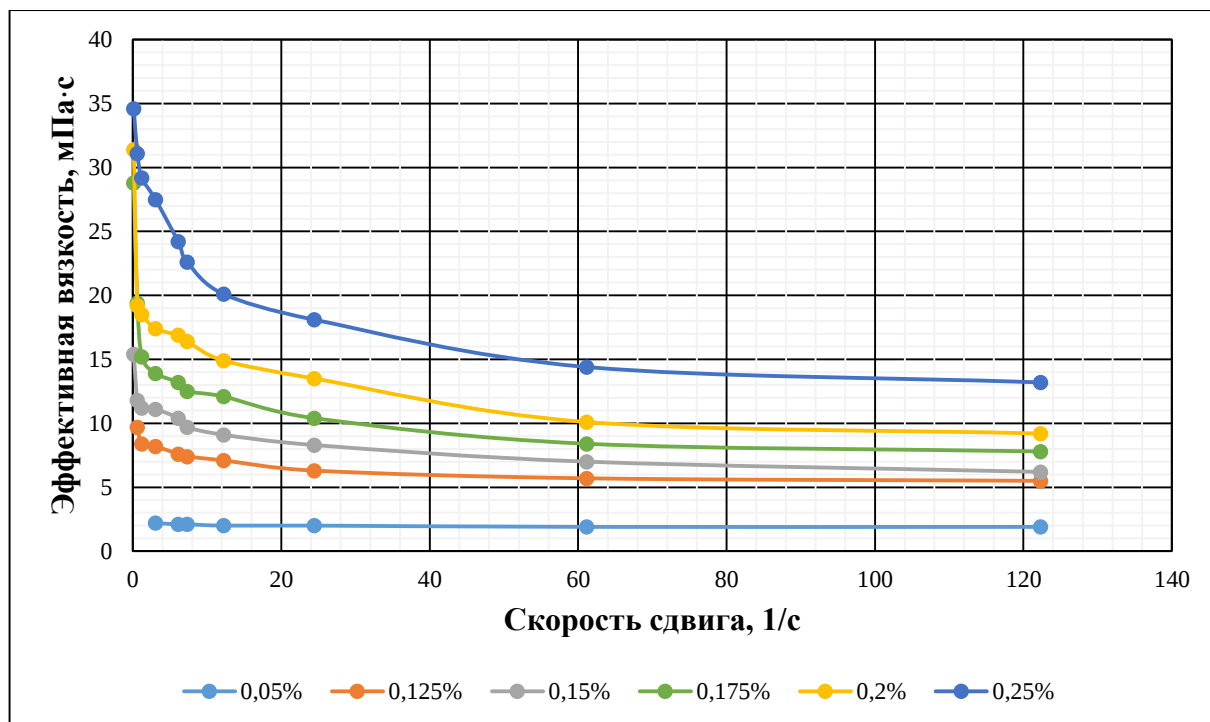


Рисунок 38 – Зависимость эффективной вязкости раствора полимера FP 5205 VHM (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Таблица 17 - Эффективная вязкость полимерного раствора FP 5115 SH (при 57°C) при различной концентрации (0,05-0,25 % масс.) и скорости сдвига (0,122-122,3 с⁻¹) (составлено автором)

Скорость сдвига, 1/с	0,122	0,612	1,223	3,058	6,115	7,338	12,23	24,46	61,15	122,3
Концентрация 0,05 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	-	-	1,7	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3
Концентрация 0,125 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	6,8	5,4	5,2	5,1	4,7	4,5	4,1	3,6	3,4
Концентрация 0,15 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	-	9,8	8,1	7,4	5,8	5,5	5,1	4,8	4,7	4,7
Концентрация 0,175 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	22,4	15,8	11,9	10,3	9,9	8,8	8,4	7,5	7,3	6,9
Концентрация 0,2 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	22,9	16,9	13,5	13,1	12,4	11,5	10,4	9,2	8,5	8,3
Концентрация 0,25 % масс.										
Эффективная вязкость, мПа·с	24,4	24	20,1	16,8	15,4	14,9	14,1	13,4	13,1	12,7

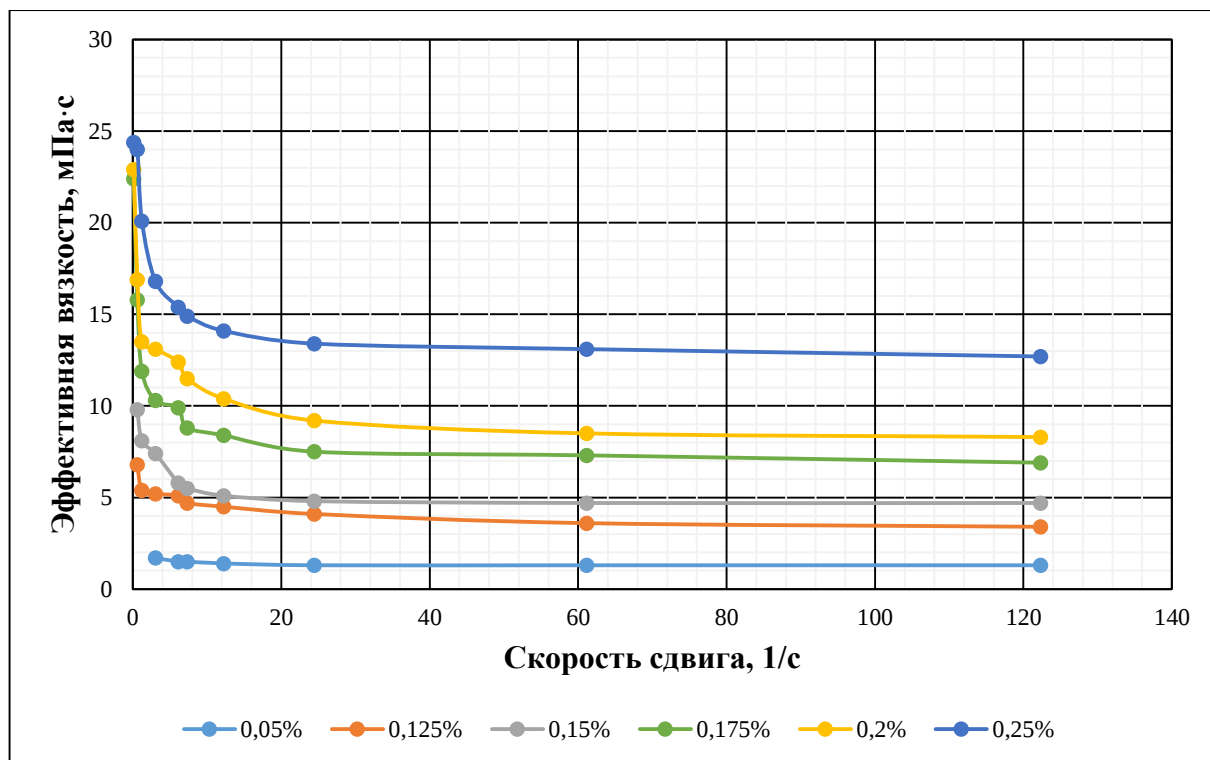


Рисунок 39 - Зависимость динамической вязкости раствора полимера FR 5115 SH (при 57°C) от скорости сдвига при различных концентрациях (составлено автором)

Согласно полученным реологическим кривым, все приготовленные полимерные растворы проявляли в основном псевдопластичное поведение в диапазоне исследуемой скорости сдвига от 0,6 до 122,3 с⁻¹. Важно отметить, что при исследованиях полимерных растворов на сверхчувствительных вискозиметрах было установлено, что при низких скоростях сдвига преобладает ньютоновское течение, после первого критического значения происходит снижение эффективной вязкости (псевдопластичное поведение), далее при достижении второго критического значения скорости сдвига вновь проявляется ньютоновское течение [50, 100].

Для корректной обработки исследований на стабильность и статическую адсорбцию замеры вязкости необходимо производить при одинаковых скоростях сдвига. Для удобства работы с информацией будет использована скорость сдвига 7,34 с⁻¹. В таблице 18 и на рисунке 40 приведены данные по зависимости вязкости от концентрации полимера при скорости сдвига 7,34 с⁻¹.

Таблица 18 – Зависимость вязкости от концентрации полимеров при скорости сдвига $7,34 \text{ с}^{-1}$ (составлено автором)

Вязкость Концентрация	FP 3230S, мПа·с	FP 3330S, мПа·с	FP 3630S, мПа·с	FP 5205 SH, мПа·с	FP 5205 VHM, мПа·с	FP 5115 SH, мПа·с
0,05 %	1,4	1,4	2,4	1,8	2,1	1,5
0,125 %	3,6	3,9	7,7	5,65	7,4	4,7
0,15 %	4,2	5,0	10,7	7,2	9,7	5,5
0,175 %	5,7	6,3	13,5	10	12,5	8,8
0,2 %	7,9	8,0	17,4	12,7	16,4	11,5
0,25 %	11,8	12,1	26,7	19,8	22,6	14,9

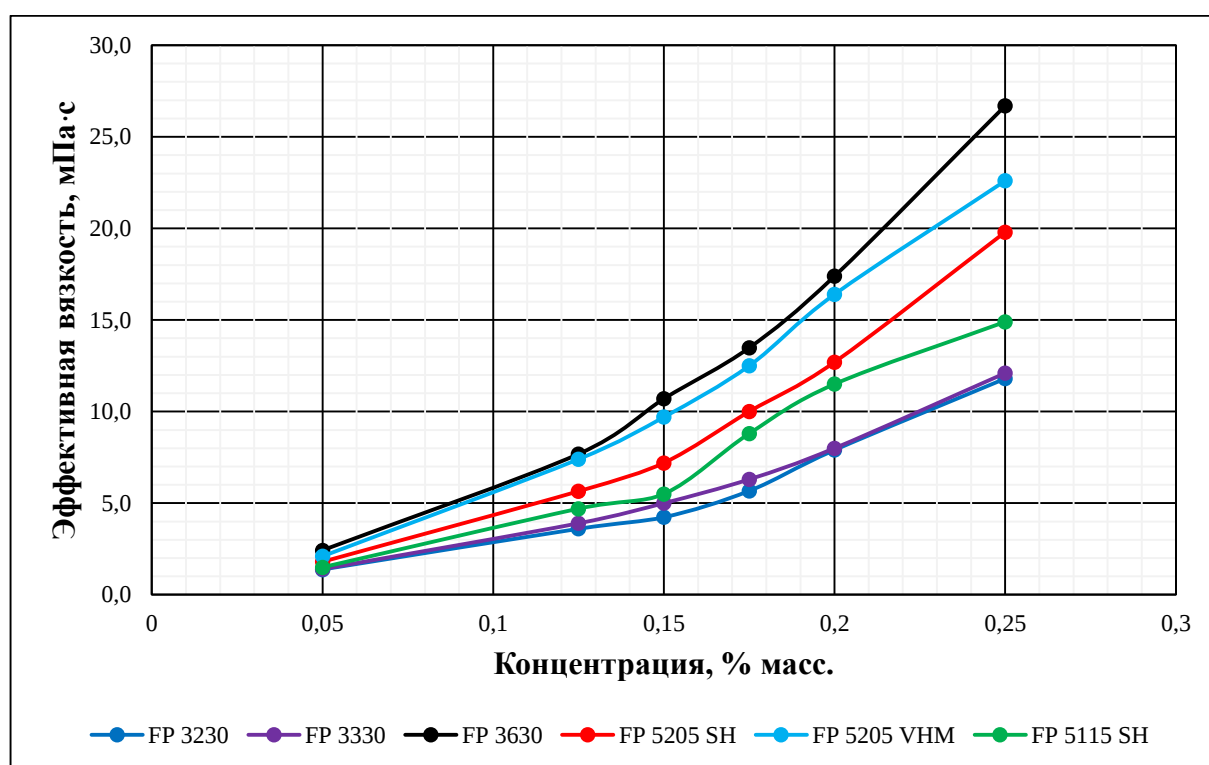


Рисунок 40 – Зависимость эффективной вязкости раствора от концентрации полимера при температуре 57°C и скорости сдвига $7,34 \text{ с}^{-1}$ (составлено автором)

Зависимость эффективной вязкости от молекулярной массы полимера, полученная при идентичных параметрах (концентрация $0,15 \text{ \% масс.}$, скорость сдвига $7,34 \text{ с}^{-1}$), приведена на рисунке 41. Анализ графика демонстрирует, что с увеличением молекулярной массы полимера возрастает значение эффективной вязкости.

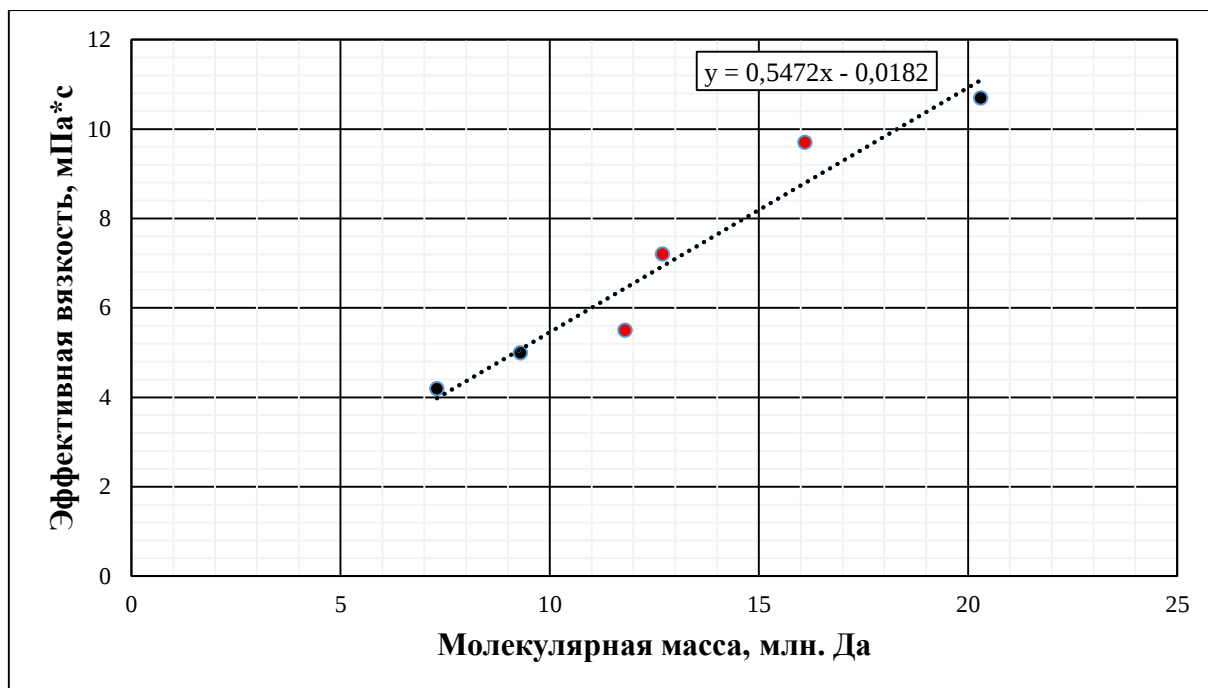


Рисунок 41 – Зависимость эффективной вязкости от значения молекулярной массы полимера (составлено автором)

Важно отметить, что образцы полимеров, содержащие некоторое количество АТБС (на графике отмечены красным цветом) наибольшим образом, выбиваются относительно полученного тренда, что свидетельствует о влиянии АТБС на набор вязкости полимерных растворов.

3.1.5 Определение механической деструкции полимерных растворов

При реализации технологии полимерного заводнения в процессе закачки раствора (в узлах насосов и призабойной зоне пласта) происходит механическая деструкция полимера под действием сдвиговых нагрузок. Степень механической деструкции полимера зависит от интенсивности и длительности сдвигового воздействия и должна учитываться при проектировании технологии.

Растворы полимеров с рабочими концентрациями были приготовлены на модельной воде. Вязкость исходных растворов измеряли при температуре 57°C и скорости сдвига 7,34 с⁻¹. Затем растворы (500 см³) перемешивали при скорости вращения мешалки 2000 об/мин в течение 10 минут, выдерживали до выхода пузырьков воздуха и измеряли их вязкость после механической деструкции (t=57°C, j=7,34 с⁻¹).

Результаты испытаний представлены в таблице 19 и на рисунке 42.

Таблица 19 – Результаты исследования стойкости полимеров к механической устойчивости (составлено автором)

Показатели	FP 3230	FP 3330	FP 3630S	FP 5205SH	FP 5205VHM	FP 5115SH
Исходная концентрация, %	0,23	0,23	0,15	0,175	0,15	0,18
Вязкость исходного раствора, мПа с	9,9	9,8	10,3	10,2	10,1	9,7
Вязкость деструктированного раствора, мПа с	8,9	8,7	8,8	9,3	9,1	9,1
Коэффициент стойкости к механической деструкции	0,9	0,89	0,85	0,91	0,9	0,94
Процент потери вязкости по отношению к первоначальному значению, %	10,1	11,2	14,6	8,8	9,9	6,2

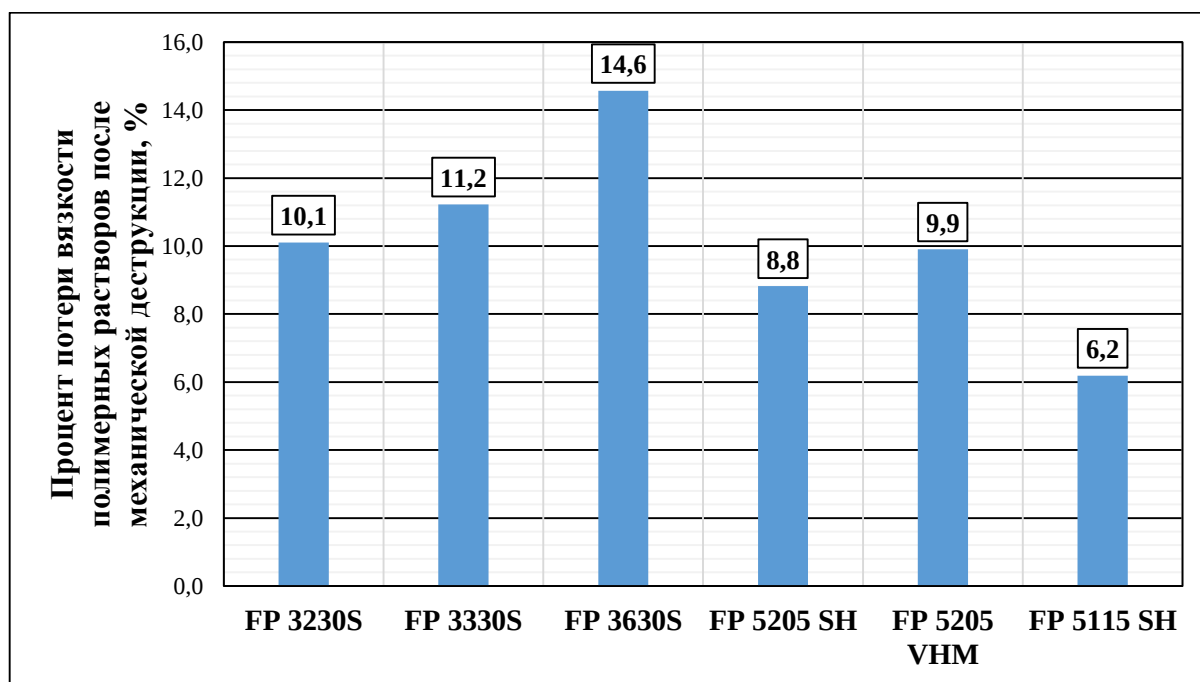


Рисунок 42 - Процент потери вязкости растворов полимеров после механической деструкции с помощью мешалки (составлено автором)

Исследования показали, что образцы полимеров марки FP 5115 SH и FP 5205 SH характеризуются более высокой стойкостью к сдвиговым нагрузкам, по сравнению с другими образцами полимеров. На рисунке 43 представлена зависимость процента потери вязкости от количества АТБС в составе.

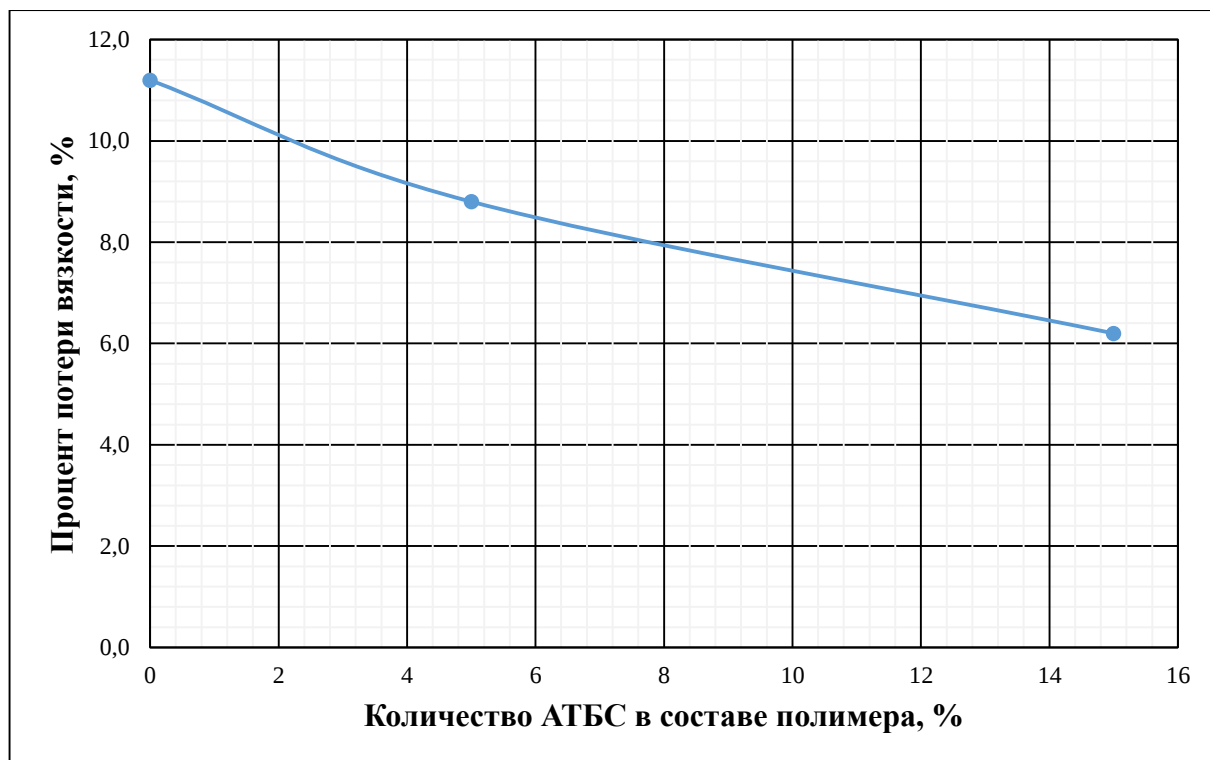


Рисунок 43 – Зависимость процента потери вязкости после механической деструкции от количества АТБС в составе (составлено автором)

Как видно из графика, при повышении количества АТБС в составе полимера устойчивость полимеров к сдвиговым нагрузкам улучшается.

3.1.6 Определение статической адсорбции полимеров

Определение статической адсорбции выполнялась вискозиметрическим методом с использованием графиков зависимости вязкости от концентрации, представленной на рисунке 40. Исследования проводились с использованием измельченной горной породы объекта исследования. Растворы полимеров (рабочей концентрации) выдерживали в контакте с 100 г породы (при периодическом перемешивании) в течение 2 суток в термошкафу при температуре 57°C. Затем растворы отделяли от породы центрифугированием, определяли их вязкости и на основании Рисунка 40 получали конечную концентрацию.

В таблице 20 и на рисунке 44 представлены результаты исследований по определению статической адсорбции.

Таблица 20 – Результаты исследования статической адсорбции полимеров (составлено автором)

Показатели	FP 3230	FP 3330	FP 3630S	FP 5205SH	FP 5205VHM	FP 5115SH
Исходная концентрация, %	0,23	0,23	0,15	0,175	0,15	0,18
Вязкость исходного раствора, мПа с	9,9	9,8	10,3	10,2	10,1	9,7
Масса исходного раствора, г	50,81	49,12	51,11	50,75	50,44	48,92
Вязкость раствора после контакта с горной породой, мПа с	5,1	5,5	4,2	5,5	5	5,4
Конечная концентрация полимерного раствора, %	0,165	0,15	0,08	0,12	0,09	0,14
Статическая адсорбция полимера, мкг/г	330,3	393,0	357,8	279,1	302,6	195,7

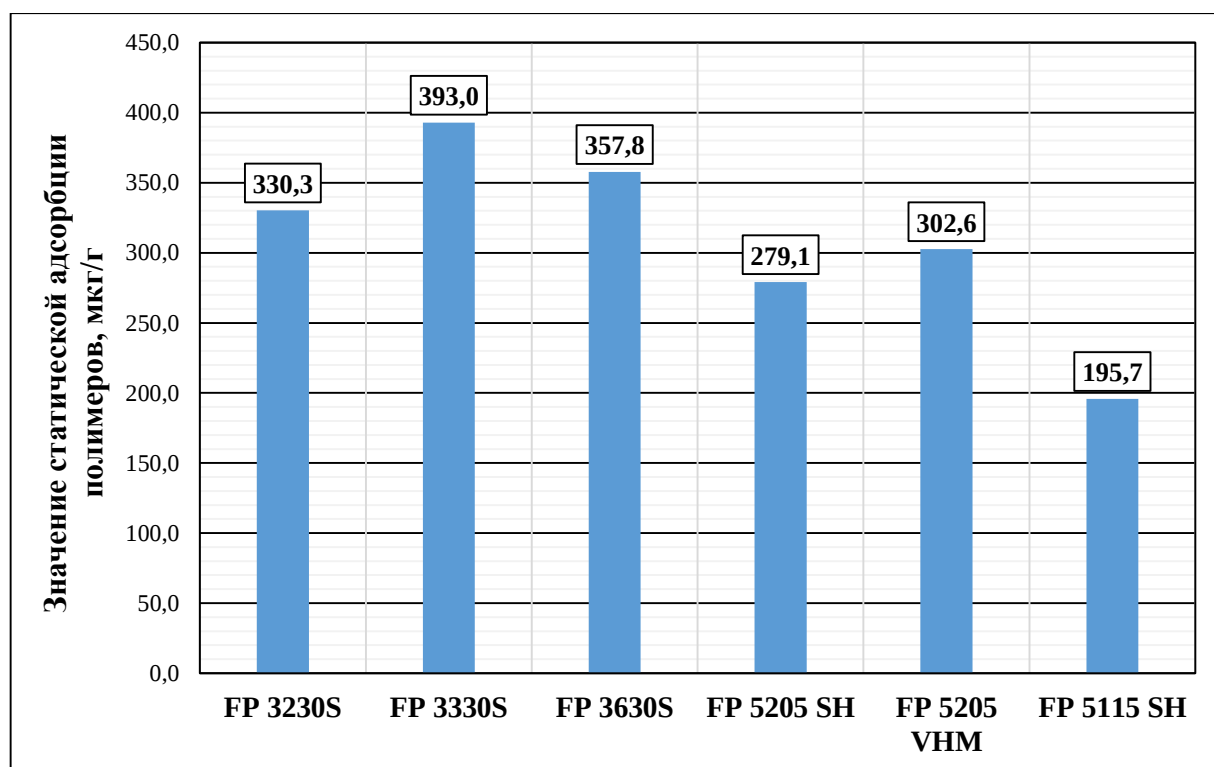


Рисунок 44 – Значение статической адсорбции образцов полимеров (составлено автором)

На рисунке 45 представлена зависимость статической адсорбции полимеров от количества АТБС в составе полимера. Как видно из графиков, значение статической адсорбции полимеров снижается с увеличением количества АТБС в составе полимера.

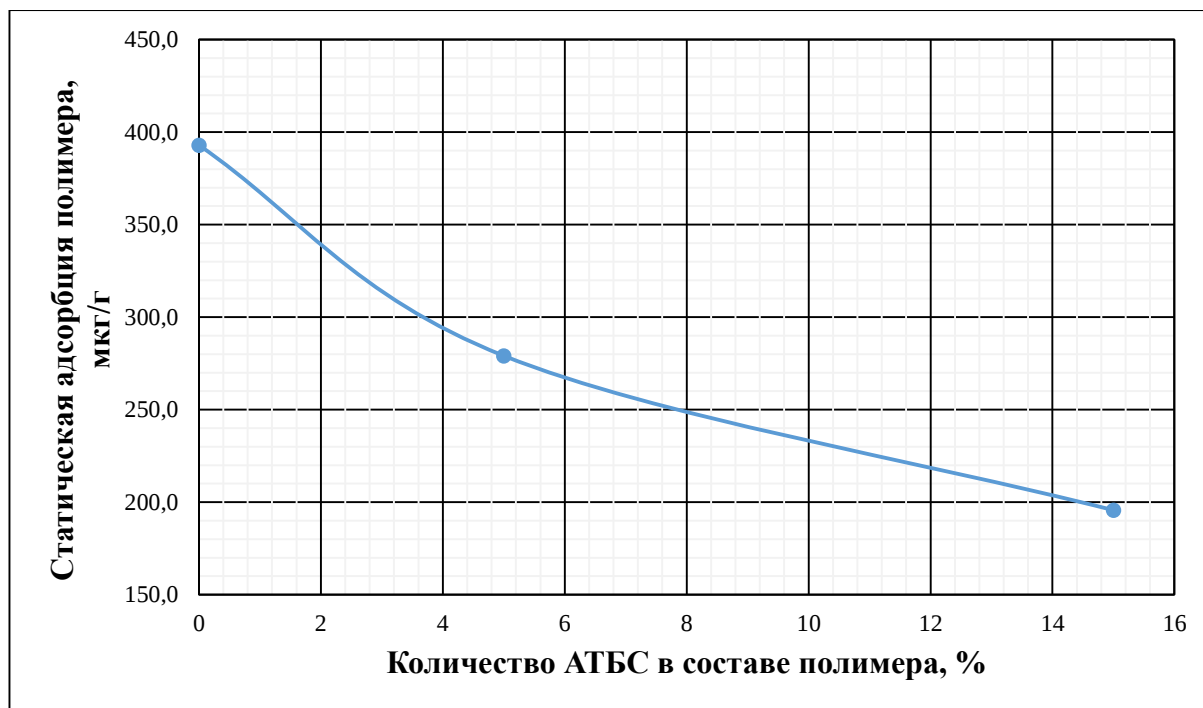


Рисунок 45 – График зависимости статической адсорбции полимерных растворов от содержания АТБС в составе полимера (составлено автором)

Важно отметить, что результаты статических испытаний могут быть по нескольким причинам не репрезентативны для параметров пласта [20]. Во-первых, при измельчении породы открываются поверхности, которые могут отличаться от поверхности консолидированной породы. Во-вторых, при статических испытаниях не учитывается элемент механического захвата при удерживании полимера. В-третьих, смачивание измельченной породы может отличаться от свойств породы в пласте. Поэтому, для получения объективных данных по адсорбции полимера в пластовых условиях необходимо определение показателя динамической адсорбции при проведении фильтрационных испытаний на натуральных кернах[82].

3.1.7 Определение долгосрочной стабильности полимеров

Полимеры акриламида в пластовых условиях могут подвергаться термоокислительной деструкции под действием высокой температуры и активных компонентов, содержащихся в воде, породе и в самом полимерном реагенте. В результате этого происходит снижение вязкости растворов и ухудшение их технологических свойств.

Методика исследований основана на периодическом измерении вязкости растворов полимеров при долгосрочном воздействии пластовой температуры объекта.

Термостабильность полимеров оценивали по динамике изменения вязкости растворов под действием температуры и рассчитывали коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции как отношение вязкости после выдержки в течение заданного времени к вязкости исходных растворов при фиксированном значении скорости сдвига ($7,34 \text{ с}^{-1}$).

Результаты исследований представлены в таблицах 21-22 и на рисунке 46, 47.

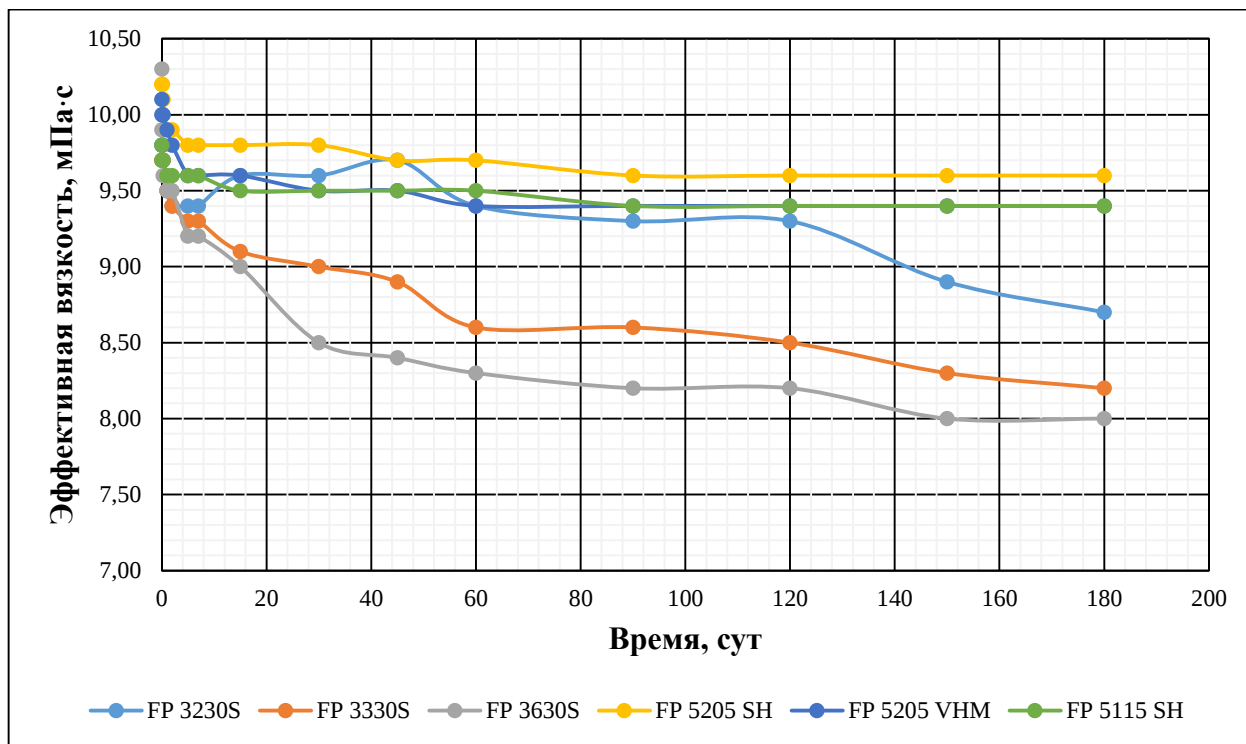


Рисунок 46 - Зависимость вязкости полимеров от времени выдержки при температуре 57°C (составлено автором)

Таблица 21 - Результаты определения долгосрочной стабильности растворов полимеров (коэффициента стойкости к термоокислительной деструкции) в условиях пласта (составлено автором)

Время выдержки при t=57°C	3230S		3330S		FP 3630S		FP 5205 SH		FP 5205 VHM		FP 5115 SH	
	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.	вязкость, мПа·с	Кт, д.е.
0	9,80	1,00	9,70	1,00	10,30	1,00	10,20	1,00	10,10	1,00	9,70	0,96
1 час	9,80	1,00	9,70	1,00	9,90	0,96	10,20	1,00	10,00	0,99	9,80	1,01
3 часа	9,80	1,00	9,70	1,00	9,70	0,94	10,20	1,00	10,00	0,99	9,70	1,00
7 часов	9,70	0,99	9,70	1,00	9,60	0,93	10,10	0,99	10,00	0,99	9,70	1,00
1 суток	9,50	0,97	9,50	0,98	9,50	0,92	9,90	0,97	9,90	0,98	9,60	0,99
2 суток	9,40	0,96	9,40	0,97	9,50	0,92	9,90	0,97	9,80	0,97	9,60	0,99
5 суток	9,40	0,96	9,30	0,96	9,20	0,89	9,80	0,96	9,60	0,95	9,60	0,99
7 суток	9,40	0,96	9,30	0,96	9,20	0,89	9,80	0,96	9,60	0,95	9,60	0,99
15 суток	9,60	0,98	9,10	0,94	9,00	0,87	9,80	0,96	9,60	0,95	9,50	0,98
30 суток	9,60	0,98	9,00	0,93	8,50	0,83	9,80	0,96	9,50	0,94	9,50	0,98
45 суток	9,70	0,99	8,90	0,92	8,40	0,82	9,70	0,95	9,50	0,94	9,50	0,98
60 суток	9,40	0,96	8,60	0,89	8,30	0,81	9,70	0,95	9,40	0,93	9,50	0,98
90 суток	9,30	0,95	8,60	0,89	8,20	0,80	9,60	0,94	9,40	0,93	9,40	0,97
120 суток	9,30	0,95	8,50	0,88	8,20	0,80	9,60	0,94	9,40	0,93	9,40	0,97
150 суток	8,90	0,91	8,30	0,86	8,00	0,78	9,60	0,94	9,40	0,93	9,40	0,97
180 суток	8,70	0,89	8,20	0,85	8,00	0,78	9,60	0,94	9,40	0,93	9,40	0,97

Таблица 22 - Результаты исследования стойкости полимеров к термоокислительной деструкции (составлено автором)

Показатели	FP 3230	FP 3330	FP 3630S	FP 5205 SH	FP 5205 VHM	FP 5115 SH
Вязкость исходного раствора, мПа·с	9,80	9,70	10,30	10,20	10,10	9,70
Вязкость деструктированного раствора, мПа·с	8,70	8,20	8,00	9,60	9,40	9,40
Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции	0,89	0,84	0,78	0,94	0,93	0,97
Процент потери вязкости по отношению к первоначальному значению, %	11,2	15,5	22,3	5,9	6,9	3,1

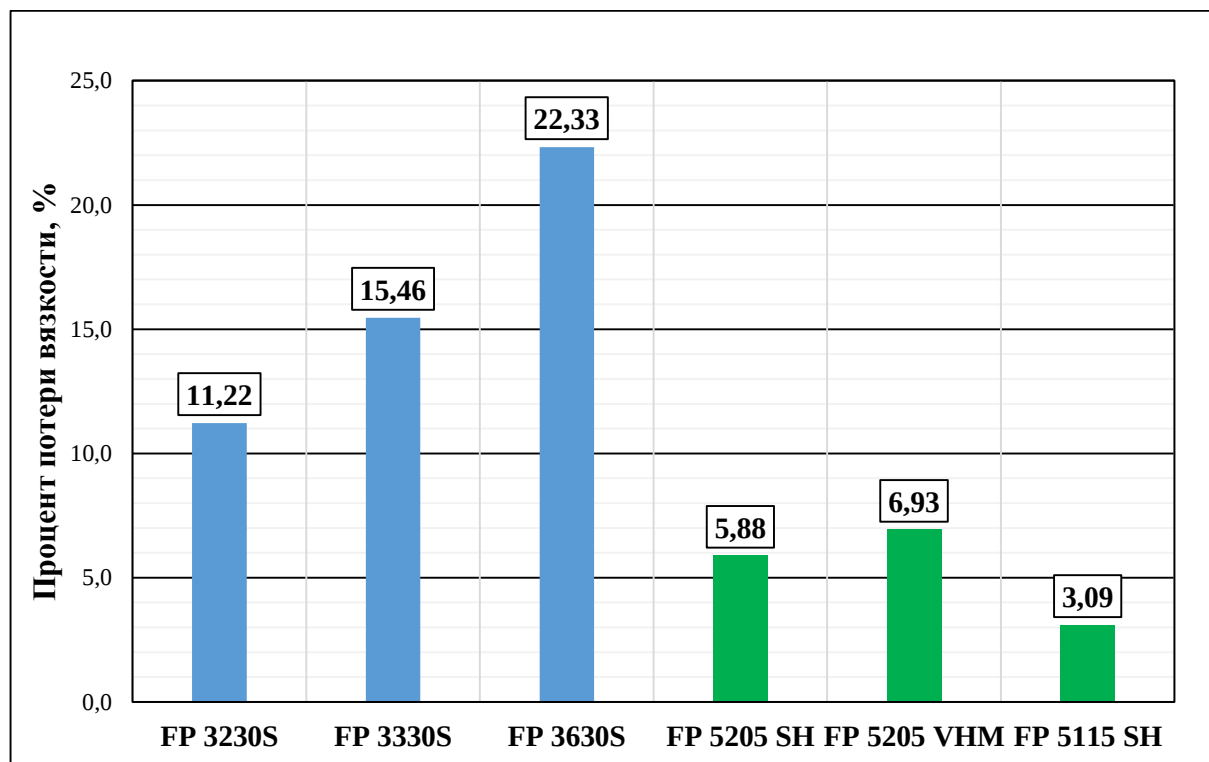


Рисунок 47 – Процент потери вязкости после выдержки в течении 180 суток при температуре 57°C (образцы с АТБС выделены зеленым цветом)
(составлено автором)

Как видно из полученных результатов, полимерные растворы, содержащие АТБС в составе, демонстрируют лучшую устойчивость к термоокислительной деструкции. Процент потери вязкости по вышеперечисленным полимерным растворам не превышает 10 %.

Сводные результаты исследований полимеров в свободных объемах представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Сводные результаты исследований полимерных растворов в свободных объемах (составлено автором)

Показатель	FP 3230S	FP 3330S	FP 3630S	FP 5205SH	FP 5205 VHM	FP 5115SH
Содержание основного вещества, %	92,4	91,6	88,4	90,7	90,0	89,3
Характеристическая вязкость, дл/г	16,2	18,3	27,6	20,6	23,3	19,8
Молекулярная масса, млн. Да	7,3	9,3	20,3	12,7	16,1	11,8
Время растворения, мин	60	90	160	120	140	110
Статическая адсорбция полимеров, мкг/г	330,3	393,0	357,8	279,1	302,6	195,7
Коэффициент стойкости к механической деструкции	0,9	0,89	0,85	0,91	0,9	0,94
Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции, д.ед.	0,89	0,84	0,78	0,94	0,93	0,97
Процент потери вязкости (механическая деструкция), %	10,1	11,2	14,6	8,8	9,9	6,2
Процент потери вязкости (термоокислительная деструкция), %	11,2	15,5	22,3	5,9	6,9	3,1

С учетом достаточно высокого значения статической адсорбции, коэффициента потери вязкости в следствие термоокислительной деструкции полимер FP 3330 S исключен для последующих исследований.

С учетом среднего значения проницаемости рассматриваемого объекта, образец полимера FP 3630S имеет слишком высокую молекулярную массу, соответственно при нагнетании в поровое пространство могут возникнуть осложнения связанные с существенным ростом давления закачки. Также по данному образцу полимера наблюдается высокий процент потери вязкости в следствие термоокислительной деструкции. В совокупности с потерей вязкости в следствие механической деструкции общий процент потери вязкости составит 36,9 %, что потребует значительного увеличения рабочей концентрации для сохранения реологических свойств в пластовых условиях.

Несмотря на то, что образец FP 3630S показал неудовлетворительный результат по многим параметрам, он будет рассмотрен в рамках фильтрационных

исследований для получения необходимых зависимостей ФС от молекулярной массы.

Также важно отметить, что увеличение количества АТБС до 15 % не привело к значительному улучшению стабильности полимерного раствора. Достаточным количеством АТБС для удовлетворения критерию стабильности (0,85) является значение 5 %. Таким образом, для дальнейших исследований образец полимера FR 5115SH будет исключен.

3.1.8 Результаты определения фильтрационных характеристик полимерных растворов

В рамках данного теста определялись основные фильтрационные характеристики полимерного раствора, такие как ФС и ОФС. Дополнительно в рамках эксперимента производилась оценка коэффициента вытеснения по воде и по полимерному раствору.

Под ФС понимают явление снижения подвижности раствора полимера относительно подвижности воды. ФС численно определяется по формуле (10):

$$ФС = \frac{k_в/\mu_в}{k_п/\mu_п} \quad (10)$$

где $k_в$ и $k_п$ – проницаемость по воде и по полимерному раствору, мкм²;

$\mu_в$ и $\mu_п$ – вязкость воды и полимерного раствора, мПа·с.

Под ОФС понимают явление снижения подвижности воды, закачиваемой вслед за раствором полимера относительно подвижности воды, закачиваемой до раствора полимера. ОФС численно определяется по формуле (11):

$$ОФС = \frac{k_1/\mu}{k_2/\mu} \quad (11)$$

где k_1 и k_2 – проницаемость по воде до и после закачки полимерного раствора, мкм²;

μ – вязкость закачиваемого агента (воды), мПа·с.

ФС в пористой среде обусловлен как увеличением вязкости закачиваемого агента, так и снижением фазовой проницаемости по причине удерживания полимера на горной породе. В свою очередь, ОФС обусловлен остаточной адсорбцией, которая выражается в виде снижения фазовой проницаемости по воде после закачки полимерного раствора. Данные параметры связаны друг с другом и

играют важную роль в описании процесса фильтрации полимерных растворов в горной породе.

Оценка фильтрационных характеристик полимерного раствора играет важную роль при проектировании химического заводнения, так как на основании этих данных можно сделать вывод относительно фильтруемости и адсорбции полимерного раствора. При слишком высоком значении ФС могут возникнуть проблемы при закачке полимерного раствора в полевых условиях, поэтому необходимо обеспечить корреляцию между этим значением и значением вязкости полимерного раствора, измеренную в рамках исследований на ротационном вискозиметре. В свою очередь, значение ОФС не регламентируется, но в общемировой практике принято, что данное значение должно быть выше 2 (свидетельствует о снижении относительной фазовой проницаемости по воде), но не выше 12 (при превышении этого значения косвенно свидетельствует о чрезмерном значении адсорбции или деструкции полимерного раствора).

При расчете необходимой эффективной вязкости полимерного раствора важно учитывать влияние скорости сдвига, вязкость нефти, степень механической и термоокислительной деструкции, а также адсорбцию полимера.

Исходная концентрация полимера определялась исходя из соответствия вязкости нефти в пластовых условиях. Для выбора исходного значения произведен анализ графика зависимости эффективной вязкости от концентрации при максимальной скорости сдвига – $122,3 \text{ с}^{-1}$ (рисунок 48).

Скорости движения жидкости в пласте, как и скорости сдвига, будут отличаться от участка к участку. Соответственно эффективная вязкость в различных точках пласта будет отличаться. При подборе концентрации в рамках данного исследования предполагается исходить из наиболее пессимистичного сценария, а соответственно, необходимо рассматривать максимально возможную скорость сдвига, которой будет соответствовать наименьшая вязкость полимерного раствора.

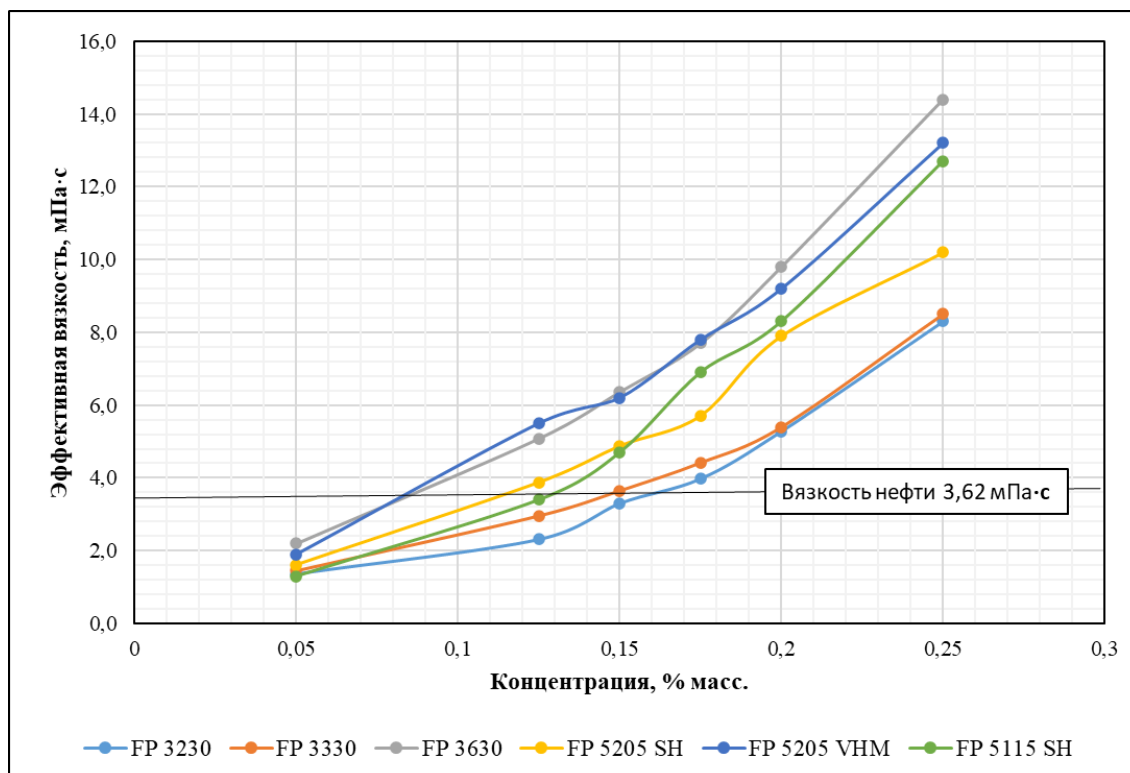


Рисунок 48 -Зависимость эффективной вязкости полимерных растворов от концентрации при скорости сдвига $122,3 \text{ с}^{-1}$ и температуре 57°C
(составлено автором)

После определения исходной концентрации $C_{исх}$ по формуле (12) был произведен расчет концентрации с учетом механической и термоокислительной деструкции полимерного раствора [116].

$$C_{кд} = C_{исх} \cdot \left(1 + \frac{K_1 + K_2}{100}\right) \quad (12)$$

где K_1 – процент потери вязкости вследствие механической деструкции, %;

K_2 – процент потери вязкости вследствие термоокислительной деструкции, %.

Далее по формуле (13) была рассчитана финальная концентрация полимерного раствора для закачки с учетом значения адсорбции.

$$C_{зак} = C_{кд} + 0,1 \cdot (A \cdot \rho_{гп} \cdot (1 - m)) \quad (13)$$

где 0,1 – коэффициент перевода $\text{мг}/\text{см}^3$ в %.

A – адсорбция полимера, $\text{мг}/\text{г}$;

$\rho_{гп}$ – плотность горной породы, $\text{г}/\text{см}^3$ ($2,5 \text{ г}/\text{см}^3$);

m – пористость пласта, д.ед. ($0,23 \text{ д.ед.}$);

В таблице 24 представлены результаты расчетов финальной концентрации для закачки полимерных растворов.

Таблица 24 – Расчет финальной концентрации полимерного раствора для закачки растворов при проведении фильтрационных экспериментов (составлено автором)

Образец полимера	Исходная концентрация, %	Концентрация с учетом деструкции, %	Финальная концентрация для закачки
FP 3630S	0,065	0,09	0,15
FP 5205 VHM	0,075	0,09	0,15
FP 5205 SH	0,1	0,11	0,175
FP 3230 S	0,14	0,17	0,23

В некоторых случаях в мировой практике также учитывается значение контраста проницаемости при выборе концентрации полимерного раствора. В данном случае намеренно не учитывается данный параметр, так как его учет потребует значительного увеличения концентрации полимерного раствора, что не будет коррелировать с общемировыми подходами при химическом заводнении.

В таблице 25 представлена основная информация об образцах полимерных растворов, используемых при проведении фильтрационных экспериментов

Таблица 25 – Параметры полимерных растворов для фильтрационных исследований (составлено автором)

№ эксперимента	Образец полимера	Концентрация, %	Эффективная вязкость (122,3 с ⁻¹ , 57°С), мПа·с
1	FP 3630 S	0,15	6,4
2	FP 5205 VHM	0,15	6,2
3	FP 5205 SH	0,175	5,7
4	FP 3230 S	0,23	6,4

Для проведения фильтрационных исследований использовались экстрагированные, высушенные, цилиндрические образцы кернов пласта АВ_{1/2} Кечимовского месторождения. В таблице 26 представлена характеристика используемых для экспериментов образцов керна.

На рисунках 49-52 представлена информация о динамике изменения перепада давления в зависимости от порового объема (ПО).

Как отмечалось ранее, в рамках экспериментов необходимо определить фильтрационные характеристики рассматриваемых полимерных растворов,

поэтому каждый фильтрационный тест проводился в следующей последовательности:

- промывка моделью воды до полного вытеснения нефти (определение коэффициента вытеснения нефти по воде, получение данных для определения ФС и ОФС);
- закачка полимерного раствора (определение ФС и прироста коэффициента вытеснения нефти);
- промывка моделью воды после полимерного раствора (определение ОФС и при наличии оценка дополнительного вытеснения нефти).

Для всех экспериментов были рассчитаны коэффициент вытеснения нефти водой, коэффициент вытеснения нефти полимерным раствором, а также значения ФС и ОФС. Результаты представлены в таблице 27-30.

Сводные результаты по фильтрационным исследованиям полимерных растворов представлены в таблице 31.

Таблица 26 – Основные характеристики используемых образцов керна (составлено автором)

№ эксперимента	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Открытая пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Масса образца (сухая), г	Масса образца, насыщенного нефтью, г	Объем нефти, мл	Объем образца, см ³
1	3,2	2,98	22,43	0,193	47,45	52,11	5,35	23,85
2	3,37	3,01	21,48	0,172	48,05	52,54	5,15	23,98
3	3,18	2,99	23,23	0,191	45,25	49,77	5,19	22,33
4	3,24	2,97	23,43	0,189	44,9	49,48	5,26	22,45

Таблица 27 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,6
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,49
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	2,9
Коэффициент вытеснения (по полимеру), д.ед.	0,54
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,05
Фактор сопротивления	43,91
Остаточный фактор сопротивления	8,35

Таблица 28 – Результаты фильтрационного эксперимента №2 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,65
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,51
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	3,00
Коэффициент вытеснения (по полимеру), д.ед.	0,58
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,07
Фактор сопротивления	33,02
Остаточный фактор сопротивления	4,17

Результаты фильтрационного эксперимента №1

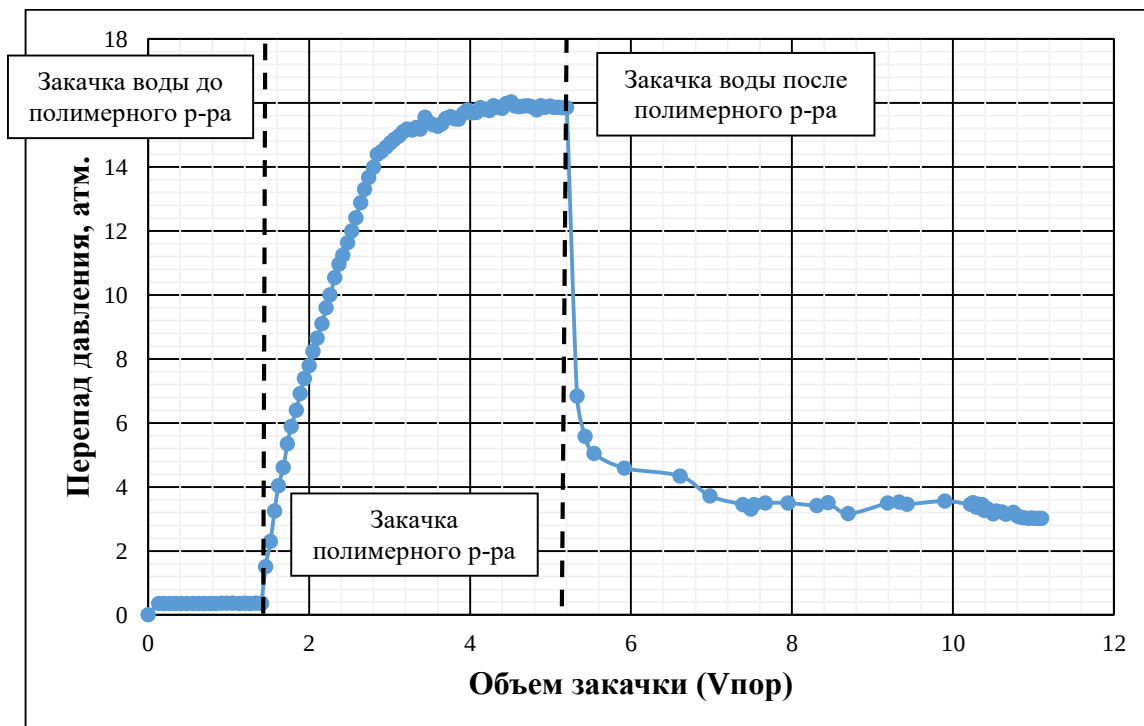


Рисунок 49 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №1) (составлено автором)

Результаты фильтрационного эксперимента №2

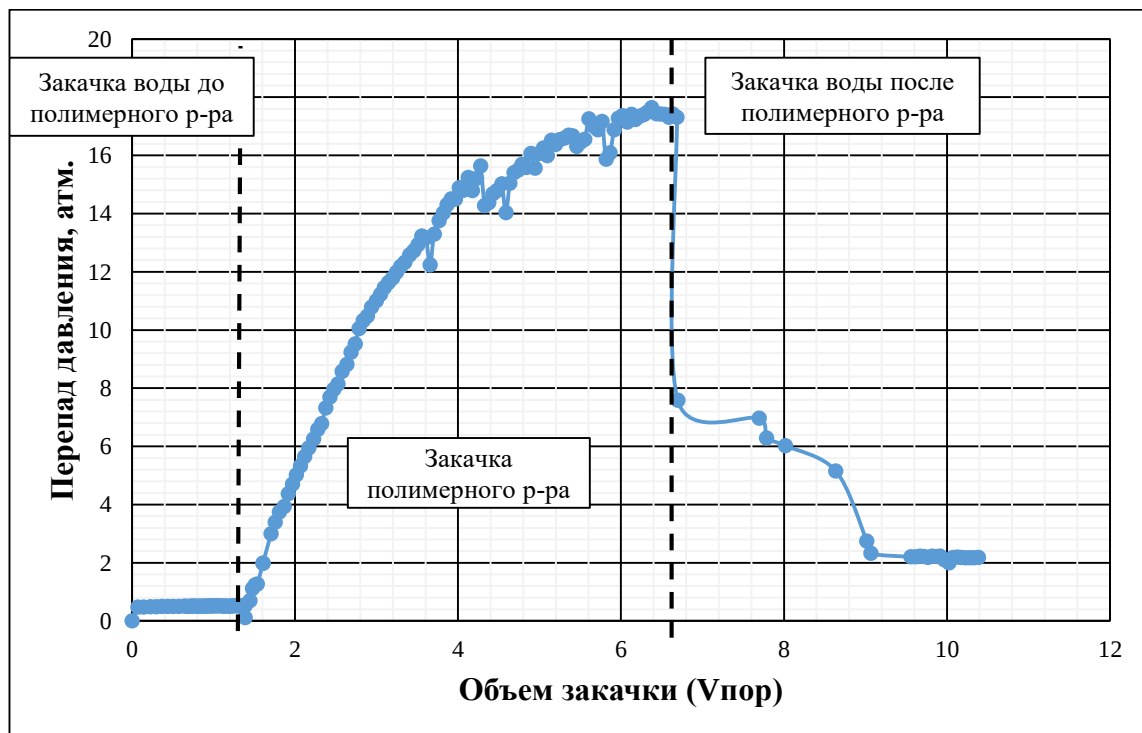


Рисунок 50 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №2) (составлено автором)

Результаты фильтрационного эксперимента №3

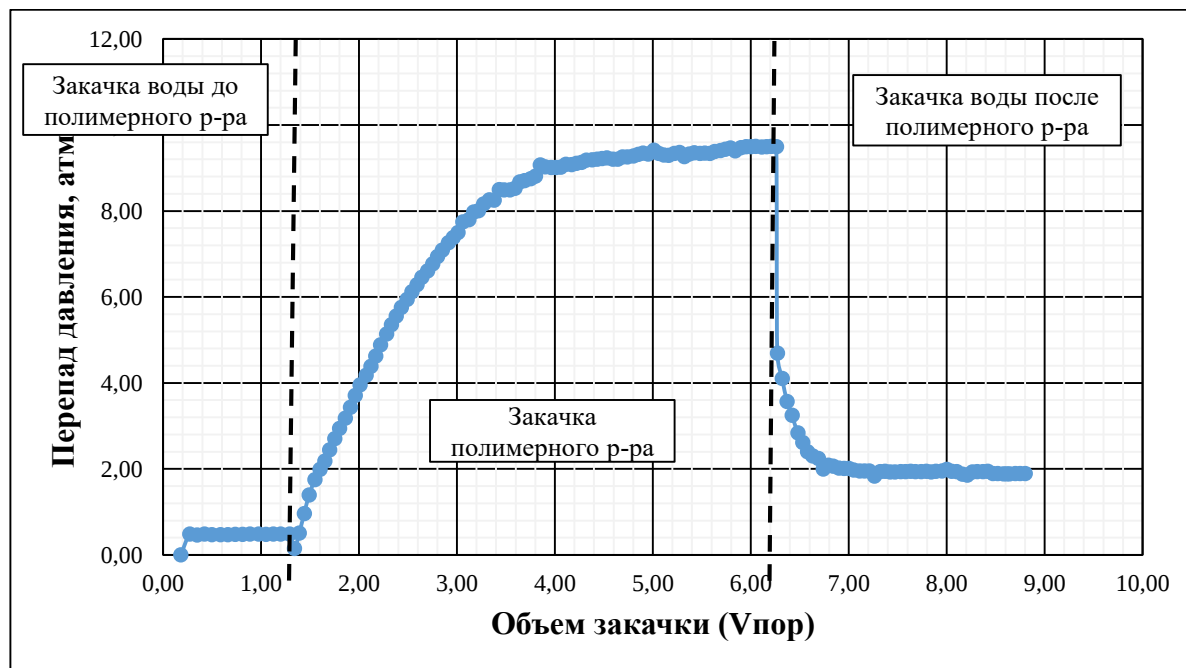


Рисунок 51 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №3) (составлено автором)

Результаты фильтрационного эксперимента №4

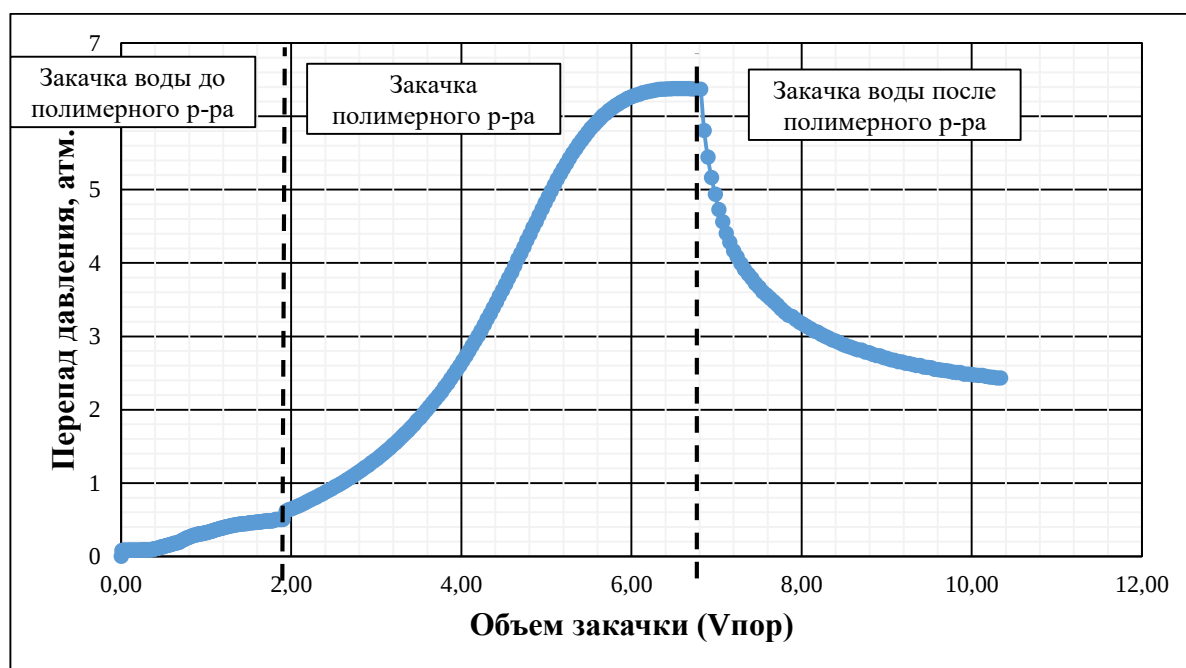


Рисунок 52 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №4) (составлено автором)

Таблица 29 – Результаты фильтрационного эксперимента №3 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,70
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,52
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	3,25
Коэффициент вытеснения (по полимеру), д.ед.	0,63
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,11
Фактор сопротивления	19,51
Остаточный фактор сопротивления	3,88

Таблица 30 – Результаты фильтрационного эксперимента №4 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,9
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,55
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	3,35
Коэффициент вытеснения (по полимеру), д.ед.	0,64
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,09
Фактор сопротивления	12,73
Остаточный фактор сопротивления	4,86

Таблица 31 – Результаты фильтрационных исследований полимерных растворов (составлено автором)

№ эксперимента	Образец полимера	Концентрация, %	Эффективная вязкость (122,3 с ⁻¹ , 57°C), мПа·с	Открытая пористость, %	Проницаемость, мкм ²	ФС	ОФС	Квыт (вода), д.ед.	Квыт (полимер), д.ед.	Прирост Квыт, д.ед.
1	FP 3630 S	0,15	6,4	22,43	0,193	43,91	8,35	0,49	0,54	0,05
2	FP 5205 VHM	0,15	6,2	21,48	0,172	33,02	4,17	0,51	0,58	0,07
3	FP 5205 SH	0,175	5,7	23,23	0,191	19,51	3,88	0,52	0,63	0,11
4	FP 3230 S	0,23	6,4	23,43	0,189	12,73	4,86	0,55	0,64	0,09

На рисунке 53 представлена зависимость ФС от значения молекулярной массы полимера для одинаковых значений эффективной вязкости с учетом деструкции и адсорбции полимера.

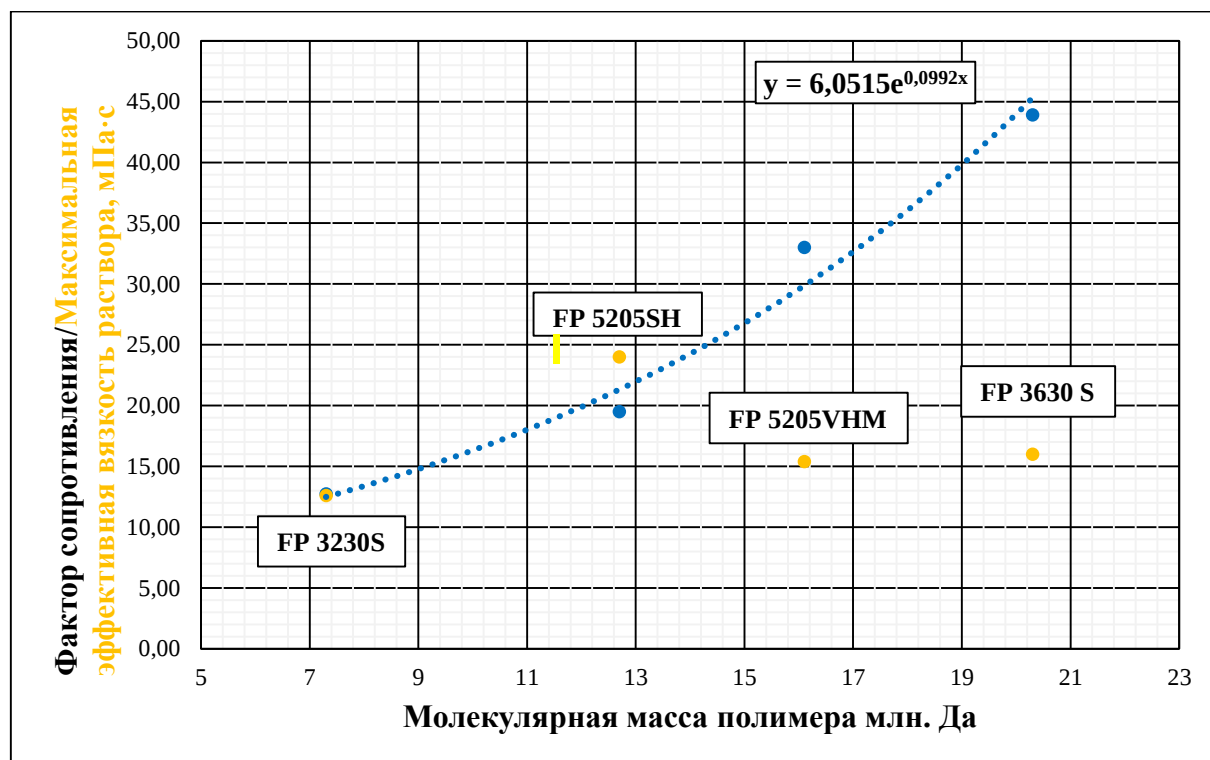


Рисунок 53 – Зависимость значения ФС от молекулярной массы используемого полимера и значения его максимальной вязкости (при минимальной скорости сдвига) для рассматриваемой концентрации (составлено автором)

ФС обусловлен двумя основными механизмами: увеличением вязкости вытесняющего агента и снижением фазовой проницаемости.

Дополнительно на рисунке 53 желтыми точками отмечены значения максимальной эффективной вязкости (при минимальной скорости сдвига), измеренной в рамках исследований на ротационном вискозиметре для каждого из рассматриваемых полимеров. Значительное превышение ФС над указанным значением может свидетельствовать об чрезмерном удерживании полимера на горной породе.

Удерживание полимера пористой средой обусловлено тремя следующими механизмами: механическими захватами, гидродинамическим удерживанием и адсорбцией, как показано на рисунке 54.

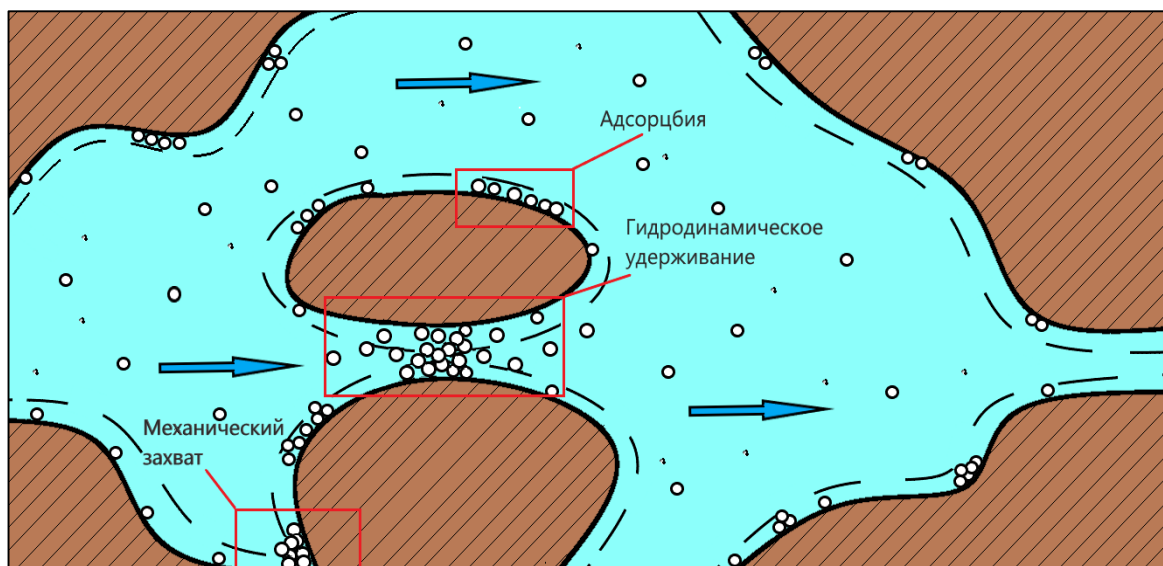


Рисунок 54 – Удержание полимера в поровом пространстве [20]

(составлено автором)

Механические захваты полимера обусловлены большими размерами его молекул относительно размера пор, поэтому при подборе полимера необходимо обращать внимание на размер молекул и ФЕС коллектора, чтобы не происходило закупоривание каналов. Как правило, влияние данного механизма в породах (за исключением низкопроницаемых) невелико, и в большинстве практических случаев им можно пренебречь, правильно подобрав полимерный состав.

Гидродинамическое удержание является наименее изученным механизмом удержания полимера, которое зависит от скорости закачки. С ростом скорости закачки происходит увеличение гидродинамического удержания. При этом стоит отметить, что данная составляющая не оказывает большого влияния на общий уровень удержания полимера в поровом пространстве и не является столь существенным фактором для полимерного заводнения в промысловых условиях.

Адсорбцией называется взаимодействие между молекулами полимера и твердой поверхностью. Это взаимодействие заключается в связи молекул полимера с элементами горной породы, как правило, с низкой свободной энергией [47].

Таким образом, полимеры, у которых значение ФС значительно превышает значение максимальной эффективной вязкости, с точки зрения фильтрационных характеристик, не являются подходящими кандидатами для использования на исследуемом объекте.

В свою очередь, прирост коэффициента вытеснения для различных полимеров составляет от 0,06 д.ед до 0,11 д.ед. Более того наблюдается некоторое повышение коэффициента вытеснения нефти с уменьшением молекулярной массы. Наибольший прирост коэффициента дополнительного вытеснения наблюдается у образца FP 5205 SH при концентрации 0,175 % масс. в растворе.

С учетом полученных результатов при исследовании полимеров для дальнейшего тестирования будет рассмотрен образец FP 5205 SH.

3.2 Результаты исследования ПАВ

3.2.1 Оценка растворимости ПАВ в минерализованной воде

Первым этапом лабораторных исследований ПАВ являлась оценка растворимости в модельной воде, имитирующей по своему составу закачиваемую воду на целевом объекте.

Все растворы были приготовлены с массовой концентрацией 1 %. Оценка растворимости производилась при комнатной температуре, стабильность растворов ПАВ отслеживалась визуально в течение 3-х дней. Результаты исследования представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты исследования растворимости ПАВ (составлено автором)

Образец ПАВ	Растворимость в воде			
	1 час	1 сутки	2 суток	3 суток
Алкилбензолсульфонат натрия $C_{12}H_{25}-C_6H_4-SO_3Na$	Растворим	Осадок	Осадок	Осадок
Алкилбензолсульфонат натрия $C_{16}H_{33}-C_6H_4-SO_3Na$	Растворим	Осадок	Осадок	Осадок
Диэтаноламид лауриновой кислоты	Растворим	Растворим	Опалесценция	Опалесценция
Лауретсульфат натрия	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим
Додецилбензолсульфонат натрия	Опалесценция	Опалесценция	Опалесценция	Опалесценция
Олеил бетаин	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим
Альфа-олефин сульфат натрия	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим
Бетаин	Растворим	Растворим	Растворим	Растворим

По результатам исследований было установлено, что растворы ПАВ с алкилбензолсульфонатами натрия не прошли тест, так как при их растворении

наблюдается формирование осадка (рисунок 55), у растворов, содержащих диэтаноламид лауриновой кислоты и додецилбензолсульфонат натрия наблюдается опалесценция (рисунок 56), растворы, содержащие лауретсульфат натрия, бетаин, альфа-олефин сульфат натрия и олеил бетаин, полностью растворимы в модели воды и стабильны (рисунки 57 и 58).

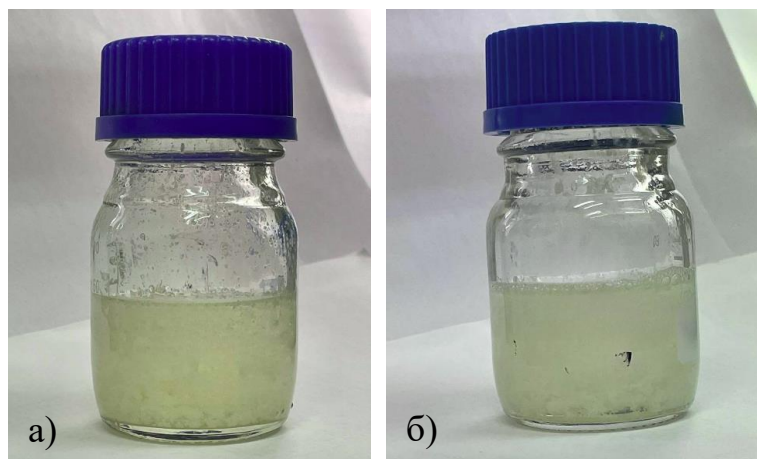


Рисунок 55 – Внешний вид растворов ПАВ на основе алкилбензолсульфонатов натрия: а) $C_{12}H_{25}C_6H_4SO_3Na$; б) $C_{16}H_{33}C_6H_4SO_3Na$ (фото автора)

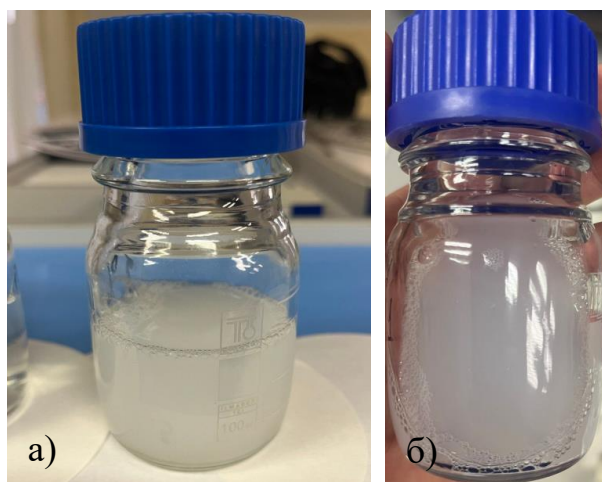


Рисунок 56 – Внешний вид растворов ПАВ: а) диэтаноламид лауриновой кислоты б) додецилбензолсульфонат натрия (фото автора)

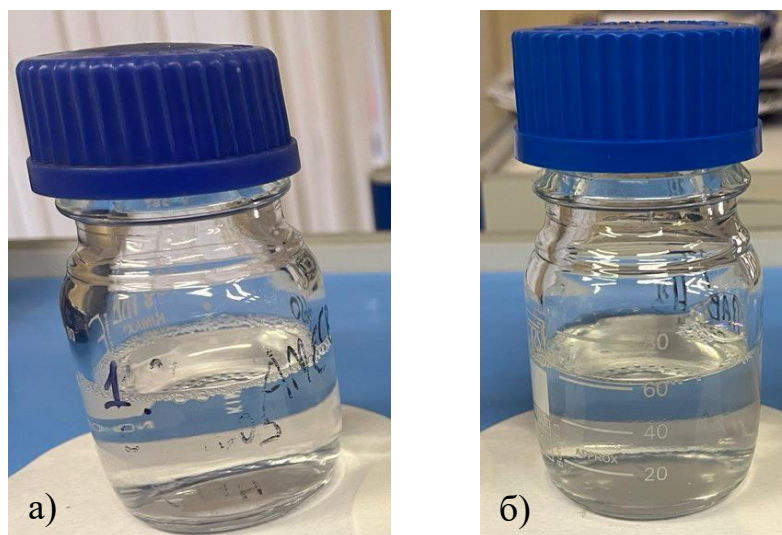


Рисунок 57 – Внешний вид растворов ПАВ: а) лауретсульфат натрия б) бетаин
(фото автора)

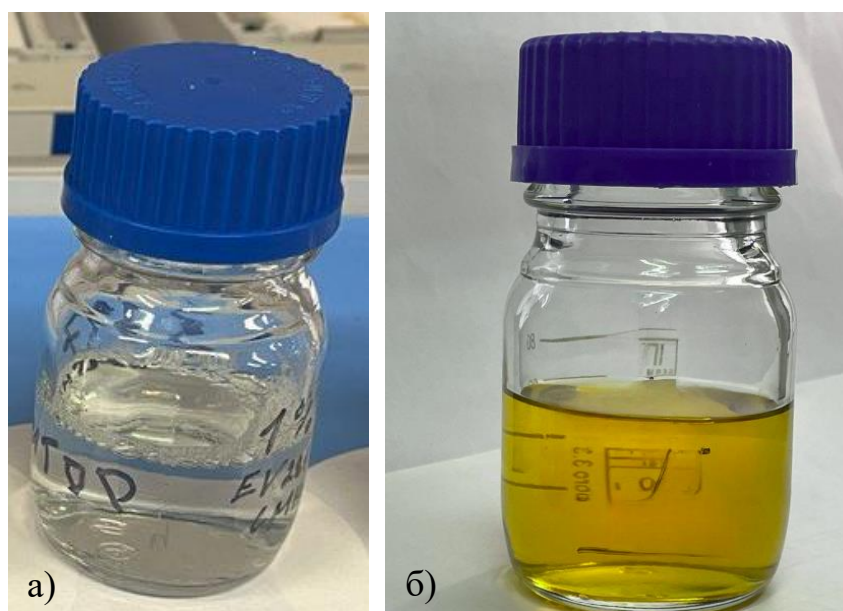


Рисунок 58 – Внешний вид растворов ПАВ: а) олеил бетаин; б) альфа-олефин сульфонат натрия (фото автора)

Таким образом, для дальнейших исследований могут рекомендоваться ПАВ на основе диэтаноламида лауриновой кислоты, додецилбензолсульфоната натрия, лауретсульфат натрия, бетаина, альфа-олефин сульфоната натрия и олеил бетаина.

3.2.2 Оценка фазового поведения системы «водный раствор ПАВ-нефть»

В настоящее время в научном сообществе исследования фазового поведения растворов ПАВ с нефтью пользуются особой популярностью за счет простоты теста и возможностью на ранней стадии предварительно исключить те ПАВ, которые не реагируют с нефтью. Как отмечалось ранее, при реакции ПАВ и нефти могут

образовываться несколько типов эмульсии, по внешнему виду которых можно сделать предварительный вывод о том, насколько эффективно снижается МФН на границе с нефтью. Способность растворов ПАВ при контакте с нефтью формировать типы эмульсий (тип II и IV) косвенным образом свидетельствует о улучшении процесса нефтевытеснения такими композициями. Важно отметить, что не во всех случаях образование эмульсии типа II и IV будет в конечном итоге означать сверхнизкие МФН, поэтому в любом случае необходима дополнительная верификация результатов с использованием тензиометров, позволяющих количественно определять значения МФН.

Для исследования фазового поведения растворов ПАВ на границе с нефтью в мерные пробирки был добавлен одинаковый объем сырой нефти объекта исследования и растворов ПАВ в концентрации 1 %. Исследования проводились при температуре 57°C и соотношении водной и нефтяной фазы 1:1.

На рисунке 59 представлены результаты фазового поведения ПАВ на основе лауретсульфат натрия, олеил бетаина, диэтаноламида лауриновой кислоты и бетаина.

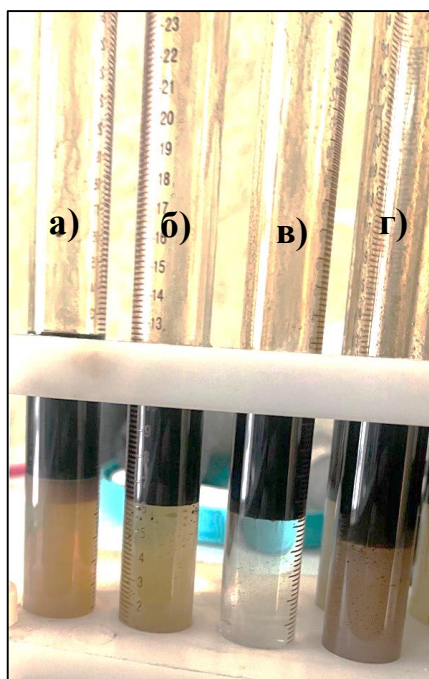


Рисунок 59 – Эксперимент на фазовое поведение растворов ПАВ с нефтью: а) раствор ПАВ на основе лауретсульфат натрия, б) раствор ПАВ на основе олеил бетаина, в) раствор ПАВ на основе диэтаноламида лауриновой кислоты г) раствор ПАВ на основе бетаина (фото автора)

Как видно из рисунка 59, способность к образованию эмульсии имеют 1 и 4 образец ПАВ (лауретсульфат натрия и бетаин). Более того 1 образец формирует эмульсию типа IV. Такой тип эмульсии может формироваться при способности ПАВ снижать МФН на границе с нефтью до уровня 0,001-0,0001 мН/м. Образец ПАВ №4 образует раствор типа II, который характеризуется поверхностным натяжением в диапазоне от 0,1 до 0,001 мН/м. В свою очередь, по образцам №2 и №3 (олеил бетаин, диэтаноламид лауриновой кислоты) не установлено возможности формирования при контакте с нефтью типов эмульсий благоприятных для процесса вытеснения в пласте.

На рисунке 60 представлены результаты фазового поведения ПАВ на основе додецилбензолсульфоната натрия и альфа-олефина сульфоната натрия.

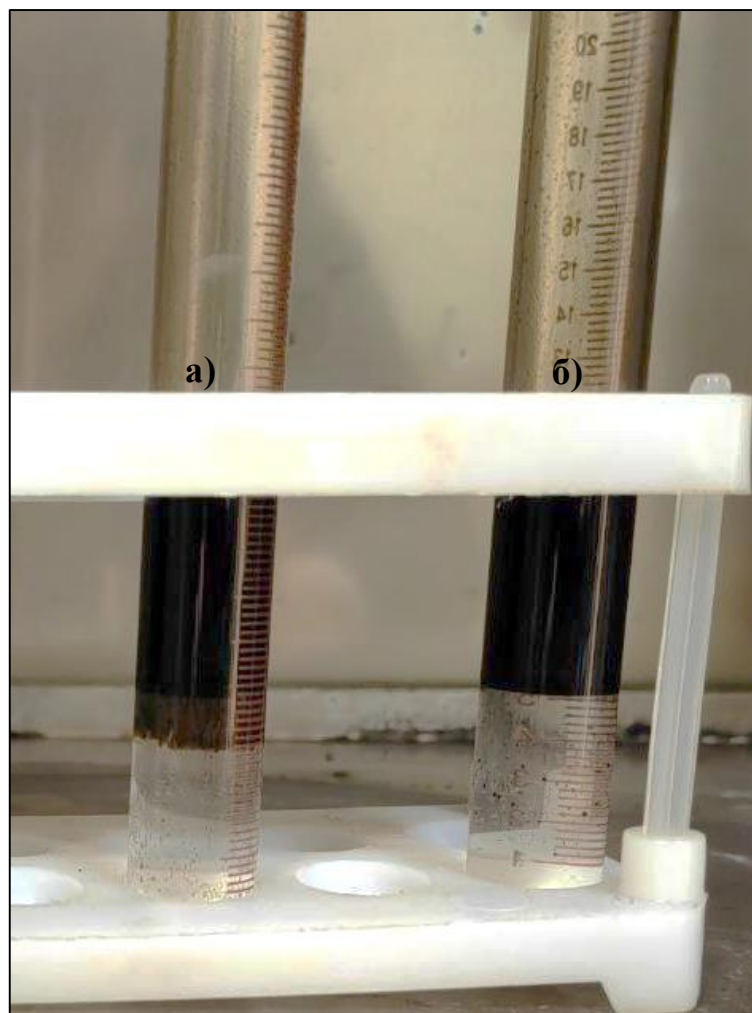


Рисунок 60 – Эксперимент на фазовое поведение растворов ПАВ с нефтью: а) раствор ПАВ на основе додецилбензолсульфоната натрия, б) раствор ПАВ на основе альфа-олефин сульфоната натрия (фото автора)

ПАВ на основе додецилбензолсульфоната образует эмульсию типа IV. Такой тип эмульсии может формироваться при способности ПАВ снижать МФН на границе с нефтью до уровня 0,001-0,0001 мН/м. Образец ПАВ на основе альфа-олефин сульфоната (справа) не подтвердил возможности образования эмульсии с исследуемой нефтью.

В таблице 33 представлены результаты исследований фазового поведения растворов ПАВ и нефти.

Таблица 33 – Результаты исследований фазового поведения (составлено автором)

Исследуемый ПАВ	Тип эмульсии
Диэтаноламид лауриновой кислоты	Не образуется
Лауретсульфат натрия	IV
Додецилбензолсульфонат натрия	IV
Альфа-олефин сульфонат натрия	Не образуется
Бетаин	II
Олеил бетаин	Не образуется

Растворы, подтвердившие возможность образования эмульсий, благоприятных для процесса вытеснения нефти в пласте, будут исследованы в следующих тестах.

3.2.3 Оценка межфазного натяжения растворов ПАВ на границе с нефтью

Для наиболее точной оценки воздействия растворов ПАВ на остаточную нефть на тензиометре KRÜSS SDT методом вращающейся капли были произведены измерения межфазного натяжения (МФН) на границе «водный раствор ПАВ-нефть». Данные тесты проводились для образцов, которые на этапе фазового поведения подтвердили возможность образования эмульсий с нефтью.

Оценка МФН производилась в диапазоне концентрации ПАВ от 0,1 до 2 % при целевой температуре объекта.

На рисунках 61, 62 и в таблице 34 представлены результаты оценки МФН на границе с нефтью для различных образцов ПАВ.

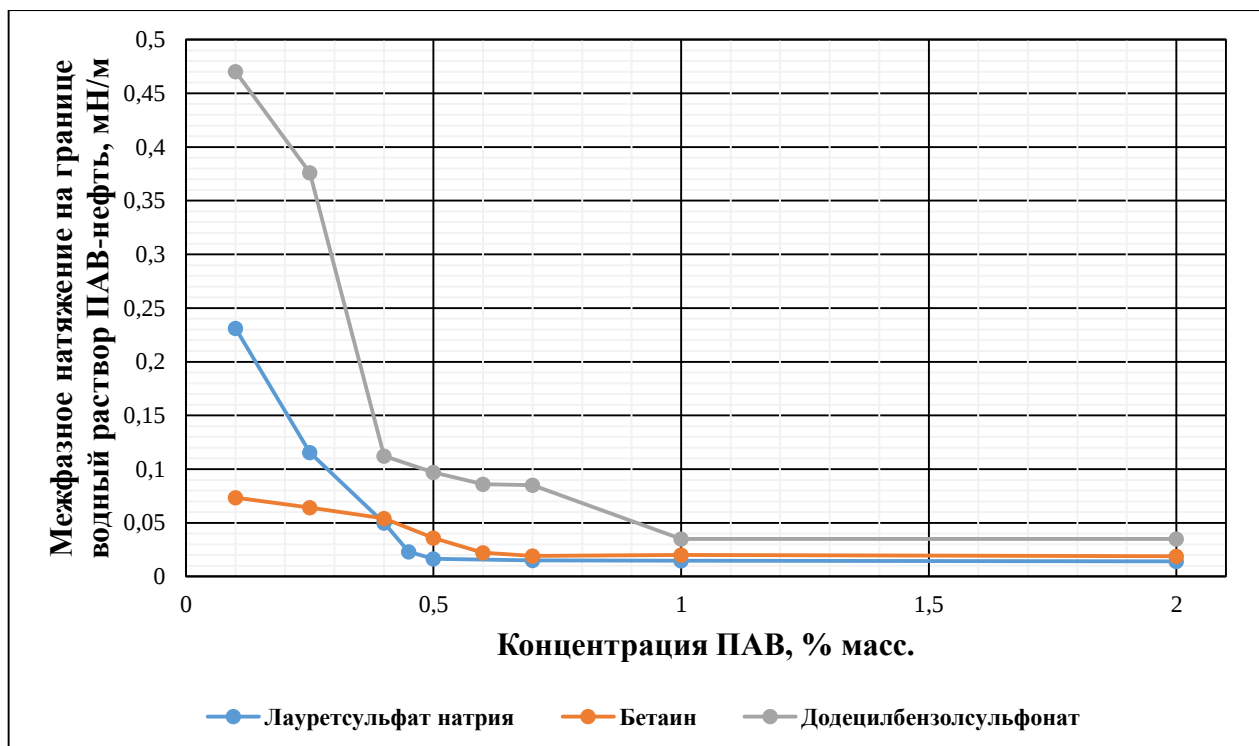


Рисунок 61 – Зависимость МФН на границе «водный раствор ПАВ – нефть» от массовой концентрации ПАВ на основе лауретсульфат натрия, бетанина и додецилбензолсульфоната (составлено автором)

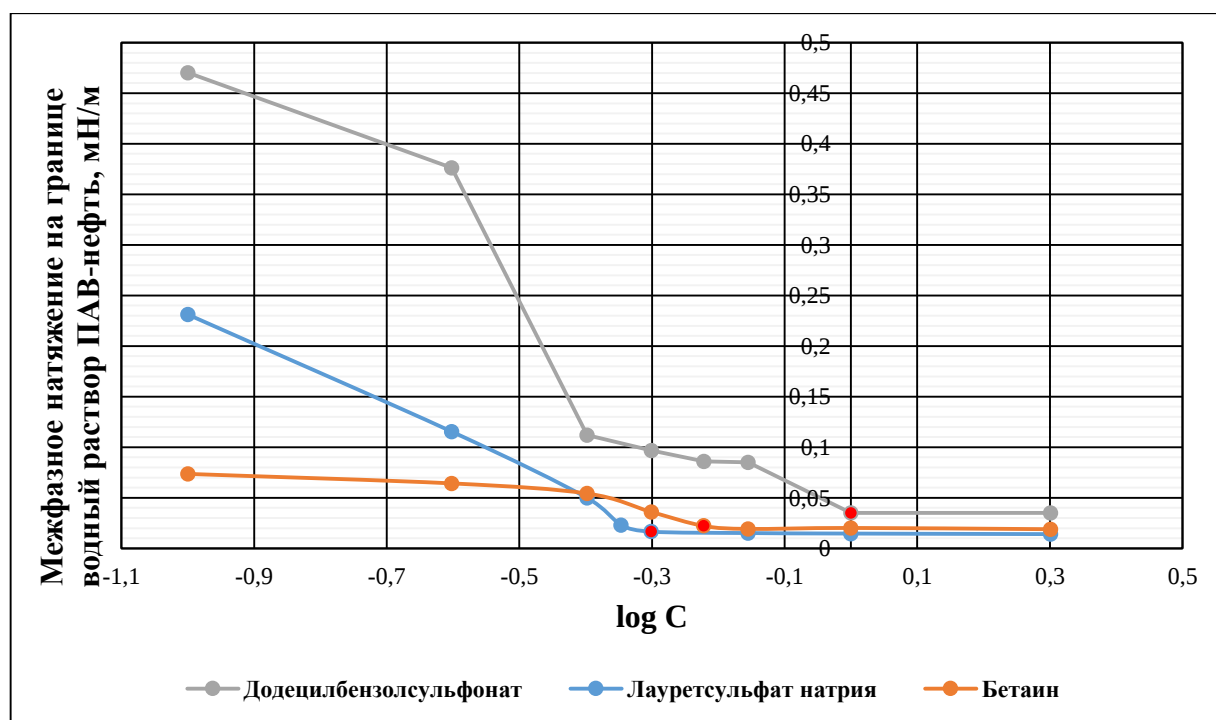


Рисунок 62 – Зависимость МФН на границе «водный раствор ПАВ – нефть» от логарифма концентрации ПАВ на основе лауретсульфат натрия, бетанина и додецилбензолсульфоната (составлено автором)

Таблица 34 – Результаты определения межфазного натяжения на границе «водный раствор ПАВ-нефть» (составлено автором)

Лауретсульфат натрия		Бетаин		Додецилбензолсульфонат натрия	
Концентрация	МФН, мН/м	Концентрация	МФН, мН/м	Концентрация	МФН, мН/м
0,1	0,2312	0,1	0,07361	0,1	0,47011
0,25	0,1154	0,25	0,06422	0,25	0,37612
0,4	0,04988	0,4	0,05423	0,4	0,11211
0,45	0,02298	0,5	0,03599	0,5	0,09691
0,5	0,01649	0,6	0,02211	0,6	0,08612
0,7	0,01512	0,7	0,01923	0,7	0,08514
1	0,01462	1	0,02017	1	0,03499
2	0,01407	2	0,01892	2	0,03511

Полученные данные подтверждают высокий потенциал исследуемых ПАВ для снижения МФН на границе с нефтью. Оптимальное снижение МФН до 0,01-0,1 мН/м существенно повышает эффективность вытеснения нефти благодаря (1) увеличению капиллярного числа (N_c) и (2) снижению остаточной нефтенасыщенности в поровом пространстве.

По полученным результатам для каждого из исследуемых ПАВ была установлена критическая концентрация мицеллообразования в соответствии с ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования».

ККМ для ПАВ на основе лауретсульфат натрия достигается при концентрации ПАВ 0,5 % масс., для ПАВ на основе бетаина при концентрации 0,6 % масс., для ПАВ на основе додецилбензолсульфоната при концентрации 1 % масс.

С точки зрения абсолютного значения МФН на границе с нефтью наилучший результат наблюдается у ПАВ на основе лауретсульфат натрия.

Исходя из необходимости достижения минимального МФН при минимальной концентрации ПАВ для дальнейших исследований будут использованы образцы ПАВ на основе лауретсульфат натрия и бетаина.

3.2.4 Исследования статической адсорбции ПАВ

Исследования статической адсорбции ПАВ проводились аналогично методике, изложенной в главе 2.3.5. Отличительной особенностью проведения эксперимента является способ определения конечной концентрации ПАВ. В

отличие от исследований полимерных растворов, в данном случае, проба после отделения от горной породы используется для определения значения МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть». Далее по известной зависимости, представленной в разделе 3.2.3 производится определение конечной концентрации и определяется статическая адсорбция ПАВ.

В таблице 35 представлены результаты по определению статической адсорбции ПАВ.

Таблица 35 – Результаты исследования статической адсорбции ПАВ (составлено автором)

Показатели	Лауретсульфат натрия	Бетаин
Масса исходного раствора, г	51,25	48,11
Исходная концентрация ПАВ, % масс.	0,5	0,6
МФН раствора на границе с нефтью до контакта с горной породой, мН/м	0,01649	0,02211
МФН раствора на границе с нефтью после контакта с горной породой, мН/м	0,10912	0,05012
Конечная концентрация раствора ПАВ, %	0,28	0,41
Статическая адсорбция ПАВ, мкг/г	1127,5	914,1

Значения статической адсорбции составляют для ПАВ на основе лауретсульфат натрия 1127,5 мкг/г, для ПАВ на основе бетаина 914,1 мкг/г. Полученные значения можно считать приемлемыми. С учетом результатов исследований по определению критической концентрации мицеллообразования и статической адсорбции ПАВ произведены расчеты финальной концентрации ПАВ по формуле (13) для последующих тестов. Значение финальное концентрации составляет 0,7 %.

В таблице 36 представлены сводные результаты исследований ПАВ в свободных объемах.

Таблица 36 – Сводные результаты исследований ПАВ в свободных объемах (составлено автором)

ПАВ	Растворимость	Эмульгирование нефти	МФН при ККМ, мН/м	Статическая адсорбция
Лауретсульфат натрия	Растворим	Тип IV	0,01649	1127,5
Бетаин	Растворим	Тип II	0,02211	914,1
Додecilбензолсульфонат натрия	Опалесценция	Тип IV	0,03499	Исключен по причине высокого МФН

Продолжение таблицы 36

ПАВ	Растворимость	Эмульгирование нефти	МФН при ККМ, мН/м	Статическая адсорбция
Алкилбензолсульфонат натрия	Осадок	Исключен по причине нерастворимости в модели воды		
Алкилбензолсульфонат натрия	Осадок	Исключен по причине нерастворимости в модели воды		
Диэтаноламид лауриновой кислоты	Опалесценция	Не образуется	Исключен по причине отсутствия эмульгирования нефти	
Альфа-олефин сульфонат натрия	Растворим	Не образуется	Исключен по причине отсутствия эмульгирования нефти	
Олеил бетаин	Растворим	Не образуется	Исключен по причине отсутствия эмульгирования нефти	

3.2.5 Оценка влияния минерализации и температуры системы на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть»

В ряде источников отмечается влияние температуры и минерализации на поведение системы «водный раствор ПАВ-нефть». Даже небольшое смещение температуры внутри пласта может значительным образом повлиять на МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть». Оценка влияния температуры на МФН на границе с нефтью представлено на рисунках 63, 64. Как видно из графиков, для ПАВ на основе лауретсульфат натрия зона низкого МФН находится в диапазоне температуры от 50 до 75 °С. В свою очередь, для ПАВ на основе бетаина повышение МФН наблюдается при достижении 65 °С.

При фильтрации в пластовых условиях минерализации закачиваемого агента будет меняться в результате контакта с горной породой и с пластовыми флюидами. Для оценки влияния минерализации на систему на рисунках 65, 66 представлена зависимость МФН от минерализации воды для приготовления раствора.

Как видно из представленных графиков, ПАВ на основе лауретсульфата натрия сохраняет низкое МФН в диапазоне минерализации воды для приготовления от 15 до 25 г/л, достигая своего оптимума (наименьшего значения) при значении 20 г/л. В свою очередь, ПАВ на основе бетаина сохраняет низкое МФН во всем исследуемом диапазоне минерализации воды, достигая своего оптимума (наименьшего значения) при значении 25 г/л.

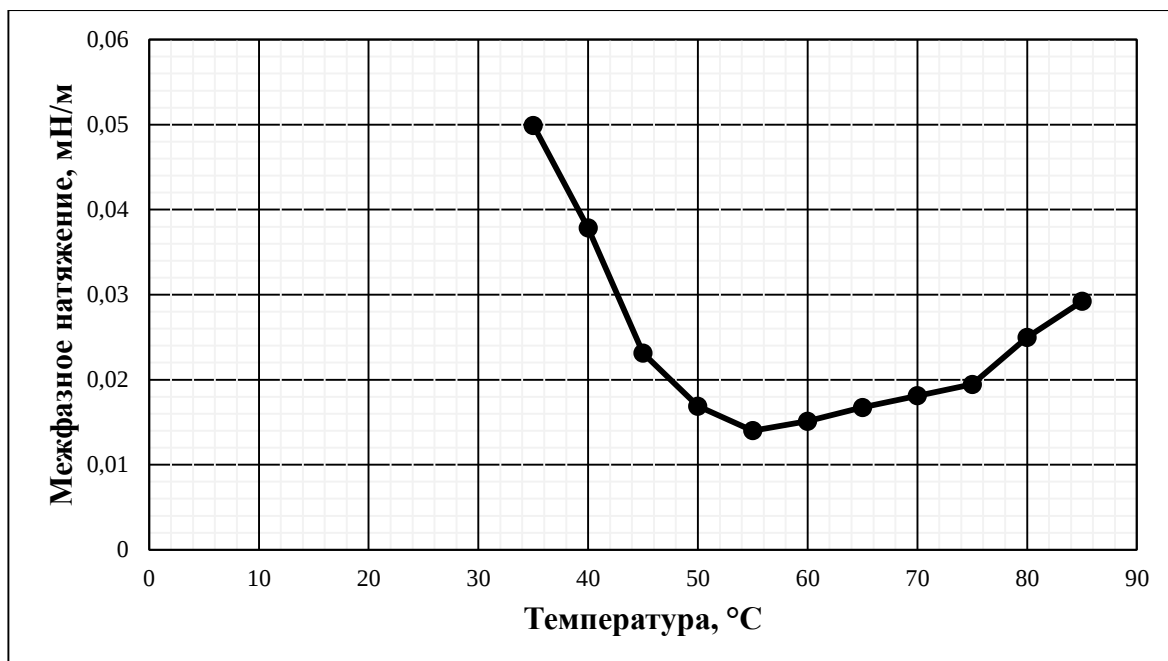


Рисунок 63 – Зависимость МФН границе с нефтью от температуры при концентрации ПАВ 0,7 % масс. и минерализации закачиваемой воды системы ППАД (лауретсульфат натрия) (составлено автором)

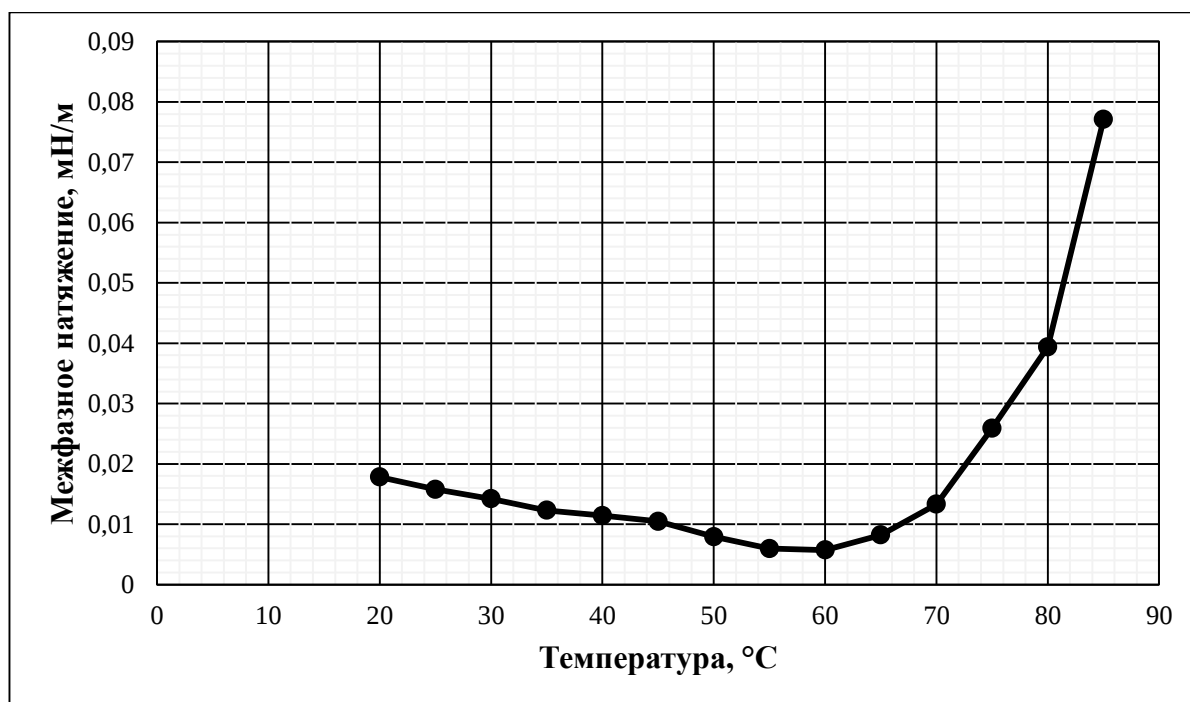


Рисунок 64 – Зависимость МФН на границе с нефтью от температуры при концентрации ПАВ 0,7 % масс. и минерализации закачиваемой воды системы ППАД (бетаин) (составлено автором)

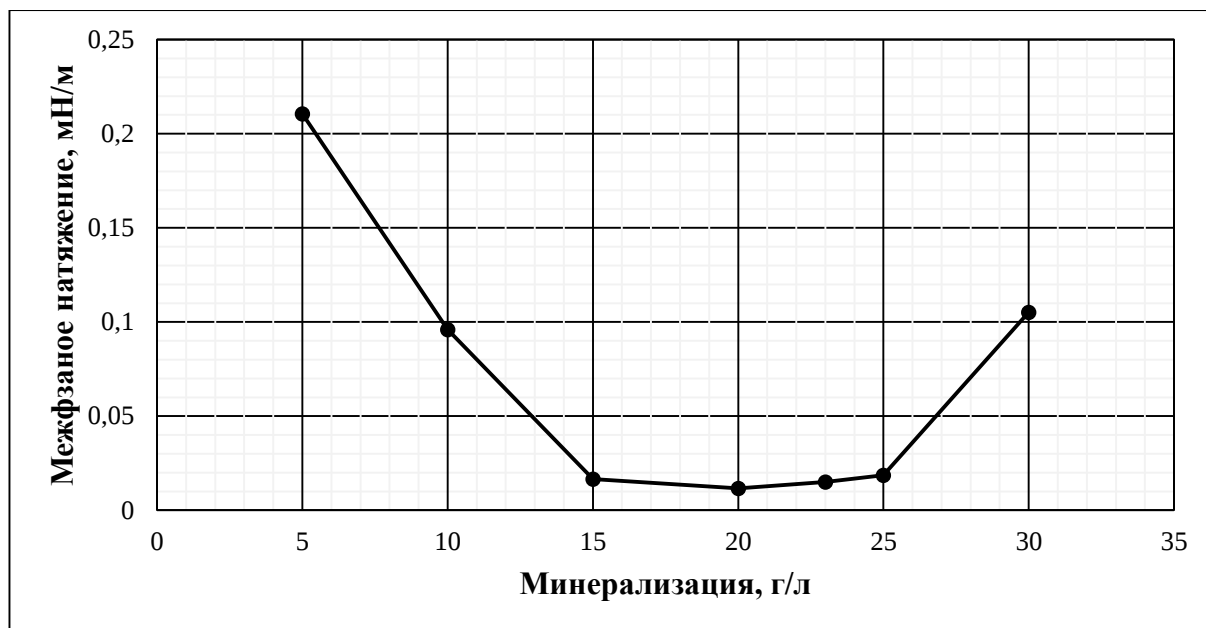


Рисунок 65 – Зависимость МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть» от минерализации воды для приготовления при температуре 57 °C (концентрация ПАВ 0,7 % масс. (лауретсульфат натрия)) (составлено автором)

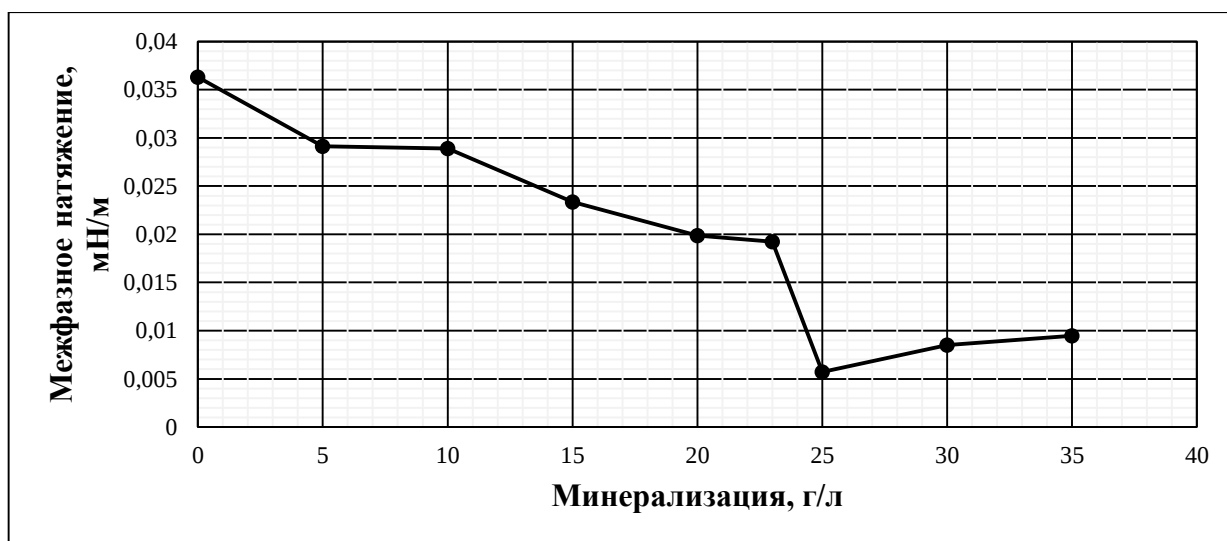


Рисунок 66 – Зависимость МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть» от минерализации воды для приготовления водного раствора ПАВ при температуре пласта (концентрация ПАВ 0,7 % масс. (бетаин)) (составлено автором)

Наблюдаемый эффект обусловлен двумя механизмами экранированием и высаливанием ПАВ. Для эффективного снижения МФН на границе с нефтью молекулы ПАВ должны в большом количестве адсорбироваться на границе нефть-вода. Однако заряженные группы (например, у лауретсульфат натрия это $-\text{OSO}_3^-$) в дистиллированной воде будут отталкиваться друг от друга из-за одинакового

заряда. Соответственно ионы (Na^+ , Ca^{2+} и др.) окружают заряженные группы ПАВ, ослабляя их отталкивание и позволяют более плотно упаковываться на границе раздела фаз, снижая МФН. При этом с ростом количества ионов солей может произойти высаливание ПАВ. Суть этого явления заключается в том, что при очень высоких концентрациях солей (особенно NaCl , CaCl_2) молекулы воды связываются с ионами, становясь менее доступными для гидратации ПАВ. Таким образом снижается активность ПАВ на границе нефть-водный раствор.

Учитывая, геолого-физическую характеристику объекта для внедрения технологии, а именно пластовую температуру, значение которой в различных участках пласта варьирует в диапазоне от 50 до 75 °С, для дальнейших исследований будет рассматриваться только лауретсульфат натрия, который продемонстрировал низкое МФН во всем рассматриваемом диапазоне температур.

Тем не менее важно отметить, что ПАВ на основе бетаина также подтвердил свою устойчивость в пластовых условиях, а также возможность снижения МФН на границе с нефтью. Исследования свойств ПАВ на основе бетаина в рамках фильтрационных исследований является одним из возможных перспектив дальнейших исследований по данному направлению.

3.3 Результаты тестирования ПАВ-полимерных составов

3.3.1 Влияние концентрации лауретсульфат натрия на вязкость ПАВ-полимерного состава

При смешении ПАВ и полимера могут происходить реакции изменяющие свойства закачиваемого химического агента. Основными свойствами, влияющими на эффективность заводнения является вязкость нагнетаемого агента и МФН на границе «водный раствор ПАВ-нефть».

На рисунке 67 представлена зависимость эффективной вязкости химической композиции, включающей полимер FP 5205 SH (концентрация 0,175 %) и лауретсульфат натрия, при различных концентрациях ПАВ.

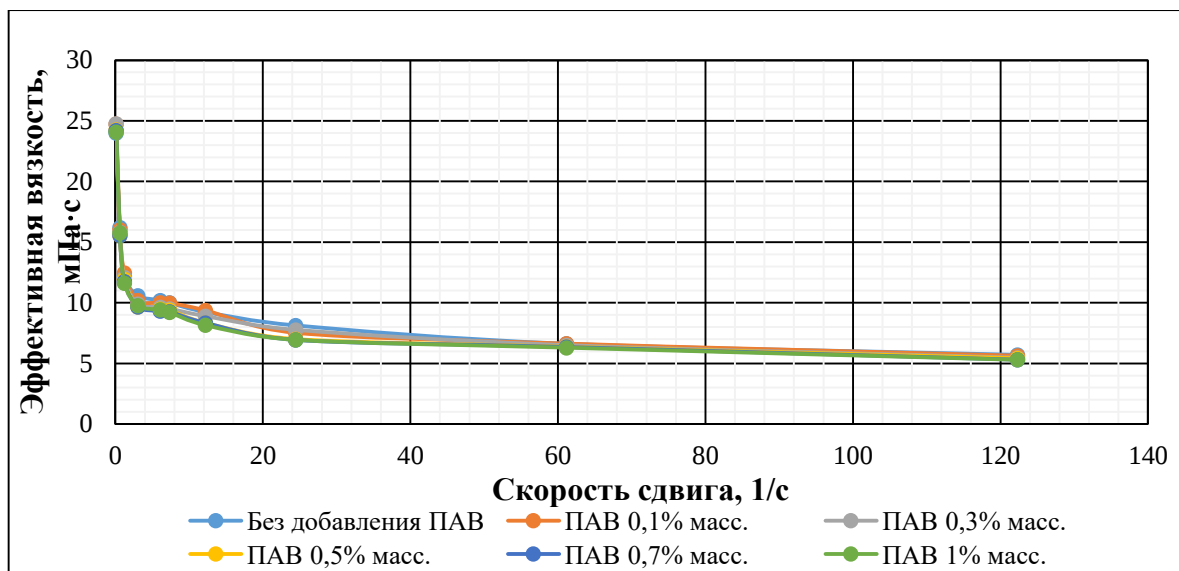


Рисунок 67 – График зависимости эффективной вязкости ПАВ-полимерного состава от концентрации ПАВ (лауретсульфат натрия) в растворе (составлено автором)

Далее на рисунке 68 представлен график зависимости эффективной вязкости раствора от концентрации ПАВ при скорости сдвига $122,3 \text{ с}^{-1}$ и концентрации полимера равной 0,175 %.

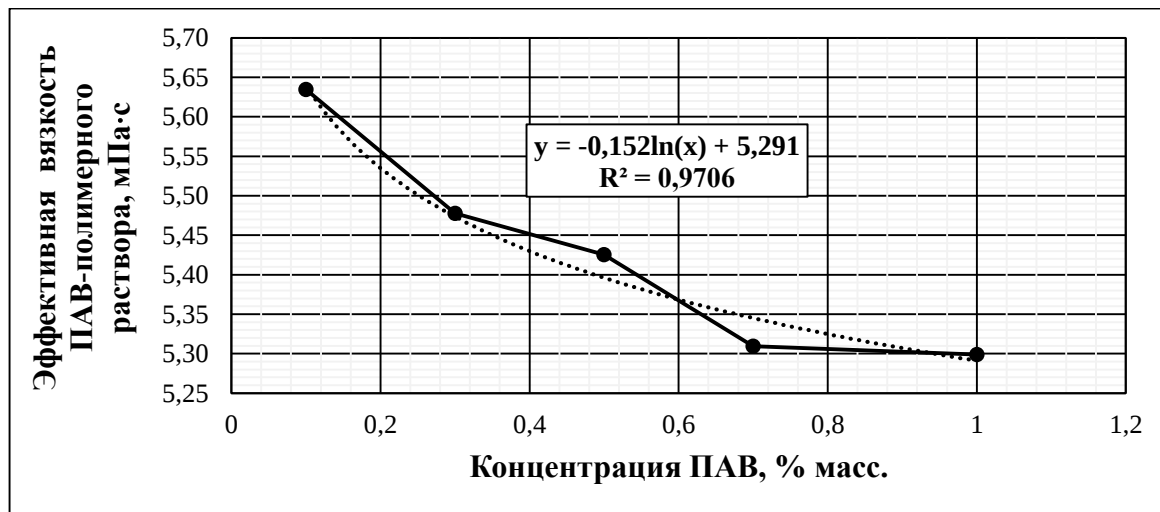


Рисунок 68 – График зависимости эффективной вязкости ПАВ-полимерного состава от концентрации ПАВ (составлено автором)

Повышение концентрации ПАВ приводит к незначительному снижению эффективной вязкости раствора. При этом при достижении концентрации ПАВ свыше 0,7 % масс. значение эффективной вязкости стабилизируется и дальнейшее повышение концентрации не приводит к существенному изменению.

На рисунке 69 представлен график зависимости МФН на границе «ПАВ-полимерный раствор – нефть» от концентрации полимера в составе композиции. Исследования проведены с использованием полимера FP 5205 SH, ПАВ на основе лауретсульфат натрия (концентрация 0,7 %), при температуре пласта. Как видно из представленного графика, с увеличением концентрации полимера в составе химической композиции приводит к увеличению МФН. Значение МФН при добавлении полимера изменилось более чем на 35 %. Однако порядок значения МФН сохранился, а, следовательно, потенциал ПАВ значительным образом не изменился.

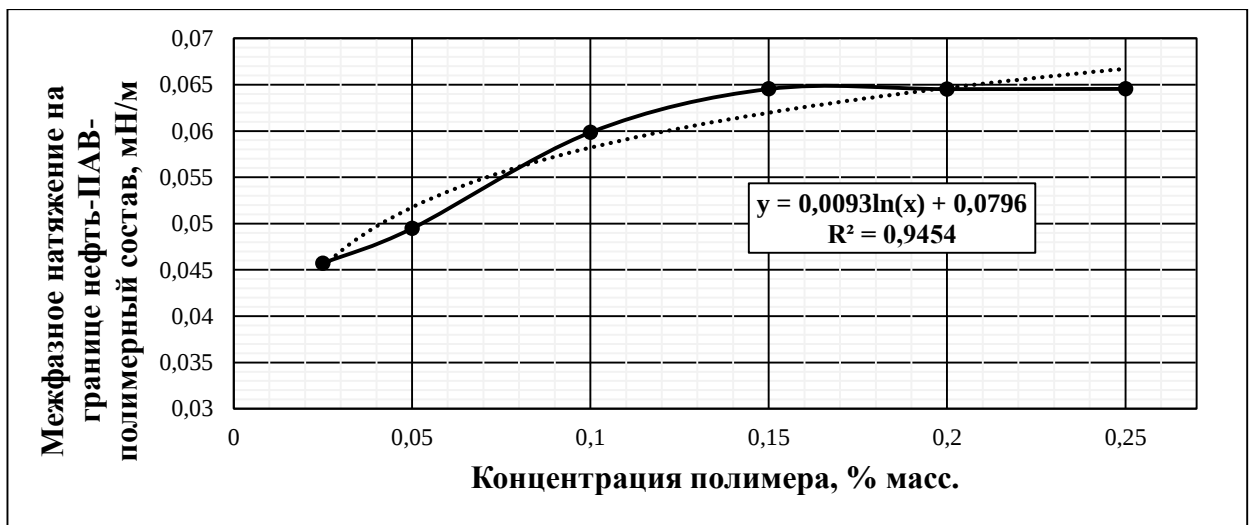


Рисунок 69 – Зависимость МФН на границе с нефтью от концентрации полимера (составлено автором)

В соответствии с основополагающей теорией капиллярных чисел установлено, что основной причиной удержания остаточной нефти в порах являются капиллярные силы. Соответственно показателем, отвечающим за степень извлечения нефти из пласта, может являться капиллярное число [25].

Численно капиллярное число будет зависеть от вязкости вытесняющего агента, от скорости фильтрации и от МФН на границе с нефтью [120]. Таким образом, при воздействии ПАВ-полимерным раствором влияние на капиллярное число обусловлено увеличением вязкости и снижением МФН, что в итоге приводит к увеличению капиллярного числа и как следствие к снижению остаточной нефтенасыщенности. Численные значения капиллярного числа и изменения капиллярного числа относительно вытеснения водой представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Влияние ПАВ-полимерного состава на капиллярное число
(составлено автором)

Агент для заводнения	Вода	Полимерный раствор	Раствор ПАВ	ПАВ-полимерный раствор
Капиллярное число	$3,8 \cdot 10^{-6}$	$4,34 \cdot 10^{-5}$	$8,24 \cdot 10^{-3}$	$2,05 \cdot 10^{-2}$
Изменение относительно воды, количество раз	1	11,42	2 167,33	5 392,43

Как видно, совместное воздействие полимера и ПАВ позволяет увеличить капиллярное число в 5400 раз, что может свидетельствовать о высоком потенциале с точки зрения увеличения нефтеизвлечения. Более того, для расчета вышеприведенных значений использовалась минимально возможная эффективная вязкость (при наибольших скоростях сдвига). Учитывая, что в пластовых условиях скорости течения (скорости сдвига) вытесняющей фазы будут различны в зависимости от рассматриваемого участка, дополнительно на рисунке 70 представлена зависимость капиллярного числа от скорости сдвига.

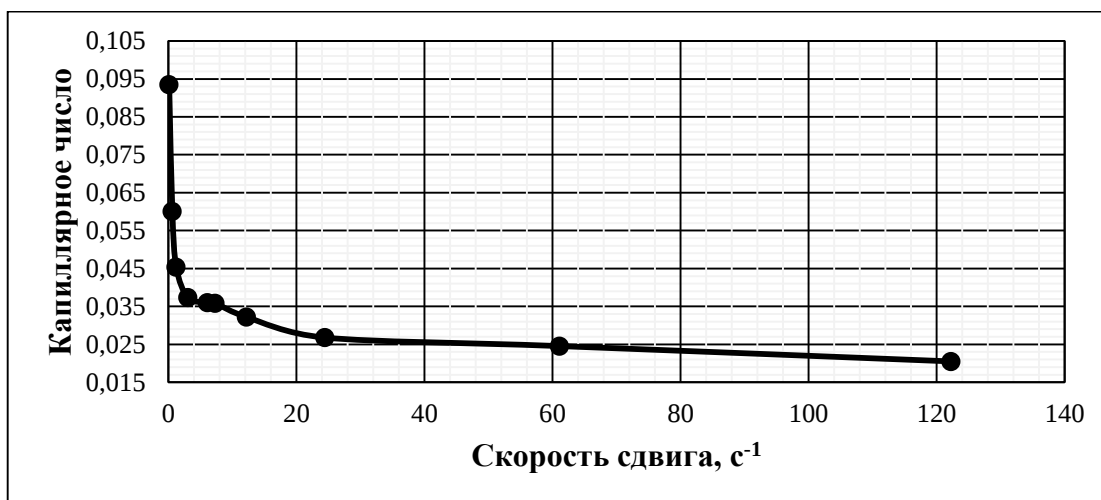


Рисунок 70 – Зависимость капиллярного числа от скорости сдвига
(составлено автором)

Как видно из графика, в зонах с низкой скоростью сдвига (низкой скоростью фильтрации) величина капиллярного числа достигает значения 0,093, что в 24576 раз больше, чем значение по воде. Исходя из этого можно сделать вывод, что возможный диапазон увеличения капиллярного числа при закачке разработанного ПАВ-полимерного состава составляет от 5400 до 24576 раз.

Таким образом, состав может быть рекомендован к фильтрационным исследованиям для оценки эффективности вытеснения нефти и определения фильтрационных характеристик разработанного состава.

3.4 Выводы по Главе 3

1. На основании результатов физико-химических, реологических и фильтрационных исследований для рассматриваемого объекта наиболее подходящим является полимер (частично-гидролизированный ПАА) с молекулярной массой 12,7 млн. Да и количеством АТБС 5 %. В качестве рабочей концентрации обосновано значение 0,175 % масс.

2. По результатам физико-химических исследований ПАВ наиболее подходящими с точки зрения применимости и потенциала снижения МФН являются образцы ПАВ на основе лауретсульфат натрия и бетаина.

3. Добавление химических реагентов улучшает физико-химические и реологические свойства модели закачиваемой в пласт воды системы ППД (снижает МФН на границе с нефтью до уровня 10^{-2} мН/м; увеличивает эффективную вязкость до 10 раз). Основные свойства состава были исследованы при различной минерализации и температуре. Возможный диапазон увеличения капиллярного числа при закачке разработанного ПАВ-полимерного состава составляет от 5400 до 24576 раз.

4. Разработанный состав может быть рекомендован к проведению фильтрационных исследований для оценки коэффициента вытеснения и определения основных фильтрационных характеристик.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА

4.1 Фильтрационные исследования ПАВ-полимерного состава на образцах керна объекта исследования

В рамках данного теста определяются основные фильтрационные характеристики разработанного ПАВ-полимерного состава. Дополнительно в рамках эксперимента производится оценка коэффициента вытеснения по воде, по полимерному раствору и по ПАВ-полимерному составу.

Для проведения фильтрационных исследований использовались экстрагированные, высушенные, цилиндрические образцы кернов пласта АВ_{1/2} Кечимовского месторождения. В таблице 38 представлена характеристика используемых для экспериментов образцов керна.

На рисунках 71, 72, 75 представлена информация о динамике изменения перепада давления в зависимости от порового объема закачки.

В рамках экспериментов необходимо определить фильтрационные характеристики разработанного ПАВ-полимерного состава, поэтому фильтрационные тесты проведены в следующей последовательности:

- промывка моделью воды до полного вытеснения нефти;
- закачка полимерного раствора до полного вытеснения нефти;
- закачка разработанного ПАВ-полимерного состава (в первых двух тестах – закачка до полного вытеснения нефти, в третьем тесте – ограниченный объем оторочки)

Результаты представлены в таблице 39-41.

Таблица 38 – Основные характеристики используемых образцов керна (составлено автором)

№ эксперимента	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Открытая пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Масса образца (сухая), г	Масса образца, насыщенного нефтью, г	Объем нефти, мл	Объем образца, см ³
1	3,37	3,02	22,12	0,075	49,15	53,8	5,34	24,14
2	3,17	3,00	24,5	0,116	48,94	53,72	5,49	22,41
3	3,07	3,01	25,63	0,069	48,86	53,74	5,6	21,85

Результаты фильтрационного эксперимента №1

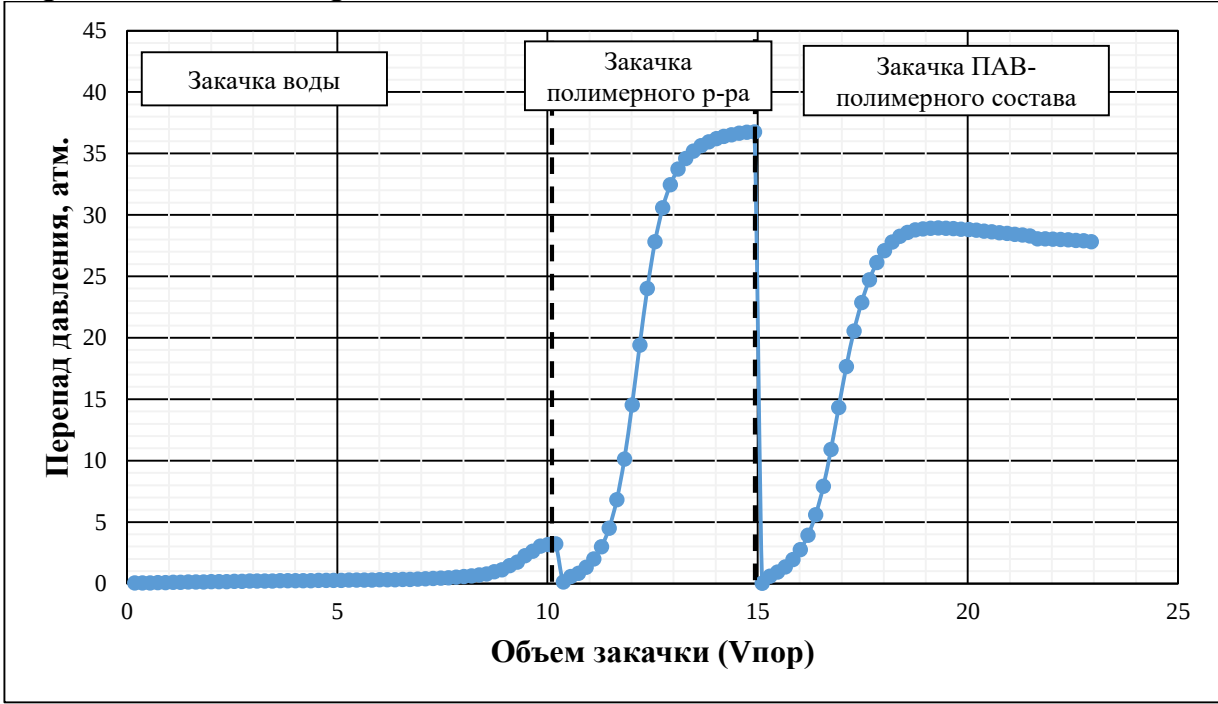


Рисунок 71 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №1) (составлено автором)

Таблица 39 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,9
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,54
Вытеснение полимерным раствором	
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	0,5
Коэффициент вытеснения (с учетом полимерного раствора), д.ед.	0,63
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,09
Фактор сопротивления (по полимеру)	11,39
Вытеснение ПАВ-полимерным составом	
Вытесненный объем нефти, мл	1,2
Коэффициент вытеснения (с учетом ПАВ-полимерного состава), д.ед.	0,86
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,22
Фактор сопротивления	8,62

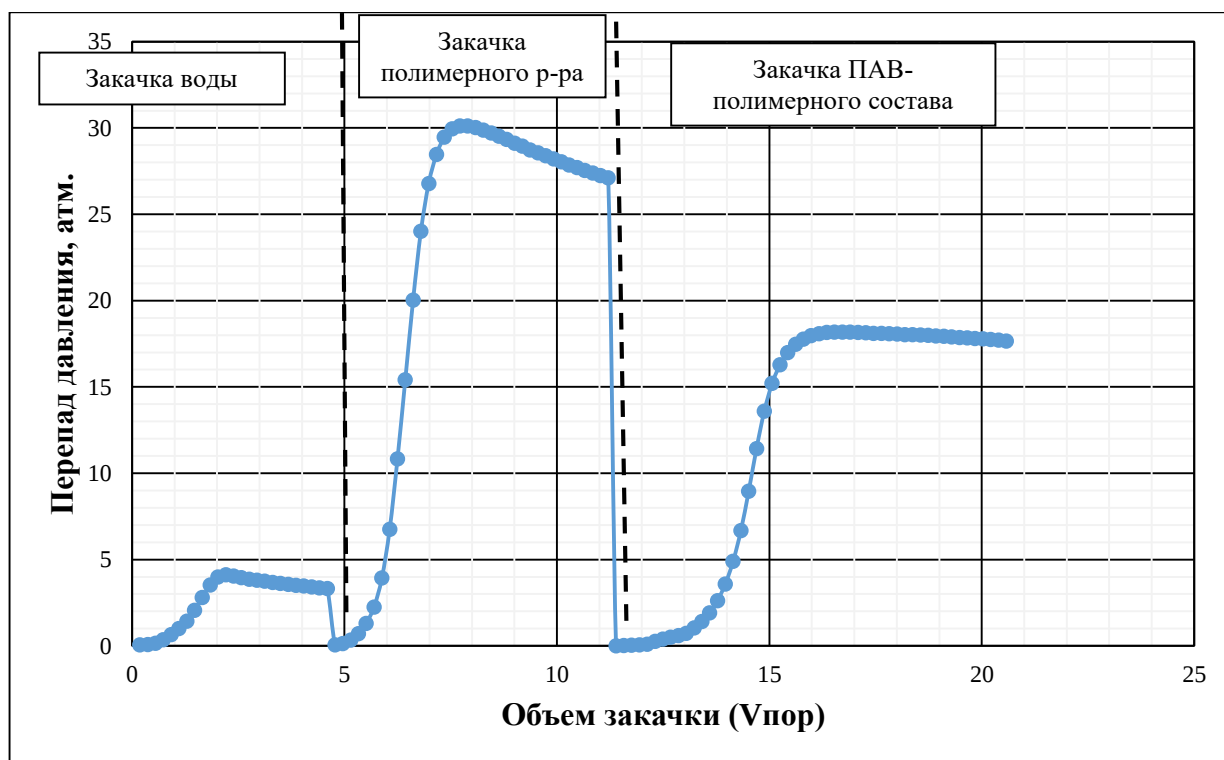
Результаты фильтрационного эксперимента №2

Рисунок 72 – Динамика изменения перепада давления от порового объема закачки (эксперимент №2) (составлено автором)

Таблица 40 – Результаты фильтрационного эксперимента №2 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	3,1
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,56
Вытеснение полимерным раствором	
Вытесненный объем нефти (после закачки полимера), мл	0,6
Коэффициент вытеснения (с учетом полимерного раствора), д.ед.	0,67
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,11
Фактор сопротивления (по полимеру)	8,05
Вытеснение ПАВ-полимерным составом	

Продолжение таблицы 40

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти, мл	1,3
Коэффициент вытеснения (с учетом ПАВ-полимерного состава), д.ед.	0,91
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,24
Фактор сопротивления	5,24

В рамках эксперимента №1 и №2 закачка химических оторочек велась непрерывно до момента стабилизации давления и отсутствия нефти на выходе из кернодержателя. Как видно из полученных результатов, коэффициент вытеснения после закачки полимерной и ПАВ-полимерной оторочки достигает значений 0,86-0,91 д.ед. При этом прирост коэффициента вытеснения после закачки полимерной оторочки составляет 0,09-0,11 д.ед, после закачки ПАВ-полимерной оторочки прирост составляет 0,22-0,24 д.ед. Важно отметить, что при закачке ПАВ-полимерного состава жидкость на выходе из кернодержателя представлена в виде эмульсии (рисунок 73).



Рисунок 73 – Внешний вид эмульсии, отобранной на выходе из кернодержателя
(фото автора)

После отстоя при температуре 90 °С эмульсия расслаивается, нефть и водная фаза отделяются друг от друга (рисунок 74). При переходе на закачку ПАВ-полимерного состава перепад давления и соответственно ФС снижается (на 2,77-2,82), что в первую очередь объясняется дополнительным вытеснением нефти из породы, а также является косвенным признаком лучшей фильтруемости раствора.

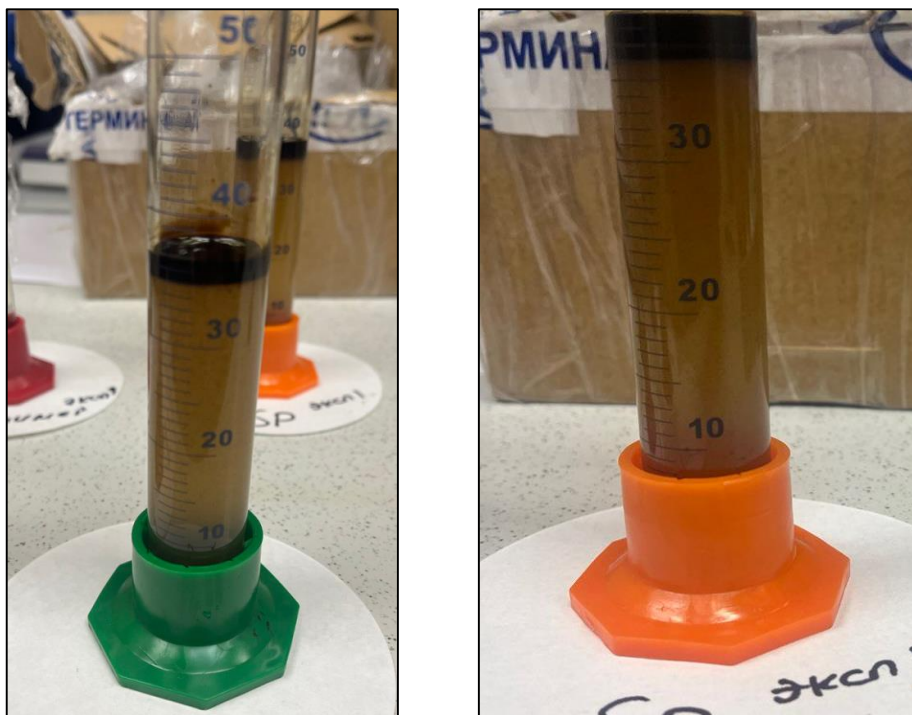


Рисунок 74 – Внешний вид пробирок после разделения эмульсии при температуре 90 °С (фото автора)

В рамках эксперимента №3 проведены исследования при ограниченном объеме закачки полимерной и ПАВ-полимерной оторочки в объемах равных 0,5 объемам порового пространства образца керна друг за другом, после чего осуществлялось вытеснение оторочек водой до полной обводненности добываемой продукции (рисунок 75, таблица 41).

Результаты фильтрационного эксперимента №3

Меньший объем закачки химических оторочек привел к снижению коэффициента дополнительного вытеснения. С учетом объемов закачки с точки зрения ФС также не наблюдается значительного изменения (пиковое значение достигает 1,27).

Резюмируя результаты фильтрационных исследований, можно сделать вывод, что рассматриваемый ПАВ-полимерный состав позволяет увеличивать коэффициент вытеснения нефти из образца керна на 0,15-0,24 д.ед.

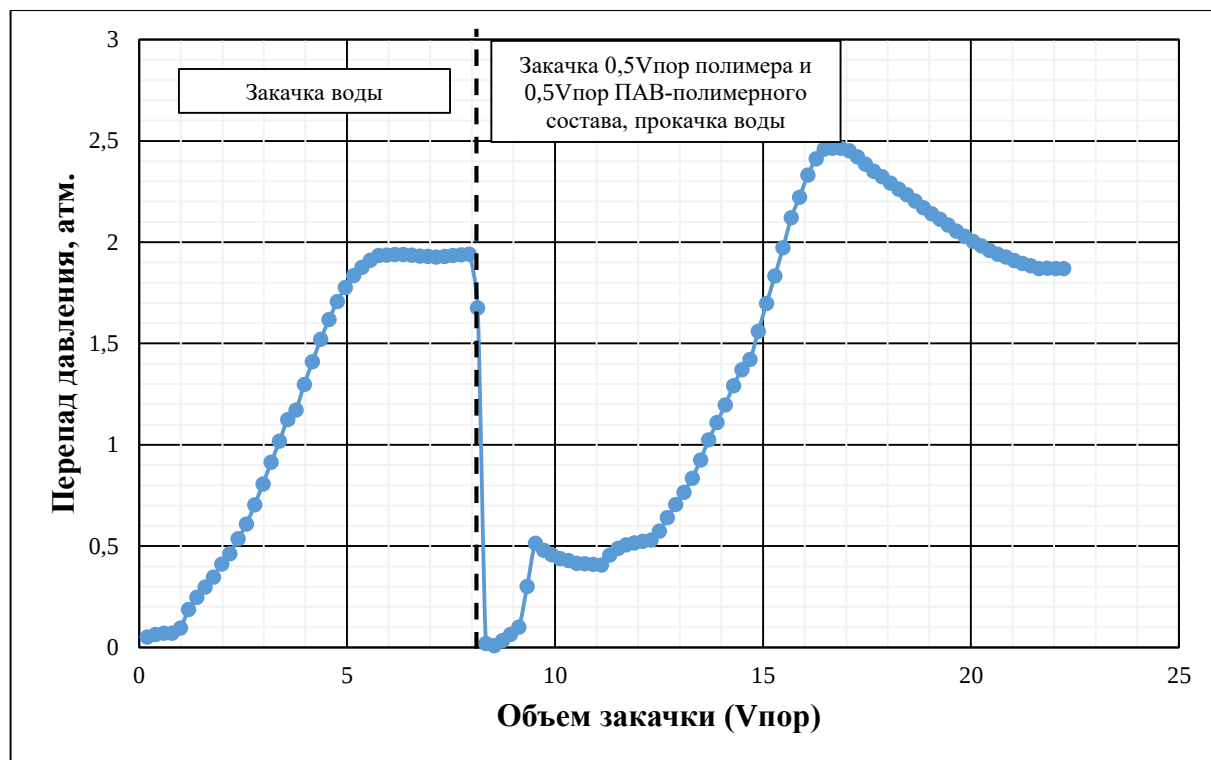


Рисунок 75 – Динамика изменения перепада давления в зависимости от порового объема закачки (эксперимент №3) (составлено автором)

Таблица 41 – Результаты фильтрационного эксперимента №3 (составлено автором)

Параметр	Значение
Вытесненный объем нефти (по воде), мл	2,1
Коэффициент вытеснения (по воде), д.ед.	0,37
Вытесненный объем нефти после закачки оторочек полимерного и ПАВ-полимерного составов, мл	0,85
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,53
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед.	0,15
Остаточный фактор сопротивления (максимальный)	1,27
Остаточный фактор сопротивления в конце эксперимента	0,96

Далее технологический потенциал разработанного состава будет оценен с использованием гидродинамического моделирования на основе результатов исследований из 3 главы и результатов фильтрационных исследований из раздела 4.1.

4.2 Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти разработанным ПАВ-полимерным составом

Гидродинамическое моделирование производилось в программном комплексе T Navigator (ООО «ИРМ») на секторной модели. Стоит отметить, что в качестве предварительного анализа могут производиться расчеты внедрения

технологии химического заводнения на упрощенных моделях, основанных на функции Бакли-Лeverетта. Для этих целей разработана программа для ЭВМ (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025664186) [35].

Функционал гидродинамического симулятора позволяет учесть достаточное количество результатов лабораторных исследований, что значительным образом повышает точность прогнозных расчетов. В частности, с точки зрения полимера учитываются реологические свойства (влияние концентрации и скорости сдвига), адсорбция полимера, изменение проницаемости породы в следствие ОФС, а также деструкция полимера по причине термической и механической деструкции.

В части ПАВ учитывается влияние концентрации ПАВ на эффективную вязкость раствора, адсорбция ПАВ, изменения межфазного натяжения на границе с нефтью в зависимости от концентрации.

Все данные взяты из главы 3 и 4.

Для расчета процесса вытеснения нефти оторочками на основе ПАВ и полимера была построена секторная модель элемента однорядной системы заводнения с расстоянием между скважинами 500 м (рисунок 76). Данная расстановка была выбрана по причине того, что в основном в базовых вариантах разработки рассматриваемого объекта используется именно такая система.

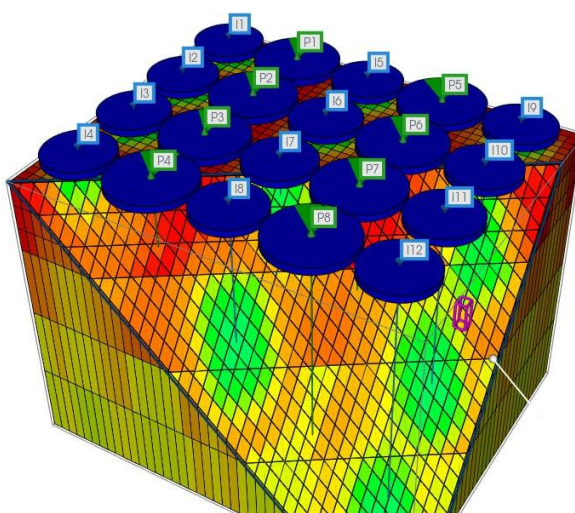


Рисунок 76 – Система размещения скважин секторной модели
(составлено автором)

Разрядность модели составляет ($I*J*K$) $41*31*6 = 7\,626$ активных ячеек, размеры модели – $2000*1600\text{ м}^2$, общая мощность — $13,32\text{ м}$ ($3*1,11\text{ м} + 3*3,33\text{ м}$).

Для построения гидродинамической модели были использованы геолого-физические характеристики, представленные в разделе 1. Гидродинамическое моделирование производилось при постоянном расходе и закачке. Дебит по жидкости добывающих скважин – $225\text{ м}^3/\text{сут}$. Приемистость нагнетательных скважин — $150\text{ м}^3/\text{сут}$. Продолжительность расчета составляет 60 лет.

Обоснование концентрации компонентов состава представлено в главе 3. Выбор объемов закачки полимерной и ПАВ-полимерной оторочки будет зависеть от условий конкретного объекта, а именно от степени выработанности, текущей обводненности, а также от внешнеэкономических факторов (цена нефти, реагентов, курс доллара).

Для оценки эффективности разработанного состава производился расчет базового варианта (заводнение водой) КИН, по которому за 60 лет составил $38,08\%$, и расчеты различных комбинаций закачек полимерной и ПАВ-полимерной оторочек. Основными вопросами при обосновании технологии химического заводнения является поиск оптимальной последовательности и оптимальных объемов оторочек полимерного и ПАВ-полимерного состава.

Для определения оптимального объема и последовательности закачки оторочек было проведено две серии расчетов по двум сценариям:

1. в первую очередь закачивается оторочка полимерного раствора, затем оторочка ПАВ-полимерного состава, после чего осуществляется промывка водой;
2. в первую очередь закачивается оторочка ПАВ-полимерного состава, затем оторочка полимерного раствора, после чего осуществляется промывка водой.

По двум сценариям были рассчитаны КИН. Результаты моделирования при различных объемах закачки представлены в таблице 42. Дополнительно на рисунке 77 представлена зависимость прироста КИН от порового объема закачки ПАВ-полимерной оторочки для двух рассматриваемых сценариев.

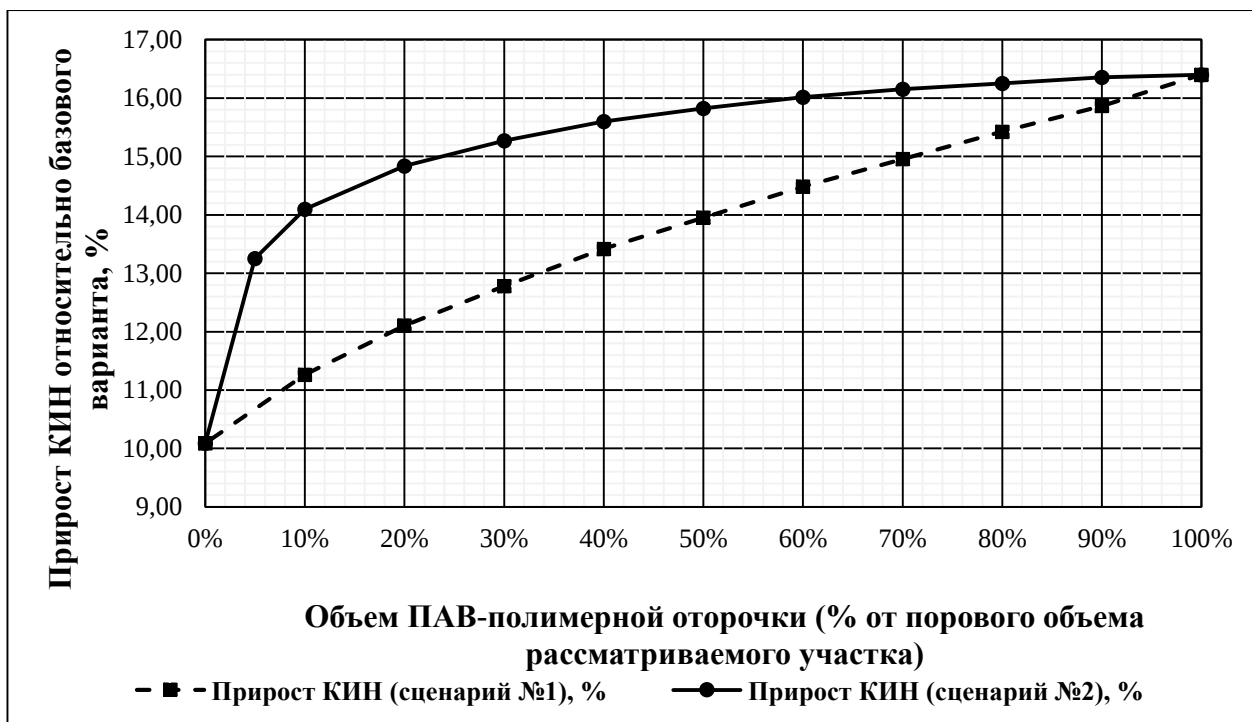


Рисунок 77 – Прирост КИН относительно базового варианта в зависимости от порового объема закачки ПАВ-полимерной оторочки для двух сценариев (составлено автором)

Как видно из графика, сценарий с началом закачки с ПАВ-полимерной оторочки обеспечивает максимальный прирост КИН и является наиболее предпочтительным. При этом в двух сценариях величина КИН показывает прямую зависимость от объема закачиваемой ПАВ-полимерной оторочки: увеличение ее объема приводит к повышению КИН.

Необходимо отметить тот факт, что график поведения прироста КИН в сценарии 2 не является линейным. Достижение прироста КИН на 15 % для сценария 2 происходит при меньшем значении оторочки ПАВ-полимерного состава, который составляет 22 %. Дальнейший прирост КИН ещё на 1 % достигается при закачке более 60% от порового объема ПАВ-полимерного состава. Для сценария 1 достижение того же прироста по КИН 15% достигается при объеме ПАВ-полимерной оторочки свыше 70 % от порового объема

Максимальный прирост КИН от закачки ПАВ-полимерной оторочки составляет 0,164 д.ед. и достигается при максимальных объемах закачки ПАВ-полимерной оторочки.

Таблица 42 – Результаты расчетов на гидродинамической модели объекта (составлено автором)

Сценарий 1. Полимерная оторочка с последующим переходом на ПАВ-полимерную оторочку				Сценарий 2. ПАВ-полимерная оторочка с последующим переходом на полимерную оторочку			
Объём полимерной оторочки, %ПО	Объём ПАВ-полимерной оторочки, %ПО	КИН, %.	Прирост КИН, %	Объём ПАВ-полимерной оторочки, %ПО	Объём полимерной оторочки, %ПО	КИН, %.	прирост КИН, %
0 %	100 %	54,48	16,40	0 %	100 %	48,17	10,09
10 %	90 %	53,94	15,86	10 %	90 %	52,17	14,09
20 %	80 %	53,50	15,42	20 %	80 %	52,92	14,84
30 %	70 %	53,04	14,96	30 %	70 %	53,35	15,27
40 %	60 %	52,56	14,48	40 %	60 %	53,68	15,60
50 %	50 %	52,03	13,95	50 %	50 %	53,90	15,82
60 %	40 %	51,50	13,42	60 %	40 %	54,09	16,01
70 %	30 %	50,86	12,78	70 %	30 %	54,23	16,15
80 %	20 %	50,19	12,11	80 %	20 %	54,33	16,25
90 %	10 %	49,34	11,26	90 %	10 %	54,43	16,35
100 %	0 %	48,17	10,09	100 %	0 %	54,48	16,40

4.3 Описание технологии закачки ПАВ-полимерного состава

Технология заводнения основывается на результатах исследований в свободных объемах (с использованием нефти объекта исследования), на фильтрационных исследованиях по вытеснению нефти из образцов керна полимерным и ПАВ-полимерным составом, а также на результатах гидродинамического моделирования различных сценариев закачки в программном продукте T-Navigator (ООО «ИРМ»). Обоснование концентрации компонентов состава представлено в главе 3. Выбор объемов закачки полимерной и ПАВ-полимерной оторочки будет зависеть от условий конкретного объекта, а именно от степени выработанности, текущей обводненности, а также от внешнеэкономических факторов (цена нефти, реагентов, курс доллара). Повышение КИН достигается за счет увеличения вязкости закачиваемого агента, обеспечивающего улучшенный охват пласта, и одновременного снижения межфазного натяжения на границе с нефтью, приводящего к мобилизации остаточной нефти.

Закачка разработанного состава производится через нагнетательные скважины с использованием специализированного оборудования, которое внедряется в существующую инфраструктуру, связанную с системой поддержания пластового давления (ППД).

Предлагаемая технология заводнения отличается простотой применения, высоким потенциалом увеличения КИН, продолжительностью эффекта.

4.4 Оборудование, используемое для технологии заводнения с использованием ПАВ-полимерного состава

Для реализации технологии ПАВ-полимерного заводнения может быть использовано два подхода к применяемому оборудованию для нагнетания [39]:

- 1) с использованием стационарной установки (капитальное строительство);
- 2) с использованием модульных установок.

Капитальное строительство как правило применяется в случаях, когда технология ПАВ-полимерного заводнения применяется на всем месторождении

или на подавляющем большинстве нагнетательных скважин. Данный подход требует существенных капитальных затрат, согласования необходимой разрешительной документации, но в дальнейшем снижает эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт нагнетательного оборудования. В свою очередь, модульные установки применяются для пилотных проектов, включающих от 2 до 10 нагнетательных скважин или в условиях, где доставка материалов и техники для строительства ограничена погодными или другими факторами. Модульные установки имеют ряд преимуществ, а именно:

- не требуют существенного изменения поверхностной инфраструктуры месторождения;
- при необходимости могут быть перемещены на другие месторождения/объекты;
- не требует дополнительных согласований/разрешений на капитальное строительство.

Вне зависимости от подхода к проектированию оборудования (стационарный или модульный подход) стандартный состав представлен следующими основными узловыми элементами: 1. Блок водоподготовки. 2. Блок приготовления полимера. 3. Склад полимера. 4. Генератор азота. 5. Блок заправки ПАВ-полимерного раствора в пласт. 6. Блок приготовления ПАВ. 7. Резервуар для хранения ПАВ (рисунок 78).

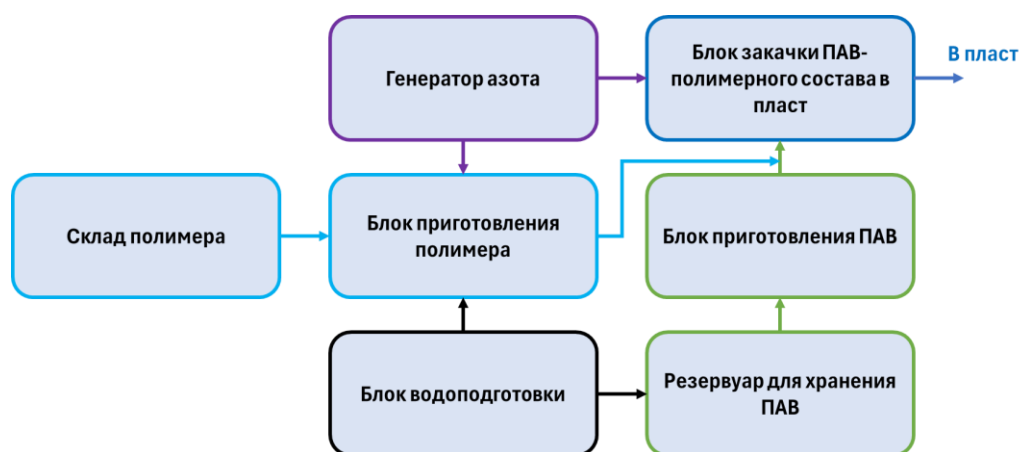


Рисунок 78 – Основные узловые элементы оборудования для ПАВ-полимерного заводнения (составлено автором)

Блок приготовления полимера включает в себя: (1) емкость для загрузки сухого полимера, (2) модуль первичного и вторичного смачивания сухого

полимера, (3) бак дозревания, состоящий из нескольких камер в которых установлены мешалки, предназначен для гомогенизации маточного раствора полимера, (4) насос высокого давления для подачи маточного раствора в блок смешения и закачки.

Блок закачки ПАВ-полимерного раствора в пласт включает в себя: (1) регуляторы для возможности регулировки расхода и давления приходящих потоков, (2) статические смесители для смешения маточного раствора полимера, раствора ПАВ и воды, откуда насосами высокого давления состав нагнетается в скважины.

Для нивелирования риска деструкции полимера во все технологические емкости подается азот из *генератора*, создающий изолирующий слой для предотвращения контакта с кислородом [49].

Блок хранения и дозирования ПАВ включает в себя: (1) бак для хранения ПАВ; (2) дозирующий насос для подачи ПАВ в статический смеситель и далее блок смешения и закачки ПАВ-полимерного раствора.

Большое влияние на срок годности ПАВ оказывает температура окружающей среды. С ростом температуры за счет ускорения процесса гидролиза при длительном хранении происходит частичное разложение ПАВ. Для длительного хранения ПАВ необходимы специальные температурные условия от -10 до +20 °С. При этих температурах исключаются также побочные явления (выпадение осадка, увеличение вязкости и т.п.). В непосредственной близости от блока приготовления ПАВ для сохранения бесперебойности процесса нагнетания располагается *резервуар для хранения ПАВ*.

На рассматриваемом объекте подача воды осуществляется через кустовые насосные станции (КНС), откуда вода поступает на размещенные на кустовой площадке блоки гребенок (БГ). С БГ вода подается на установку ПАВ-полимерного раствора. В установке, в первую очередь, вода поступает в блок водоподготовки на фильтры тонкой и грубой очистки для удаления механических примесей. После очистки воды она накапливается в буферной емкости, откуда центробежными

насосами подается в блок приготовления полимера и в блок закачки для финального разбавления.

В свою очередь, в блоке приготовления полимера, сухой порошок полимера загружается в емкость для загрузки, откуда подается на устройство первичного смачивания, после чего уже гидратированный раствор полимера проводит несколько часов в емкости дозревания. Из емкости дозревания дозировочными насосами маточный раствор подается в блок закачки на статический смеситель, куда, в свою очередь, поступает раствор ПАВ и вода для финального разбавления. После финального разбавления полученный ПАВ-полимерный состав с помощью насосов высокого давления закачивается в скважины. Дополнительно для работоспособности оборудования установка ПАВ-полимерного заводнения подключается к линиям электроснабжения. Принципиальная схема обустройства опытного участка представлена на рисунке 79.

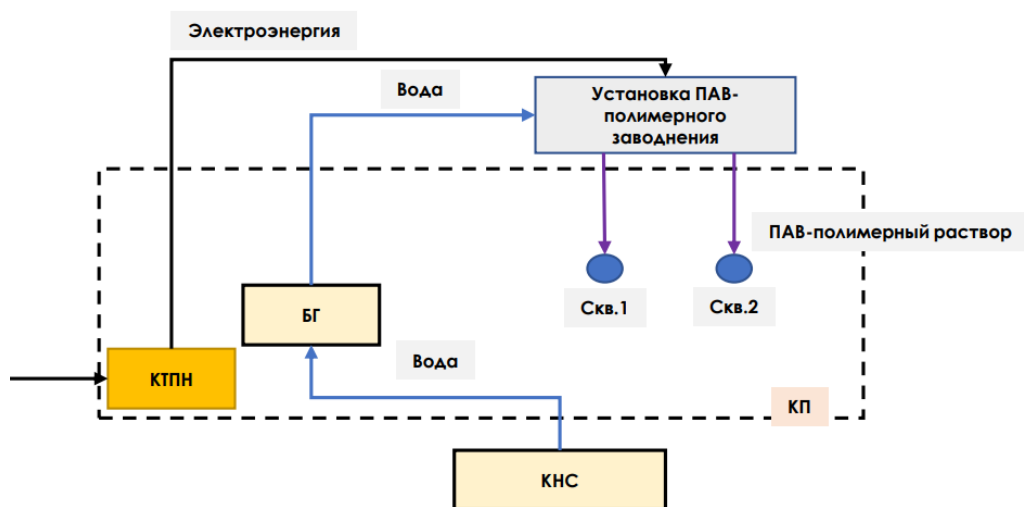


Рисунок 79 – Схема обустройства опытного участка при реализации технологии ПАВ-полимерного заводнения (составлено автором)

4.5 Выводы по Главе 4

1. По результатам фильтрационных экспериментов на образцах керна рассматриваемого объекта установлено, что разработанный ПАВ-полимерный состав приводит к увеличению коэффициент вытеснения на 0,15-0,24 д.ед.

2. По результатам гидродинамического моделирования на секторной модели с рядной системой заводнения установлено, что максимальное увеличение КИН при закачке разработанного ПАВ-полимерного состава составляет 0,164 д.ед.

3. Обоснованная технология заводнения неоднородных терригенных коллекторов, основанная на закачке ПАВ-полимерного состава, рекомендуется к применению на рассматриваемом объекте.

4. Для внедрения технологии ПАВ-полимерного заводнения используется специализированное нагнетательное оборудование, которое минимизирует риски деструкции химической композиции на всех стадиях приготовления и закачки. Использование подобного оборудования не требует значительных изменений в существующих системах поддержания пластового давления (ППД).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной задачи по повышению степени извлечения нефти из неоднородных терригенных коллекторов при их заводнении.

По результатам диссертационного исследования были сделаны основные выводы:

1. Одним из крупнейших активов, находящимся на поздней стадии разработки в Западно-Сибирской НГП, являются пласты алымской и ванденской свиты, сложенные неоднородными терригенными коллекторами. В качестве потенциального метода увеличения нефтеотдачи для этих объектов может рассматриваться внедрение технологии полимерного и ПАВ-полимерного заводнения.

2. Для разработки эффективного ПАВ-полимерного состава, сохраняющего свои свойства в рассматриваемых геолого-физических условиях и обеспечивающего прирост коэффициента вытеснения нефти, были сформированы критерии применимости и предложена программа экспериментальных исследований.

3. Для повышения эффективности заводнения неоднородных терригенных коллекторов разработан и рекомендуется к практическому применению ПАВ-полимерный состав, представляющий собой водный раствор смеси АПАВ (лауретсульфат натрия) и частично-гидролизованного полиакриламида, включающего мономерные сульфонированные добавки.

4. Разработанный состав на основе АПАВ (лауретсульфат натрия) в концентрации 0,7 % масс. и частично-гидролизованного полиакриламида, включающего мономерные сульфонированные добавки, в концентрации 0,175 % масс. улучшает физико-химические и реологические свойства модели закачиваемой в пласт воды системы ППД (снижает межфазное натяжение на границе с нефтью до уровня 10^{-2} мН/м; увеличивает эффективную вязкость до 10 раз).

5. По результатам фильтрационных экспериментов на образцах керна рассматриваемого объекта была установлена способность разработанного ПАВ-полимерного состава увеличивать коэффициент вытеснения нефти на 0,15-0,24 д.ед. По результатам гидродинамического моделирования на секторной модели с рядной системой заводнения установлено, что максимальное увеличение КИН при закачке разработанного ПАВ-полимерного состава составляет 0,164 д.ед.

6. Обоснована технология заводнения неоднородных терригенных коллекторов на поздней стадии разработки, предусматривающая закачку ПАВ-полимерной, полимерной оторочек и воды системы ППД.

Перспективы дальнейшего развития темы диссертационного исследования связаны с расширением области применения разработанного состава и улучшением его вытесняющих свойств.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АПАВ – анионное поверхностно-активное вещество;

АТБС - акриламидо-трет-бутиловая кислота;

БГ – блок-гребенок;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ККМ – критическая концентрация мицеллообразования;

КНС – кустовая насосная станция;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

МФН – межфазное натяжение;

НГП – нефтегазоносная провинция;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

НПАВ - неионогенное поверхностно-активное вещество;

ОПР – опытно-промышленные работы

ОФС – остаточный фактор сопротивления;

ПАА – полиакриламид;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ПО – поровый объем;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФС – фактор сопротивления;

ФХМУН – физико-химические методы увеличения;

ЭВМ – электронная вычислительная машина;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества: Справочник под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой Г.М. и др. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
2. Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли: сборник докладов трех научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство», Москва, 14 апреля 2021 года. – г. Москва: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство", 2022. – 326 с.
3. Алтунина, Л.К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов – Н.: Наука, 1995. — 198 с.
4. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян, Б.И. Леви А.Б., Тумасян, Э.М. Халимов. – М.: Недра, 1983, 216 с.
5. Бондаренко, А. В., Барковский, Н. Н., Сюр, Т. А., Якимов, О. И., Севрюгина, А. В., Михайлов, Н. Н. Лабораторные исследования по обоснованию технологии полимерного заводнения для конкретных геолого-физических условий объектов разработки нефтяных месторождений [Текст] / А. В. Бондаренко, Н. Н. Барковский, Т. А. Сюр, О. И. Якимов, А. В. Севрюгина, Н. Н. Михайлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2016. — № 10. — С. 34-42.
6. Бондаренко, А. В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бондаренко Алексей Валентинович. – Москва, 2017. – 154 с.
7. Григорьева, Л. В. Химические методы в нефтеотдаче и их экономическая эффективность / Л. В. Григорьева, Ю. Н. Кацуба // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2016. – № 7-1. – С. 23-25.

8. Грушевенко, Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России. Москва, Сколково. 2021.
9. Девликамов, В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кибиров – М.: Недра, 1975.
10. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов / Ю.П. Желтов – М.: Недра, 1998. – 365 с.
11. Зейгман, Ю.В. Изменение реологических характеристик аномально-вязких нефтей с помощью двуокиси углерода и поверхностно-активных веществ: специальность 05.15.06."Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: — Уфа, 1979. — 188 с.
12. Ибатуллин, Р. Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / Р. Р. Ибатуллин ; Р. Р. Ибатуллин. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2011. – 303 с.
13. Конторович, А. Э., Нестеров, И. И., Салманов, Ф. К., Сурков, В. С., Трофимук, А. А., Эрвье, Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири [Текст] / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье . — Москва: Недра, 1975 — 680 с.
14. Королев, М. И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Королев Максим Игоревич. – Санкт-Петербург, 2019. – 127 с.
15. Крейг, Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении [Текст] / Ф. Ф. Крейг — Сокр. пер. с англ. / Под ред. д-ра физ.-мат. наук проф. В.Л. Данилова. — Москва: Недра, 1974 — 192 с.
16. Кузнецов, С. Н. Структурно-фациальные условия формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях (васюганской свите) северо-западного склона Нижневартковского свода: специальность 25.00.12 "Геология, поиски и

разведка нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Кузнецов Сергей Николаевич, 2017. – 105 с.

17. Кузнецова, А. Н. Состав поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов / А. Н. Кузнецова, М. К. Рогачев, А. С. Сухих // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 4. – С. 10-15.

18. Кузнецова, А. Н. Обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием поверхностно-активных веществ: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кузнецова Александра Николаевна. – Санкт-Петербург, 2019. – 113 с.

19. Ланге, К. Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / К. Р. Ланге; науч. ред. Л. П. Зайченко; пер. с англ. [Н. Зорина]. – Санкт-Петербург: Профессия, 2007. – 239 с.

20. Лапин, К. Г., Торопов, К. В., Волгин, Е. Р., Бязров, Р. Р., Галимов, В. В., Лагутина, М. А. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения [Текст] / К. Г. Лапин, К. В. Торопов, Е. Р. Волгин, Р. Р. Бязров, В. В. Галимов, М. А. Лагутина // Экспозиция Нефть Газ. — 2022. — № 2 (87). — С. 60-64.

21. Ленченкова, Л. Е. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти физико-химическими методами: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Ленченкова Любовь Евгеньевна. – Уфа, 2002. – 371 с.

22. Медведева, Ч. Б. Прикладная химия. Химия и технология подготовки нефти: Учебное пособие / Ч. Б. Медведева, Т. Н. Качалова, Р. Г. Тагашева. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2012. – 81 с. – ISBN 978-5-7882-1273-9. – EDN ZGKAUD.

23. Минеев, Л. В. Молекулярные характеристики и свойства растворов полимеров на основе акриламида: специальность 02.00.06 "Высокомолекулярные

соединения": диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Минеев Леонид Викторович. – Москва, 1993. – 152 с.

24. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году. Москва, 2021.

25. Михайлов, Н. Н. Влияние капиллярного числа на изменение остаточного нефтенасыщения при химическом заводнении [Текст] / Н. Н. Михайлов // Георесурсы. — 2025.

26. Михневич, В.Г. Применение щелочного заводнения / В. Г. Михневич, Е. П. Гудков, И. Р. Юшков; Центр. правл. НТО нефт. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина. - Москва: ЦП НТО НГП, 1987. - 79 с.

27. Плотников, И. Г. Разработка технологий извлечения остаточной нефти с применением водоизолирующих составов (на примере месторождений северо-запада Башкортостана): специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Плотников Иван Георгиевич. – Уфа, 2004. – 165 с.

28. Повышение эффективности полимерного заводнения. 30 лет опыта в области технологий повышения нефтеотдачи пластов SNF [Электронный ресурс]. URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf (дата обращения: 14.07.2025).

29. Подопригора, Д. Г. Полимерное заводнение: лабораторные исследования образцов частично гидролизированных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии [Текст] / Д. Г. Подопригора, **Р. Р. Бязров**, Г. Т. Шамсутдинова, Н. А. Онегов, В. В. Галимов // Деловой журнал Neftegaz.RU.. — 2024. — № 1(145). — С. 60-66.

30. Подопригора, Д. Г., **Бязров, Р. Р.**, Христич, Е. А. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи // Вестник евразийской науки. - 2022. – Т.14, № 2. – 20 с. DOI: 10.15862/37nzvn222

31. Подопригора, Д. Г. Опыт применения и перспективы внедрения технологии полимерного заводнения в неоднородных коллекторах / Д. Г. Подопригора, **Р. Р. Бязров**, Е. А. Христич // Вестник евразийской науки. – 2022. – Т. 14, № 6. EDN: FOYUDH

32. Попов, В. И. Возникновение и развитие эластической турбулентности в полимерных потоках / В. И. Попов // Теоретические основы химической технологии. – 2019. – Т. 53, № 2. – С. 189-195. – DOI 10.1134/S0040357119010123.

33. РД-39-1-199-79 Руководство по проектированию и применению метода заводнения с водорастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ) / РД-39-1-199-79, Уфа: БашНИПИнефть, 1979.

34. РД-39-0148311-206-85 Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода полимерного воздействия на пласт // 1986.

35. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025664186 Российская Федерация. Программа расчета основных технологических показателей разработки при внедрении технологии полимерного заводнения. Заявка № 2025664186: заявл. 22.05.2025: опубл. 03.06.2025 / Д.Г. Подопригора, **Р.Р. Бязров**; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». - 61 МБ.

36. Сидоров, А. В. Управление приемистостью скважин при ремонтно-изоляционных работах (на примере скважин Лянторского НГКМ): специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Сидоров Андрей Валерьевич. – Москва, 2008. – 182 с.

37. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. — Москва: Недра, 1985. — 308 с

38. Толстых, Л. И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие для студентов направления 18.04.01. Химическая технология / Л. И. Толстых, Л. Ф. Давлетшина, К. А. Потешкина. – Москва: Российский

государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. – 135 с.

39. Тома, А. Основы технологии полимерного заводнения [Текст] / Тома А. — Москва: ЦОП Профессия, 2020 — 240 с.

40. Филимонова, И. В., Немов, В. Ю., Проворная, И. В. Нефтегазовый комплекс России – 2019 : Научно-аналитическое издание: в 4 частях [Текст] / И. В. Филимонова, В. Ю. Немов, И. В. Проворная — . — Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 2020 — 90 с.

41. Хисамов, Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. - М.: ВНИИОЭНГ, 2003. - 564 с.

42. Холмберг К. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах [Текст] / Холмберг К. — Москва: Бином. Лаб. знаний, 2007 — 528 с.

43. Шашин, С. Г. Нефтегазоносные бассейны Сибири : конспект лекций / С. Г. Шашин, С. П. Прими́на ; С. Г. Шашин, С. П. Прими́на ; Федеральное агентство по образованию, ГОУ ВПО "Иркутский гос. ун-т". – Иркутск: Иркутский гос. ун-т, 2007. – 66 с.

44. Abalkhail, A., Liyanage, J., Upamali, A., Pope, G., Mohanty, K. ASP Flood Application for a High-Temperature, High-Salinity Carbonate Reservoir [Текст] / Abalkhail A., Liyanage J., Upamali, A., Pope G., Mohanty K. // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. — 2019.

45. Adkins, S., Liyanage, P. J., Pinnawala Arachchilage, G. W. P., Mudiyansele, T., Weerasooriya, U., & Pope, G. A. A New Process for Manufacturing and Stabilizing High-Performance EOR Surfactants at Low Cost for High-Temperature, High-Salinity Oil Reservoirs. [Текст] / Adkins, S., Liyanage, P. J., Pinnawala Arachchilage, G. W. P., Mudiyansele, T., Weerasooriya, U., & Pope, G. A // SPE Improved Oil Recovery Symposium. — 2010

46. Al-Bahar, M.A.; Merrill, R.; Peake, W.; Jumaa, M.; Oskui, R. Evaluation of IOR potential within Kuwait. [Текст] / Al-Bahar, M.A.; Merrill, R.; Peake, W.; Jumaa,

M.; Oskui, R // In Proceedings of the Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, — 2004

47. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Abdulelah, H., & Akbari, S. An overview on polymer retention in porous media //Energies. – 2018. – T. 11. – №. 10. – C. 2751.

48. Al-Shakry, B., Skauge, T., Shaker Shiran, B., & Skauge, A. Impact of Mechanical Degradation on Polymer Injectivity in Porous Media // Polymers. 2018. № 7 (10). C. 742.

49. Ameli, F., Moghadam, S., & Shahmarvand, S. Polymer flooding //Chemical Methods. – Gulf Professional Publishing, 2022. – C. 33-94.

50. Azad, M. S., & Trivedi, J. J. Novel viscoelastic model for predicting the synthetic polymer's viscoelastic behavior in porous media using direct extensional rheological measurements //Fuel. – 2019. – T. 235. – C. 218-226.

51. Barnes, J. R., Smit, J. P., Smit, J. R., Shpakoff, P. G., Raney, K. H., & Puerto, M. C. Development of Surfactants for Chemical Flooding at Difficult Reservoir Conditions. SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2008.

52. Bondarenko, A. V., Sevryugina, A.V., Kovalevsky, A.I., Krillov, D.A. Results of pilot works on polymer flooding at the moskudinskoe field // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2019. № 6. C. 61–65.

53. Brashear, J. P., & Kuuskraa, V. A. The potential and economics of enhanced oil recovery //Journal of Petroleum Technology. – 1978. – T. 30. – №. 09. – C. 1231-1239.

54. Brycki, B. E., Kowalczyk, I. H., Szulc, A., Kaczerewska, O., & Pakiet, M. Multifunctional gemini surfactants: structure, synthesis, properties and applications //Application and characterization of surfactants. – IntechOpen, 2017.

55. Carcoana, A. N. Enhanced oil recovery in Rumania //SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 1982. – C. SPE-10699-MS.

56. Caulfield, M. J., Marcus, J., Hao, X., Qiao, G. G., & Solomon, D. H. Caulfield M. J. Degradation on polyacrylamides //Part I. Linear polyacrylamide, Polymer. – 2003. – T. 44. – №. 5. – C. 1331-1337.

57. Chang, H. L. Polymer flooding technology yesterday, today, and tomorrow //Journal of Petroleum Technology. – 1978. – T. 30. – №. 08. – C. 1113-1128.

58. Chaudhuri, A., & Vishnudas, R. A systematic numerical modeling study of various polymer injection conditions on immiscible and miscible viscous fingering and oil recovery in a five-spot setup //Fuel. – 2018. – T. 232. – C. 431-443.

59. Chiappa, L., Andrei, M., Lockhart, T. P., Maddinelli, G., Burrafato, G., & Pitoni, E. Polymer design for relative permeability modification treatments at high temperature //SPE International Conference on Oilfield Chemistry. – SPE, 2003. – C. SPE-80202-MS

60. Corcia, A., Costantino, A., Crescenzi, C., Marinoni, E., & Samperi, R. Characterization of recalcitrant intermediates from biotransformation of the branched alkyl side chain of nonylphenol ethoxylate surfactants //Environmental science & technology. – 1998. – T. 32. – №. 16. – C. 2401-2409.

61. Daneshy, A. A. Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments //SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 2006. – C. SPE-98059-MS.

62. Daniel, A. M., Machado, R. A., Khasanova, G.I., Voloshin, A., Gusakov, V.N., Dokichev, V.A. The influence of surfactants on the rheological properties of crude oil of north-komsomolskoye field // Petroleum Engineering. 2017. № 4 (15). C. 90.

63. Dean, E., Pitts, M., Wyatt, K., James, D., Mills, K., Al-Murayri, M., & Al-Kharji, A. Practical Chemical Formulation Design—Time to Break Away from Micellar Polymer Floods, Again //SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2020.

64. Delamaide, E., Tabary, R., & Rousseau, D. Chemical EOR in low permeability reservoirs //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – SPE, 2014. – C. SPE-169673-MS.

65. Dickson, J. L., Leahy-Dios, A., & Wylie, P. L. Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies //SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2010

66. Doe, P. H., Moradi-Araghi, A., Shaw, J. E., & Stahl, G. A. Development and Evaluation of EOR Polymers Suitable for Hostile Environments—Part 1: Copolymers of

Vinylpyrrolidone and Acrylamide // SPE Reservoir Engineering. 1987. № 04 (2). C. 461–467.

67. Dueñas, D., Jimenez, J. A., Zapata, J. F., Bertel, C., & Leon, J. M. A Multi-Well ASP Pilot in San Francisco: Design, Results and Challenges SPE, 2018.

68. Wang, D., Li, S., Fan, C., Li, J., Wu, H., & Dusseault, M. B. Flooding thin low-permeability layers with a new salt-resistant, medium-molecular-weight polymer //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2007. – C. SPE-109627-MS.

69. Finol, J., Al-Harthy, S., Jaspers, H., Batrani, A., Al-Hadhrami, H., van Wunnik, J., & De Kruijf, A. Alkali-Surfactant-polymer flooding pilot test in Southern Oman //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – SPE, 2012. – C. SPE-155403-MS.

70. Flaaten, A. K., Nguyen, Q. P., Zhang, J., Mohammadi, H., & Pope, G. A. ASP chemical flooding without the need for soft water //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2008. – C. SPE-116754-MS.

71. Fuseni, A. B., Al-Zahrani, B. H., & AlSofi, A. M. Critical micelle concentration of different classes of EOR surfactants under representative field conditions //SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – SPE, 2017.

72. Gaillard, N., Thomas, A., Bataille, S., Dupuis, G., Daguerre, F., & Favero, C. Advanced selection of polymers for EOR considering shear and hardness tolerance properties //IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2017. – T. 2017. – №. 1. – C. 1-18.

73. Gaillard, N., Olivaud, M., Zaitoun, A., Ould-Metidji, M., Dupuis, G., Jouenne, S., & Masalmeh, S. Injectivity and Propagation of Sulfonated Acrylamide-Based Copolymers in Low Permeability Carbonate Reservoir Cores in Harsh Salinity and Temperature Conditions: Challenges and Learnings from a Middle East Onshore Case Study //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE, 2021.

74. Ghosh, P., Metidji, M. O., Dupuis, G., Wilton, R., Ravikiran, R., Bowers, A., & Seright, R. Pushing the envelope of polymer injectivity in low permeability sandstones //IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – T. 2021. – №. 1. – C. 1-21.

75. Goodlett, G. O., Honarpour, M. M., Chung, F. T., & Sarathi, P. S. The role of screening and laboratory flow studies in EOR process evaluation //SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium. – Spe, 1986. – C. SPE-15172-MS.

76. Guo, H., Li, Y., Wang, F., & Gu, Y. Comparison of strong-alkali and weak-alkali ASP-flooding field tests in Daqing oil field //SPE Production & Operations. – 2018. – T. 33. – №. 02. – C. 353-362.

77. Guo, H., Ma, R., & Kong, D. Success and lessons learned from asp flooding field tests in China //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 2017.

78. Healy, R. N., & Reed, R. L. Immiscible microemulsion flooding //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1977. – T. 17. – №. 02. – C. 129-139.

79. Hincapie, R. E., Rock, A., Wegner, J., & Ganzer, L. Oil mobilization by viscoelastic flow instabilities effects during polymer EOR: A pore-scale visualization approach //SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – SPE, 2017.

80. Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. Recent advances in surfactant EOR //SPE journal. – 2011. – T. 16. – №. 04. – C. 889-907.

81. Ilyasov, I., Gudz, A., Podkorytov, A., Komarov, V., & Glushchenko, N. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – SPE, 2020.

82. Ilyasov, I., Koltsov, I., Golub, P., Tretyakov, N., Cheban, A., & Thomas, A. Polymer retention determination in porous media for polymer flooding in unconsolidated reservoir //Polymers. – 2021. – T. 13. – №. 16. – C. 2737.

83. Ilyasov, I., & Glushchenko, N. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and future plans //IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – T. 2021. – №. 1. – C. 1-10.

84. Irfan, M., Stephen, K. D., & Lenn, C. P. An experimental study to investigate novel physical mechanisms that enhance viscoelastic polymer flooding and further

increase desaturation of residual oil saturation //Upstream Oil and Gas Technology. – 2021. – T. 6. – C. 100026.

85. Jin, J., Qi, P., Mohanty, K., & Balhoff, M. Experimental investigation of the effect of polymer viscoelasticity on residual saturation of low viscosity oils //SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2020.

86. Jing, G. L., Zhan, S. W., Du, J., & Yuan, W. The production and polymerization of polyacrylamide //Advanced Materials Research. – 2014. – T. 1056. – C. 70-72.

87. Jouenne, S., Chakibi, H., & Levitt, D. Polymer stability after successive mechanical-degradation events //SPE journal. – 2018. – T. 23. – №. 01. – C. 18-33.

88. Karnanda, W., Benzagouta, M. S., AlQuraishi, A., & Amro, M. M. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFT for surfactant flooding optimization //Arabian Journal of Geosciences. – 2013. – T. 6. – №. 9. – C. 3535-3544.

89. Kazempour, M., Sundstrom, E., & Alvarado, V. Geochemical modeling and experimental evaluation of high-pH floods: Impact of Water–Rock interactions in sandstone // Fuel. 2012. № 1 (92). C. 216–230.

90. Khosravi, V. Developing surfactant to increase the production in heavy oil reservoirs //SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. – SPE, 2010. – C. SPE-132575-MS.

91. Kumar, M., Hoang, V., Satik, C., & Rojas, D. High-mobility-ratio waterflood performance prediction: challenges and new insights //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – T. 11. – №. 01. – C. 186-196.

92. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. A. Fundamentals of enhanced oil recovery. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2014. – T. 1. – C. 1.

93. Lange, K. R. Surfactants //A Practical Handbook (Hanser Gardner, Cincinnati, 1999). – 1999. - 237 c.

94. Levitt, D. B. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants SPE, 2006.

95. Li, H. R., Li, Z. Q., Song, X. W., Li, C. B., Guo, L. L., Zhang, L., & Zhao, S. Effect of organic alkalis on interfacial tensions of surfactant/polymer solutions against hydrocarbons //Energy & Fuels. – 2015. – T. 29. – №. 2. – C. 459-466
96. Li, R. F., Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Masalmeh, S. K. Wettability alteration and foam mobility control in a layered, 2D heterogeneous sandpack //SPE journal. – 2012. – T. 17. – №. 04. – C. 1207-1220.
97. Lotfollahi, M., Koh, H., Li, Z., Delshad, M., & Pope, G. A. Mechanistic simulation of residual oil saturation in viscoelastic polymer floods //SPE EOR Conference at oil and gas West Asia. – SPE, 2016.
98. McInnis, L. E., Hunter, K. D., Ellis-Toddington, T. T., & Grawbarger, D. J. Case Study of the Mannville B ASP Flood //SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. – SPE, 2013. – C. SPE-165264-MS.
99. Miller, R. Giant Micelles: Properties and Applications: Surfactant Science Series By Raoul Zana and Eric W. Kaler // AIChE Journal. 2008. № 11 (54). C. 3029–3029.
100. Müller, A. J., & Sáez, A. E. The rheology of polymer solutions in porous media //Flexible Polymer Chains in Elongational Flow: Theory and Experiment. – Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 1999. – C. 335-393.
101. Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery //Petroleum. – 2017. – T. 3. – №. 2. – C. 197-211.
102. Nyssölä, A., & Ahlgren, J. Microbial degradation of polyacrylamide and the deamination product polyacrylate //International Biodeterioration & Biodegradation. – 2019. – T. 139. – C. 24-33.
103. Palyanitsina, A. Environmentally safe technology to increase efficiency of high-viscosity oil production for the objects with advanced water cut / A. Palyanitsina, E. Safiullina, **R. Byazrov**, D. Podoprigora, A. Alekseenko, //Energies. – 2022. – Vol. 15, №. 3. – p. 753. DOI: 10.3390/en15030753
104. Pitts, M. J., Dean, E., Wyatt, K., Skeans, E., Deo, D., Galipeault, A., & Humphry, C. Instow: A Full-Field, Multipatterned Alkaline-Surfactant-Polymer Flood—

Analyses and Comparison of Phases 1 and 2 //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – T. 24. – №. 04. – C. 874-888.

105. Podoprigora, D.G. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook / D.G. Podoprigora, **R.R. Byazrov**, J.A. Sytnik //Energies. – 2022. – Vol. 15, №. 21. – p. 8300. DOI: 10.3390/en15218300

106. Podoprigora, D. G. A novel integrated methodology for screening, assessment and ranking of promising oilfields for polymer floods / D.G. Podoprigora, **R.R. Byazrov**, M. A. Lagutina, D. V. Arabov, V. V. Galimov, D. S. Ermolin //Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – T. 12. – №. 1. – pp. 8-21. DOI: 10.46690/ager.2024.04.02

107. Podoprigora, D.G. Surfactant–Polymer Formulation for Chemical Flooding in Oil Reservoirs / D.G. Podoprigora, M.K. Rogachev, **R.R. Byazrov** // Energies (19961073). – 2025. – T. 18, №. 7. – 31 p. DOI: 10.3390/en18071814

108. Qi, P., Ehrenfried, D. H., Koh, H., & Balhoff, M. T. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers //SPE Journal. – 2017. – T. 22. – №. 02. – C. 447-458.

109. Saleh, L. D., Wei, M., & Bai, B. Data analysis and novel screening criteria for polymer flooding based on a comprehensive database //SPE Improved Oil Recovery Conference. – SPE, 2014. – C. SPE-169093-MS.

110. Santa, M., Alvarez-Jürgenson, G., Busch, S., Birnbrich, P., Spindler, C., & Brodt, G. Sustainable surfactants in enhanced oil recovery //SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. – SPE, 2011. – C. SPE-145039-MS.

111. Seright, R. S., Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., Xu, Z. S., Guo, Z. D., & Qi, Q. Discussion and Reply to" Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China" //Journal of Petroleum Technology. – 2006. – T. 58. – №. 05. – C. 80-81.

112. Seright, R. S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2010. – T. 13. – №. 04. – C. 730-740.

113. Seright, R., Zhang, G., Akanni, O., & Wang, D. A comparison of polymer flooding with in-depth profile modification //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2012. – T. 51. – №. 05. – C. 393-402.
114. Sharma, A., Azizi-Yarand, A., Clayton, B., Baker, G., McKinney, P., Britton, C., & Pope, G. The design and execution of an alkaline/surfactant/polymer pilot test //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – T. 16. – №. 04. – C. 423-431.
115. Sharma, G., & Mohanty, K. K. Wettability alteration in high-temperature and high-salinity carbonate reservoirs //SPE Journal. – 2013. – T. 18. – №. 04. – C. 646-655.
116. Sheng, J. J. Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. – Gulf Professional Publishing, 2010.
117. Sheng, J. J. A comprehensive review of alkaline–surfactant–polymer (ASP) flooding // Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. 2014. № 4 (9). C. 471–489.
118. Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. Status of polymer-flooding technology //Journal of Canadian petroleum technology. – 2015. – T. 54. – №. 02. – C. 116-126.
119. Singh, R., & Mohanty, K. K. Foams with wettability-altering capabilities for oil-wet carbonates: a synergistic approach //SPE Journal. – 2016. – T. 21. – №. 04. – C. 1126-1139.
120. Skripkin, A. G., Koltsov, I. N., Milchakov, S. V. Experimental studies of the capillary desaturation curve in polymer-surfactant flooding // PROneft'. Professional'no o nefti. 2021. № 1 (6). C. 40–46.
121. Southwick, J. G., van den Pol, E., van Rijn, C. H., van Batenburg, D. W., Boersma, D., Svec, Y., & Raney, K. Ammonia as alkali for alkaline/surfactant/polymer floods //Spe Journal. – 2016. – T. 21. – №. 01. – C. 10-21.
122. Srivastava, M., Zhang, J., Nguyen, Q. P., & Pope, G. A. A systematic study of alkaline-surfactant-gas injection as an EOR technique //SPE Annual Technical Conference and Exhibition?. – SPE, 2009. – C. SPE-124752-MS.
123. Szlendak, S. M., Nguyen, N., & Nguyen, Q. P. Laboratory investigation of low-tension-gas flooding for improved oil recovery in tight formations //SPE Journal. – 2013. – T. 18. – №. 05. – C. 851-866.

124. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. EOR screening criteria revisited—Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects //SPE reservoir engineering. – 1997. – T. 12. – №. 03. – C. 189-198.

125. Tagavifar, M., Sharma, H., Wang, D., Jang, S. H., & Pope, G. A. Alkaline/Surfactant/Polymer flooding with sodium hydroxide in Indiana limestone: analysis of water/rock interactions and surfactant adsorption //SPE Journal. – 2018. – T. 23. – №. 06. – C. 2279-2301.

126. Tesoro, G. Polymer synthesis, by Paul Rempp and Edward W. Merrill. Huthig and Wepf, Heidelberg and New York, 1991. ISBN 3-85739114-6; Binding: hard cover; price not available; 344 pp. – 1992.

127. Thomas, A. Essentials of polymer flooding technique. – John Wiley & Sons, 2019.

128. Thomas, A., Gaillard, N., & Favero, C. Some key features to consider when studying acrylamide-based polymers for chemical enhanced oil recovery //Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2012. – T. 67. – №. 6. – C. 887-902.

129. Tu, Y., Gao, M., Teng, H., Shang, Y., Fang, B., & Liu, H. A gemini surfactant-containing system with abundant self-assembly morphology and rheological behaviors tunable by photoinduction //RSC advances. – 2018. – T. 8. – №. 29. – C. 16004-16012.

130. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Mikhaylenko, E., Koltsov, I., Rakitin, A., & Salym, M. P. West Salym ASP pilot: surveillance results and operational challenges //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – SPE, 2017.

131. Volokitin, Y., Shuster, M., Karpan, V., Koltsov, I., Mikhaylenko, E., Bondar, M., & Brewer, M. Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field //SPE EOR conference at oil and gas West Asia. – SPE, 2018.

132. Wang, D., Xia, H., Yang, S., & Wang, G. In The Influence of Visco-Elasticity on Micro Forces and Displacement Efficiency in Pores //Cores and in the Field, SPE EOR Conf. at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman. – 2010

133. Wang, Y., Kovscek, A. R., & Brigham, W. E. Effect of mobility ratio on pattern behavior of a homogeneous porous medium //In Situ. – 1999. – T. 23. – №. 1. – C. 1-20.
134. Wilson, A. Chemical EOR for heavy oil: The Canadian experience //Journal of Petroleum Technology. – 2016. – T. 68. – №. 03. – C. 81-82.
135. Worsfold, P. J. Structure and reactivity in reverse micelles. MP Pileni, Elsevier, Amsterdam //Analytica Chimica Acta. – 1991. – T. 242. – C. 302-303.
136. Zhang, X., Li, B., Pan, F., Su, X., & Feng, Y. Enhancing oil recovery from low-permeability reservoirs with a thermoviscosifying water-soluble polymer //Molecules. – 2021. – T. 26. – №. 24. – C. 7468.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Потенциальные границы применимости химического заводнения по оценкам различных авторов

Таблица А.1 – Потенциальные границы применимости химического заводнения по оценкам различных авторов

Параметр	Единица измерения (примечание)	Источник										
		Brashear et al, 1978 [53]	Chang, 1978, [57]	Carcoana, 1982, [55]	Goodlett et al, 1986, [75]	Taber et al, 1997, [124]	Al-Bahar et al, 2004, [46]	Dickson et al, 2010, [65]	Saleh et al, 2014, [109]	Sheng et al, 2015, [118]	Thomas, 2020, [127]	Hemmati-Sarapardeh, 2021, [49]
Вязкость нефти	мПа·с	<20	<200	50-80	100	10-150	<150	10-1000	<5000	-	<10 000	<10 000
Проницаемость пласта	мкм ² ·10 ⁻³	>20	>20	>50	>20	>10	>50	>100 (при вязкости нефти от 10 до 100 мПа·с) и >1000 (от 100 до 1000 мПа·с)	>10	>50	>10	>10
Тип коллектора	Терригенный/карбонатный коллектор	Предпочтительно терригенный		Терригенный	Предпочтительно терригенный		Терригенный	-	Терригенный или карбонатный	Терригенный	Предпочтительно терригенный	
Минерализация воды	мг/дм ³	50000	-	Низкая	100000	-	100000	<1000 (при вязкости нефти от 10 до 100 мПа·с) и <3000 (от 100 до 1000 мПа·с)	6500	<50 000	<250 000	<250 000

Продолжение таблицы А.1

Параметр	Единица измерения (примечание)	Источник										
		Brashear et al, 1978 [53]	Chang, 1978, [57]	Carcoana, 1982, [55]	Goodlett et al, 1986, [75]	Taber et al, 1997, [124]	Al-Bahar et al, 2004, [46]	Dickson et al, 2010, [65]	Saleh et al, 2014, [109]	Sheng et al, 2015, [118]	Thomas, 2020, [127]	Hemmati-Sarapardeh, 2021, [49]
Температура пласта	°C	<93	<93	<80	<93	<93	<70	<76,7	<98,9	<93	<140	<121
Глинистость	б/р	Малое содержание	-	-	-	-	Малое содержание	-	-	Малое содержание	Малое содержание	-
Степень неоднородности по проницаемости (коэффициент Дикстра-Парсонса. DP)	б/р	Предпочтительно однородный	-	-	-	-	Однородный	-	-	-	DP: 0,1-0,8	-
Наличие газовой шапки	б/р	Предпочтительно нет	-	Слабая	-	-	Нет	-	-	Слабая	Предпочтительно нет	-

Продолжение таблицы А.1

Параметр	Единица измерения (примечание)	Источник										
		Brashear et al, 1978 [53]	Chang, 1978, [57]	Carcoana, 1982, [55]	Goodlett et al, 1986, [75]	Taber et al, 1997, [124]	Al-Bahar et al, 2004, [46]	Dickson et al, 2010, [65]	Saleh et al, 2014, [109]	Sheng et al, 2015, [118]	Thomas, 2020, [127]	Hemmati-Sarapardeh , 2021, [49]
Наличие водоносного горизонта (аквифера)	б/р	Предпочтительно нет	-	Слабый	-	-	Нет	-	-	Слабый	Предпочтительно нет	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025664186

Программа расчета основных технологических показателей разработки при внедрении технологии полимерного заводнения

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Подопригора Дмитрий Георгиевич (RU), Бязров Роман Русланович (RU)*

Заявка № **2025662779**
 Дата поступления **22 мая 2025 г.**
 Дата государственной регистрации
 в Реестре программ для ЭВМ **03 июня 2025 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов



документ подписан электронной подписью
 Картичева Ю.С. (2025.06.03 10:00:00) № 2025664186
 Подпись: **Зубов Юрий Сергеевич**
 Действительна с 01.06.2025 по 01.10.2025

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения ООО «ПМ-ГРУПП»



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПМ-ГРУПП»
(ООО «ПМ-ГРУПП»)**

450097, Республика Башкортостан, г. Уфа, улица Заводская, дом 15/2, пом. 3,
Тел. +7 (981) 888-03-30, E-mail: info@pmg-global.com, Сайт: www.pmg-global.com
ИНН 0278161949, КПП 027801001, ОГРН 1090280029751, ОКПО 61177072

УТВЕРЖДАЮ

Директор ООО «ПМ-ГРУПП»



АКТ

**о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы
Бязрова Романа Руслановича на тему «Обоснование технологии заводнения
неоднородных терригенных коллекторов с использованием ПАВ-полимерного состава»
по научной специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»**

Рабочая комиссия в составе:

Председатель: Исаев Е.М. (Директор, к.э.н.)

Члены комиссии: Ткаченко А.В. (Главный инженер), Арабов Д.В. (Руководитель направления по развитию проектов ПНП и ИДН); Галимов В.В. (Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН), Ермолин Д.С. (Специалист отдела ПНП и ИДН).

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование технологии заводнения неоднородных терригенных коллекторов с использованием ПАВ-полимерного состава», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в деятельности ООО «ПМ-ГРУПП» при реализации работ в рамках проектов полимерного и ПАВ-полимерного заводнения.

Материалы и результаты работы использованы:

1) При формировании и актуализации методических рекомендаций компании «Методические рекомендации по подбору и исследованию основных свойств полимерных растворов для

терригенных коллекторов» и «Методические рекомендации по тестированию образцов поверхностно-активных веществ»

2) При выполнении многовариантных расчетов на геолого-гидродинамических моделях объектов в части используемых при формировании стартовых файлов с параметрами химических композиций.

3) При проведении инженерно-технологического обслуживания на месторождении при реализации работ в рамках опытно-промышленных испытаний.

Использование указанных материалов позволяет повысить качество предпроектной проработки проектов полимерного и ПАВ-полимерного заводнения в части подбора и исследования химических композиций, а также улучшить глубину и степень прогнозирования ожидаемой технологической и экономической эффективности внедрения.

Председатель комиссии:

Директор, к.э.н.

Исаев Е.М.

Члены комиссии:

Главный инженер

Ткаченко А.В.

Руководитель направления
по развитию проектов ПНП и ИДН

Арабов Д.В.

Ведущий специалист отдела ПНП и ИДН

Галимов В.В.

Специалист отдела ПНП и ИДН

Ермолин Д.С.