

ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«АЛМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»



*На правах рукописи*

**Минихаиров Ленар Илфатович**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ  
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОВЫРАБОТАННЫХ  
ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ –**  
доктор технических наук,  
профессор  
**Насыбуллин А.В.**

Альметьевск – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ .....	2
ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ .....	4
1.1. Структура запасов .....	12
1.2. Физические процессы при закачке ПАВ-полимерного заводнения.....	13
1.3. Обзор реализации проектов ПАВ-полимерного заводнения .....	16
1.4. Моделирование вязкоупругих свойств полимеров .....	20
1.5. Моделирование технологии ПАВ-полимерного заводнения.....	24
1.6. Выводы по главе 1 .....	27
2. МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ .....	29
2.1. Лабораторные исследования .....	29
2.2. Задание свойств полимера .....	32
2.3. Задание свойств ПАВ .....	35
2.4. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа.....	38
2.5. Моделирование фильтрационных исследований на керне .....	40
2.6. Масштабирование результатов моделирования фильтрационных исследований на крупную ячейку .....	43
2.7. Выводы по главе 2 .....	47
3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБЪЕКТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	48
3.1. Построение синтетических гидродинамических моделей .....	48

3.2. Выбор критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения.....	51
3.3. Оценка границ эффективного применения ПАВ-полимерного заводнения на основе трехмерного гидродинамического моделирования .....	51
3.4. Формирование комплексного критерия применимости ПАВ-полимерного заводнения.....	59
3.5. Выводы по главе 3 .....	64
4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ .....	66
4.1. Общее описание процедуры апробации.....	66
4.2. Геолого-физические характеристики объекта воздействия .....	68
4.3. Адаптация гидродинамической модели участка апробации к истории разработки.....	77
4.4. Прогноз технологической эффективности ПАВ-полимерного заводнения и анализ полученных результатов .....	81
4.5. Выводы по главе 4 .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	89
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	92
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА .....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ.....	96

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы диссертационной работы**

При разработке зрелых месторождений, характеризующихся высокой долей трудноизвлекаемых запасов, актуальными являются задачи по разработке и внедрению методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые могут способствовать максимальному извлечению нефти и увеличению продолжительности рентабельной разработки месторождения. Одной из перспективных технологий, способных к решению подобных задач, является технология ПАВ-полимерного заводнения. Месторождения Республики Татарстан (РТ) преимущественно состоят из высоковыработанных объектов, что обуславливает необходимость разработки, адаптации и внедрения технологии ПАВ-полимерного заводнения под определенные пластовые условия. Основным объектом применения технологии ПАВ-полимерного заводнения являются терригенные отложения.

Гидродинамическое моделирование ПАВ-полимерной технологии имеет ряд сложностей и проблем. Вот некоторые из них:

1. Сложности в моделировании многокомпонентных систем: ПАВ-полимерная технология включает в себя растворы полимеров и ПАВ. Моделирование взаимодействия и течения таких многокомпонентных систем требует учета различных физических и химических параметров каждого компонента. В работе показано какие параметры необходимы для корректного моделирования данной технологии МУН.

2. Методика подготовки данных к применению в гидродинамическом моделировании: в работе показано, как верифицировать значения вязкости полимерного раствора в симуляторе и добиться минимальных отклонений от лабораторных значений, а также рассчитывать функцию перехода от ОФП в системе «нефть-вода» к ОФП в системе «нефть-ПАВ-полимерный раствор» на основе данных фильтрационных экспериментов.

3. Экспериментальная верификация: моделирование гидродинамических процессов требует верификации и валидации с помощью лабораторных

экспериментов. В работе показана валидация точных экспериментальных данных, полученных в лаборатории, на 1D моделях.

4. Масштабируемость: многие процессы ПАВ-полимерной технологии изучаются в масштабе керна. Моделирование в масштабе пласта требует валидации применимости «прямого» переноса полученных данных в лаборатории на условия «больших» масштабов.

5. Интеграция с другими аспектами процесса: при гидродинамическом моделировании пластовой системы часто требуется учитывать дополнительные факторы, определяемые особенностями оборудования для добычи и закачки, а также технологическими ограничениями системы сбора и подготовки продукции.

В целом, гидродинамическое моделирование ПАВ-полимерной технологии является сложной задачей, требующей учета множества физических, химических и инженерных аспектов процесса для достижения точных и предсказуемых результатов. В диссертационной работе приведен обзор достижений и технологических тенденций по моделированию ПАВ-полимерного заводнения. Для планирования и оценки эффективности ПАВ-полимерного заводнения разработана методика моделирования процесса. Было проведено исследование по влиянию различных параметров на эффективность ПАВ-полимерного заводнения. Разработаны критерии применимости технологии для различных геолого-физических условий.

### **Разработанность темы диссертации**

Вопросы применения химических МУН, в том числе технологии ПАВ-полимерного заводнения, в своих работах освещали многие российские и зарубежные ученые, в числе которых Андреев В.Е. [55; 73; 84; 88, 158], Бакиров И.М. [23; 32], Береговой А.Н. [5; 6; 50], Варфоломеев М.А. [126; 130; 165], Ганиев И.М. [7-9], Грачев С.И. [12; 13; 74, 85], Гуськова И.А. [14-16], Зарипов А.Т. [22; 192-193], Ибатуллин Р.Р. [23; 109; 191], Леонтьев С.А. [13; 46; 74; 144], Мулявин С.Ф. [52; 59; 139], Тананыхин Д.С. [69; 124; 183], Хасанов М.М. [60], Хисаметдинов М.Р. [10; 48-49; 61-63; 109; 119-

120; 141; 191], Хисамов Р.С. [27; 30-31; 40; 53; 64-65; 121; 191], Gogarty W. [98-99], Green D. [100], Lake L. [34, 80], Sheng J. [170-172].

Вопросами гидродинамического моделирования, в том числе моделирования технологий МУН занимались Байков В.А. [2-4], Булыгин Д.В. [78-79], Гильманова Р.Х. [11; 96-97], Грачев С.И. [12; 13; 74, 85], Закиров Э.С. [18-20], Закревский К.Е. [21; 195-196], Зейгман Ю.В. [26; 28; 35; 51; 77], Иктисанов В.А. [24; 101; 110], Каневская Р.Д. [116-117; 136], Котенёв Ю.А. [28-29; 55; 77; 157], Мухаметшин В.В. [164; 188-189], Мухаметшин В.Ш. [73; 88; 121; 138; 157], Насыбуллин А.В. [23; 119; 141-142; 149-151], Низаев Р.Х. [1; 17; 42-44], Никифоров А.И. [45; 89; 137], Пятибратов П.В. [47; 154-155], Сыртланов В.Р. [21; 56; 181-182], Султанов Ш.Х. [28; 55; 131; 158], Федоров К.М. [92-93; 186], Хакимзянов И.Н. [58; 118; 121; 166; 189], Хисамов Р.С. [27; 30-31; 40; 53; 64-65; 121; 191], Хисамутдинов Н.И. [95; 122; 159], Chen G. [83, 187], Fadili A. [90], Masuda Yo. [133], Pandey A. [146-148], Satoh T. [168], Verma S. [184].

### **Цель диссертационной работы**

Обоснование параметров ПАВ-полимерного заводнения, обеспечивающих наибольшую эффективность разработки высоковыработанных объектов Ромашкинского нефтяного месторождения.

### **Основные задачи исследований**

1. Уточнить методику подготовки данных к применению в гидродинамическом моделировании ПАВ-полимерной технологии для условий месторождений РТ.
2. Разработать решение по корректному переносу свойств ПАВ-полимерного раствора при моделировании процесса заводнения на разных масштабах (керна, месторождение).
3. Выявить критерии эффективного применения технологии ПАВ-полимерного заводнения от геолого-физических параметров на основе расчетов на синтетических гидродинамических моделях для терригенных отложений РТ.

4. На основе исследования влияния критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения на эффективность технологии разработать комплексный геолого-физический параметр для определения границ применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения.

5. Разработать алгоритм выбора объектов разработки и участков для применения технологии ПАВ-полимерного заводнения и оптимального сценария закачки для условий месторождений РТ.

### **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования являются терригенные продуктивные пласты Ромашкинского месторождения, предметом исследования – процессы фильтрации жидкости в насыщенной поровой среде при воздействии технологией ПАВ-полимерного заводнения.

### **Научная новизна**

1. Разработан комплексный геолого-физический параметр для определения границ применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения с использованием трехмерного гидродинамического моделирования, учитывающий проницаемость пласта, вязкость нефти, выработанность запасов и объем закачки раствора.

2. Установлена степенная зависимость увеличения дополнительной добычи нефти, приходящуюся на 1 тонну закачанной химии при ПАВ-полимерном заводнении с увеличением подвижности нефти для условий объектов разработки РТ (в диапазонах по вязкости 6-96 мПа\*с, проницаемости – 0,25-1,5 мкм<sup>2</sup>).

3. Установлена степенная зависимость увеличения КИН от применения технологии ПАВ-полимерного заводнения с увеличением выработанности запасов (до 75%) на начало закачки ПАВ-полимерного раствора для условий высокой проницаемости (до 1,5 мкм<sup>2</sup>) и низкой вязкости нефти (6 мПа\*с).

### **Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Разработан алгоритм гидродинамического моделирования ПАВ-полимерного заводнения, состоящий из последовательности построения линейных

моделей керна, масштабирования результатов линейных моделей с «мелкой» ячейкой на «крупные», построения и адаптации к истории разработки ГДМ участка применения технологии и прогнозирования эффекта от технологии ПАВ-полимерного заводнения.

2. Разработана методика моделирования ПАВ-полимерного заводнения, использующаяся в учебном процессе АГНИ для подготовки магистров по направлению «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

3. Обоснован метод определения оптимальных сценариев ПАВ-полимерного заводнения на месторождениях высоковязкой нефти РТ с использованием трехмерного гидродинамического моделирования. Результаты, полученные в ходе исследований по теме диссертационной работы, могут быть использованы для повышения достоверности гидродинамических расчетов при применении технологии на месторождениях РТ.

4. По теме диссертации получены 1 патент на изобретение и 2 свидетельства о регистрации программы для ЭВМ:

4.1. №2802645 – Способ увеличения нефтеотдачи пласта.

4.2. №2022664978 – Программа для автоматизации алгоритма циклической закачки ПАВ-полимерной композиции в ПО «tNavigator».

4.3. №2021680263 – Анализ нагнетательных скважин для МУН в КИС «АРМИТС».

### **Методология и методы исследований**

При решении поставленных задач использовались лабораторные и вычислительные эксперименты. Решение поставленных задач базируется на основе теоретических, экспериментальных исследований и промысловых данных. Оценка влияния критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения на эффективность выработки запасов проводилась на основе трехмерного гидродинамического моделирования с применением ПО tНавигатор.

### **Основные защищаемые положения:**

1. Дополнительная добыча нефти, приходящаяся на 1 тонну закачанной химии при ПАВ-полимерном заводнении увеличивается в степенной зависимости с ростом значений подвижности нефти для условий объектов разработки РТ (в диапазонах по вязкости 6-96 мПа\*с, проницаемости – 0,25-1,5 мкм<sup>2</sup>).
2. КИН при ПАВ-полимерном заводнении увеличивается в степенной зависимости с ростом значений выработанности запасов (до 75%) на начало закачки ПАВ-полимерного раствора для условий высокой проницаемости (до 1,5 мкм<sup>2</sup>) и низкой вязкости нефти (6 мПа\*с).
3. Предложенный комплексный геолого-физический параметр, полученный с использованием трехмерного гидродинамического моделирования, обеспечивает определение границ применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения с учетом проницаемости продуктивного пласта, вязкости нефти, выработанности запасов нефти и объема закачки раствора
4. Усовершенствованная схема моделирования ПАВ-полимерного заводнения, заключающаяся в последовательности построения линейных моделей ядра, масштабирования результатов линейных моделей с «мелкой» ячейкой на «крупные», построения и адаптации к истории разработки ГДМ участка применения технологии, обеспечивает корректное прогнозирование эффекта технологии ПАВ-полимерного заводнения.

### **Достоверность и обоснованность результатов**

Достоверность и обоснованность полученных результатов обеспечивается применением утвержденных методик и ГОСТ лабораторных исследований, использованием лицензионного программного обеспечения и подтверждается сопоставлением модельных, лабораторных и промысловых данных.

### **Публикации и апробация результатов работы**

Основное содержание и результаты исследований докладывались и обсуждались на конференциях и семинарах различного уровня:

- Бизнес-семинар «Геология и разработка» (г. Альметьевск, 04.08.2023 г.),
- Научно-практическая конференция «Геология и инновации. Проблемы и пути их решения» (г. Бугульма, 21.10.2022 г.),
- VI международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 26.11.2021 г.),
- семинаре кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» АГНИ (г. Альметьевск, 20.10.2021 г.),
- XXI Европейский симпозиум по увеличению нефтеотдачи EAGE (г. Вена, Австрия, 19-22.04.2021 г.),
- III научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины» EAGE (г. Калининград, 27-31.05.2019 г.),
- Мировой конгресс и выставка по тяжелой нефти (г. Маскат, Оман, 03-05.09.2018 г.).

По теме диссертационной работы опубликовано 11 научных работ в том числе: 3 публикации в изданиях, входящих в международную базу Scopus, 6 в рецензируемых научных журналах из перечня ВАК и 2 публикации в других изданиях.

### **Личный вклад автора**

В основу диссертации положены основные результаты научных исследований, выполненных автором в период 2015–2022 гг. Автором собрана и обработана информация по геолого-физическим параметрам, запасам и свойств нефти, разрабатываемых месторождений РТ, выполнена математическая обработка на основе статистического анализа и анализ полученных результатов.

В исследованиях по определению свойств ПАВ-полимерного раствора, вошедших в диссертацию, автору принадлежит роль в постановке задач, формулировке целей и задач экспериментов, анализе и интерпретации их результатов.

Автором работы проведены все численные расчеты и анализ результатов. На основе результатов численного моделирования и аналитического исследования осуществлено множество вариантов расчета технологии ПАВ-полимерного заводнения на различных месторождениях с различными геолого-физическими характеристиками. Определены параметры применения технологии ПАВ-полимерного заводнения с оценкой потенциала тиражирования и масштабирования технологии.

Основной целью цикла работ, выполненных автором, была реализация комплексного подхода к исследованию физических процессов, протекающих в коллекторе при ПАВ-полимерном заводнении, и их учет при реализации ПАВ-полимерного заводнения на месторождениях РТ.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка используемой литературы, включающего 196 наименований, и содержит 120 страниц машинописного текста, 36 рисунков, 16 таблиц.

### **Благодарности**

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю – доктору технических наук, профессору, заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Насыбуллину Арслану Валерьевичу за ряд ценных идей, использованных в работе, за особое постоянное внимание к работе и неоценимую поддержку, своевременные советы и наставления.

# 1. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ

## 1.1. Структура запасов

На сегодняшний день на большинстве месторождений в республике Татарстан традиционно используется метод заводнения для добычи нефти с целью поддержания пластового давления. Однако, длительный период добычи нефти, начиная с 1950 года, и огромные объемы добычи, превышающие 3 миллиарда тонн сырой нефти, привели к тому, что коэффициент извлечения нефти из терригенных коллекторов приближается к значению 0,50 д.ед. С годами увеличивается обводненность скважин, а также доля трудноизвлекаемых запасов нефти, включая пленочную нефть и капиллярно-удерживаемую нефть. Поэтому основной проблемой для поддержания добычи нефти, помимо разработки недренируемых остаточных запасов нефти, является повышение извлечения дренируемых запасов [40].

Распределение текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) по типам отложений представлено на рисунке 1.1.1 [57]. Анализ диаграммы позволяет заметить, что основные отложения, такие как терригенный девон и терригенный карбон, имеют ТИЗ примерно на уровне 20%. Это подтверждает актуальность проблем, которые были упомянуты ранее.

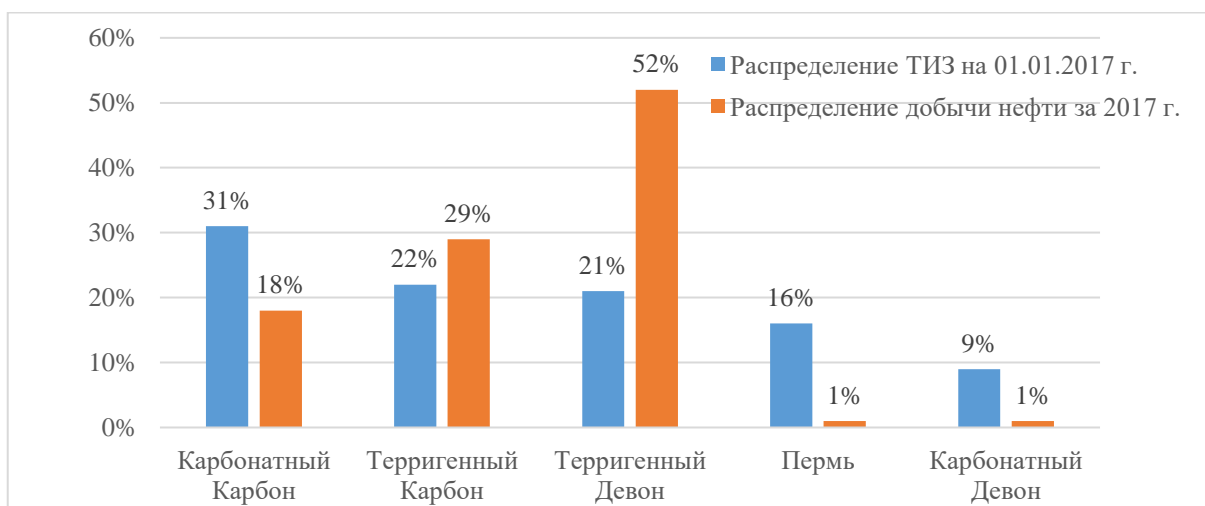


Рисунок 1.1.1 – ТИЗ нефти и распределение добычи нефти в разрезе типов отложений.

Кыновско-пашийский, бобриковский и тульские горизонты являются высоко выработанными и активно участвуют в процессе добычи, как показано на Рис. 1.1.2, с использованием различных технологий [25; 41]. Это отражается в высокой степени выработанности текущих извлекаемых запасов нефти (примерно 70%) и высоким темпом отбора, который составляет около 5% [57].

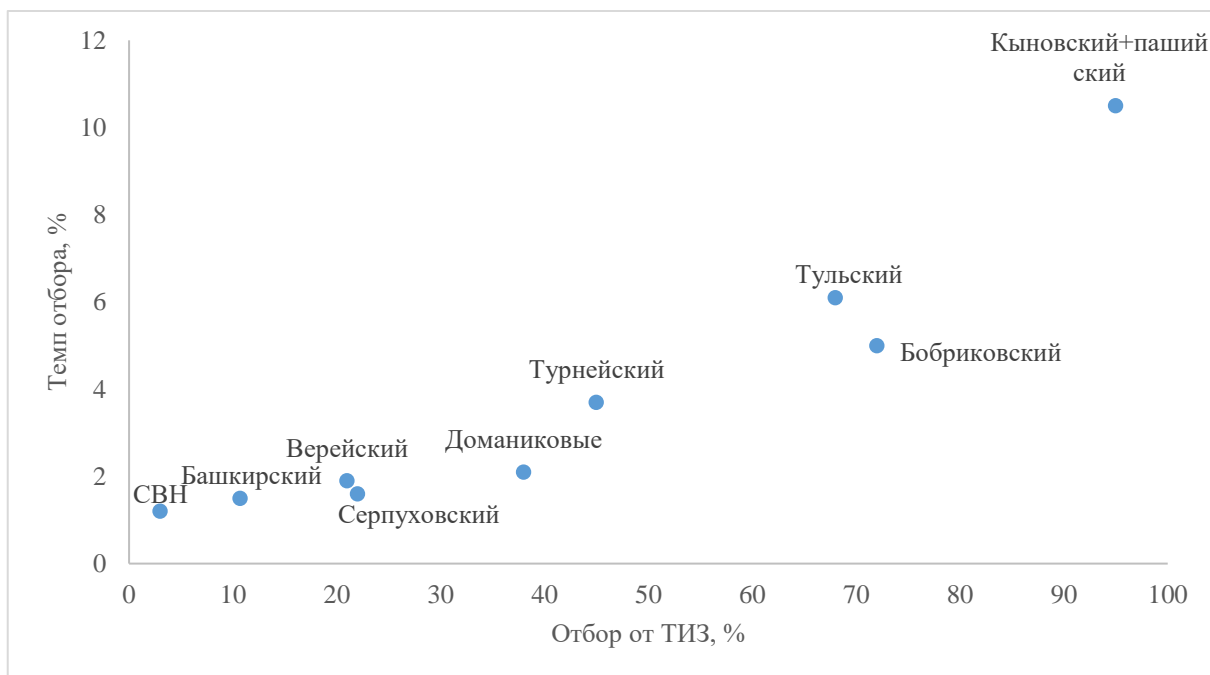


Рисунок 1.1.2 – Зависимость темпов отбора от отбора от текущих извлекаемых запасов по объектам разработки.

## 1.2. Физические процессы при закачке ПАВ-полимерного заводнения

Технология ПАВ-полимерного заводнения осуществляется путем одновременной закачки ПАВ и полимерной оторочки, которые затем продавливаются в пласт при помощи воды. Основная концепция заключается в использовании комплексного раствора ПАВ-полимера для воздействия на пласт и достижения следующих основных механизмов извлечения нефти:

1. Уменьшение межфазного натяжения (МФН) между нефтяной и водной фазами в пласте, что приводит к образованию смешивающейся фазы. Теоретически

это может обеспечить 100% вытеснение остаточной нефти [81]. Уменьшение МФН снижает капиллярные силы, которые удерживают нефть в пласте [35].

2. Снижение отношения подвижности нефти и воды, что приводит к снижению относительной фазовой проницаемости воды и равномерному распределению фронта вытеснения нефти водой. Это увеличивает охват пласта процессом заводнения.

ПАВ способствует снижению остаточной нефтенасыщенности путем двух основных механизмов: снижения межфазного натяжения (МФН) в системе «вода-нефть» и изменения смачиваемости [175]. При изменении смачиваемости нефть вытесняется благодаря ее спонтанному впитыванию воды, что приводит к изменению характера смачивания пласта с гидрофобного на гидрофильный [126]. Было замечено, что механизм изменения смачиваемости играет более важную роль при высоком МФН, особенно при исследовании карбонатных образцов керна, которые обладают гидрофобными свойствами [171; 175-176].

С другой стороны, снижение МФН является важным фактором независимо от эффекта изменения смачиваемости. Уменьшение МФН приводит к снижению капиллярных сил, которые вытесняют нефть [172]. Для понимания взаимосвязи между остаточной нефтенасыщенностью и МФН необходимо определить понятие капиллярного числа.

Капиллярное число представляет отношение силы вязкого сопротивления к межфазному натяжению на поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей. Оно является безразмерной величиной и выражается следующим образом:

$$Ca = \frac{\mu_w u_w}{\sigma_{ow}}$$

где  $\mu_w$  — динамическая вязкость вытесняющей жидкости (воды),  $u_w$  — скорость фильтрации,  $\sigma_{ow}$  — это МФН между вытесняющей (водой) и вытесняемой жидкостью (нефтью).

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что увеличение капиллярного числа приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности [178]. Этот процесс иллюстрируется кривой капиллярного осушения.

В случае традиционного заводнения, капиллярное число обычно находится в диапазоне от  $10^{-6}$  до  $10^{-7}$  [115]. При использовании ПАВ возможно снижение МФН с 20-30 мН/м до 0,01 мН/м [125], что приводит к увеличению капиллярного числа в 100 раз. Исследования показали, что остаточная нефтенасыщенность может достигать 10% при увеличении капиллярного числа до  $10^{-3}$  -  $10^{-4}$  [186].

Процесс несмешивающегося вытеснения определяется коэффициентом подвижности, который представляет собой отношение подвижности вытесняющей или смачивающей жидкости ( $w$ ) к подвижности несмачивающей или вытесняемой жидкости ( $n$ ):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_n} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{rn}/\mu_n}$$

где  $k_{rw}$  и  $k_{rn}$  - относительные фазовые проницаемости смачивающей (воды) и несмачивающей (нефти) фазы соответственно.

Языкообразование на границе несмешивающихся фаз зависит от коэффициента подвижности. Если коэффициент подвижности больше единицы ( $M > 1$ ), то это считается неблагоприятным явлением, так как приводит к неустойчивости на границе раздела фаз и снижает эффективность заводнения [68; 145]. В таком случае вытесняющая жидкость проникает в вытесняемую жидкость, способствуя языкообразованию [114]. Вязкостное языкообразование нежелательно в процессе нефтедобычи, так как способствует самопроизвольному продвижению вытесняющей жидкости и преждевременному прорыву, что снижает общий объем добычи.

Один из способов предотвратить явление языкообразования и уменьшить коэффициент подвижности состоит в увеличении вязкости вытесняющей жидкости ( $M < 1$ ). Для этого в вытесняющую жидкость добавляют полимерные растворы, которые стабилизируют фронт вытеснения. На рисунке 1.2.1 показан механизм

языкообразования и пример предотвращения языкообразования с помощью полимерного заводнения.



Рисунок 1.2.1 – Сравнение фронта вытеснения при традиционном заводнении и полимерном. Можно отметить, что при коэффициенте подвижности  $M > 1$  возникают неустойчивости на границе раздела и языкообразование. В то же время, при полимерном заводнении языкообразование сдерживается за счет снижения подвижности вытесняющей жидкости при  $M < 1$ .

### 1.3. Обзор реализации проектов ПАВ-полимерного заводнения

Одной из основных задач нефтегазовой промышленности республики Татарстан (РТ) является поддержание текущих уровней добычи нефти путем повышения эффективности разработки существующих месторождений с помощью внедрения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Методы увеличения нефтеотдачи привлекают все больший интерес не только в России, но и во всем мире. В различных странах, таких как Китай, Канада, Индия и страны Ближнего Востока, были успешно реализованы крупные проекты, включающие в себя ПАВ-полимерное заводнение и другие технологии [34; 70-72; 86; 94; 102; 109; 112; 127; 129; 147-148; 170; 180; 185; 187; 194].

Методы увеличения нефтеотдачи применяются преимущественно на третьей и четвертой стадиях разработки месторождений [40], когда методы второй стадии, такие как заводнение, становятся нерентабельными. Однако МУН могут использоваться также на второй стадии параллельно с заводнением. Целью применения МУН является эффективная разработка различных типов нефти с учетом их физических и химических свойств. Важно отметить, что не существует универсальных методов увеличения нефтеотдачи, применимых ко всем типам нефти. Более того, разнообразие типов залежей создает сложности при применении МУН. Поэтому при разработке МУН учитываются такие факторы, как латеральное и вертикальное распределение запасов (профиль нефтенасыщенности) и физическое состояние месторождения [100].

ПАВ-полимерное заводнение рассматривается как метод с наибольшим потенциалом среди третичных методов, но в то же время он является наиболее сложным в реализации [34]. Сложность этого метода заключается в большом количестве неопределенностей, которые затрудняют его масштабирование от лабораторных условий к полевым условиям [100; 179]. В таблице 1.3.1 приведены примеры проектов по ПАВ-полимерному заводнению, реализуемых по всему миру [34; 70-72; 86; 94; 102; 109; 112; 127; 129; 147-148; 170; 180; 185; 187; 194].

В связи с тем, что высокая степень неопределенности играет ключевую роль в успешной реализации проектов по ПАВ-полимерному заводнению, важно прикладывать все усилия для ее учета в полевых условиях, включая изучение опыта коллег по всему миру [158]. Неопределенность может быть технологической и экономической. Технологическая неопределенность связана с параметрами пласта или межскважинным пространством, а экономическая - с ценами на нефть и химические продукты. Для снижения технологической неопределенности используются различные методы, такие как ретроспективный анализ разработки [174], трассерные исследования, геохимический анализ воды [173], импульсно-кодированное гидропрослушивание.

Таблица 1.3.1 – Крупнейшие проекты в мире с применением ПАВ-полимерного заводнения.

Название месторождения	Пористость, д.ед	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти в пл. усл., мПа*с	Размер оторочки, % от порового объема	Вязкость раствора, мПа*с	Прирост КИН, %	Доп. добыча нефти, тыс т	Максим. снижение обводненности, %	Примечания
Алгё, Венгрия	0,17-0,25	0,07	0,7	30	-	-	-	-	-
Эль Дорадо, США	0,21	0,10	9,6	50	-	Низкий	-	-	-
Гудонг, Китай	0,34	1,30	45	64	22	16,7	-	37,9	Рост дебита нефти с 10,4 до 127,5 м3/сут.
Бохай, Китай	0,22	5,00	17	30	-	3	40	6,5	Результаты за 4 года
Гуан, Китай	-	0,16	67	10,2	51,2	-	-	3,4	Результаты за год: дебит жидкости вырос с 364 до 521 м3/сут, нефти с 27,7 до 51,7 м3/сут. ПАВ - нефтяной сульфонат. 7 нагн. и 12 доб. скв.
Ляохе, Китай	0,29	3,44	14,3	69	120	16,3	-	10	-
Синцзянь, Китай	0,17	0,09	6,0	66	48	13,7	-	45	-
Цзилинь, Китай	0,21	0,12	12,9	70,5	80	13,8 (прогноз)	-	-	-
Чунцин, Китай	0,15	0,11	2,3	65	-	14,5 (прогноз)	-	-	-
Даганг, Китай	0,31	0,94	19-37,5	65	80	12,1 (прогноз)	-	-	-

Хинань, Китай	0,18	0,57	7,6	50	37.5	2	-	-	-
Шенгли, Китай	0,34	1,08	66,9	59	30	6,2	-	-	-
Дацин, Китай	0,22- 0,26	0,71	12,8	48,75	50	2,4	-	-	-
Салымское, РФ	0,18- 0,22	0,05- 0,20	2	40 (ЩПП)	-	16	3,4	10	-
Мармул, Оман	-	1,00	90	30 (ЩПП) + 70 (ПАА)	50	10-15	-	17	-
Мангала, Индия	0,22	0,20- 2,00	17	50 (ЩПП) + 50 (ПАА)	-	20	-	6	Рост дебита нефти в 8 раз
Калол, Индия	0,16- 0,20	0,20- 0,70	0,38- 1,87	30 (ЩПП) + 20 (ПАА)	-	-	3	15	Результаты за 15 месяцев
Джалора, Индия	0,30	1,90	35	30 (ЩПП) + 30 (ПАА)	-	16,4	6,41	8	Результаты за 18 месяцев

#### **1.4. Моделирование вязкоупругих свойств полимеров**

Процесс фильтрации растворов ПАВ-полимеров в пористой среде очень сложен. Эта сложность процесса и неопределенность характеристик коллектора делают разработку и внедрение надежного и эффективного заводнения ПАВ-полимером весьма сложной задачей. Плохо спроектированное и реализованное ПАВ-полимерное заводнение может даже привести к снижению добычи нефти. Таким образом, численное моделирование перед запуском проектов по ПАВ-полимерному заводнению имеет важное значение для успешного проектирования и реализации в полевых условиях.

Реология раствора полимера в пористой среде имеет важное значение для приемистости и эффективности ПАВ-полимерного заводнения. Растворы полимеров демонстрируют неньютоновское поведение течения, которое включает как сдвиговое, так и элонгационное течение [66]. При низких скоростях сдвига вязкость полимера не зависит от скорости (т.е. поведение ньютоновской жидкости). Однако, большинство полимеров характеризуются поведением неньютоновской жидкости, при котором вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига. Когда скорость сдвига выше критической, вязкость полимера быстро возрастает до высокого значения [52]. Это неньютоновское поведение называется вязкоупругим поведением. Как правило, загустевание не проявляется в диапазоне скоростей потока в пласте или вблизи ствола скважины, когда используются относительно низкомолекулярные частично гидролизованные акриламидные полимеры (НРАМ). Тем не менее, при использовании полимеров НРАМ с молекулярной массой более 20 миллионов дальтон, поведение загущения при сдвиге может стать важным (особенно вблизи ствола скважины).

Вязкоупругие эффекты растворов полимеров НРАМ, протекающих с высокой скоростью в песчанике описал Пай в своей работе [156] в 1964 году. Затем Гогарти [98] предположил, что эластичность раствора полимера является причиной снижения

подвижности при высоких скоростях сдвига. Маршалл и Мецнер [132] изучили вязкоупругий эффект и связали его с числом Деборы.

Смит в [177] изучал снижение подвижности полимерного раствора, протекающего через пористую среду с различным размером пор. Он заметил, что подвижность раствора полимера в пористой среде значительно снижается с увеличением скорости потока. Он утверждал, что этот эффект может уменьшить фильтрацию через зоны с относительно высокой проницаемостью. Дженнингс и др. [113] также наблюдали вязкоупругие эффекты, когда исследовали факторы, влияющие на контроль подвижности растворами полимеров. Результаты их экспериментов показали, что вязкоупругие эффекты часто связаны с высокомолекулярными полимерами, структурой которых являются гибкие линейные цепи. Гогарти и др. [99] провели исследование вязкоупругого действия раствора полимера в пористой среде. Они измерили падение давления при фильтрации раствора полимера через капиллярную трубку и связали этот эффект со сходящимся потоком на входе в трубку, что коррелирует с вязкоупругими эффектами. Результаты их экспериментов показали, что начало упругости зависит от концентрации, а вклад упругости в перепад давления значительно выше, чем вклад вязкости.

Хирасаки и Поуп [107] разработали модель вязкоупругого течения через пористую среду на основе работы Маршалла и Мецнера [132]. Они смоделировали поток через пористую среду с переменным поперечным сечением, где происходят деформации растяжения и сжатия, как простой элонгационный поток. Вязкоупругое сопротивление является функцией числа Деборы, которое представляет собой отношение времени релаксации жидкости к характерному времени деформации поля течения.

Шавето [82] интерпретировал способность к дилатантности – увеличению вязкости с ростом скорости сдвига – переходом макромолекул из спиралевидной формы к линейной в элонгационных частях потока. Это «растяжение» резко увеличивает потерю вязкости в таких зонах и вызывает процесс дилатансии, как

только скорость превышает критическое значение. Чем выше достигаются скорости растяжения, тем сильнее наблюдается эффект дилатантности. Хемскерк и др. [106] количественно оценили вязкоупругий эффект по критическому расходу и двум степенным коэффициентам. Они обнаружили, что критическая скорость начала вязкоупругого эффекта увеличивается с увеличением проницаемости, температуры и уменьшением молекулярной массы и концентрации раствора полимера.

Масуда и др. [133] включили вязкоупругий эффект в одномерное моделирование полимерного заводнения. Результаты их моделирования показали, что КИН при полимерном заводнении повышается от вязкоупругого эффекта. Ранджбар и др. [160] разработали модель, основанную на уравнении флюида Максвелла, для описания количественной оценки вязкоупругого поведения. Они обнаружили, что время релаксации является критическим параметром для количественной оценки вязкоупругого поведения, которое связано с концентрацией, степенью гидролиза, проницаемостью, минерализацией и температурой.

Хан и др. [104] в 1995 году рассчитали две критические скорости, в диапазоне которых происходит элонгационное течение. Они разработали индекс Хана (Н) для описания вязкоупругого поведения растворов полимеров, который, как было доказано, является временем релаксации для НРАМ. Одномерное численное моделирование полимерного заводнения было выполнено для подтверждения их расчетных результатов экспериментальными данными.

Делшад и др. [87] разработали унифицированную модель вязкости для полного спектра ньютоновского поведения, разжижения и загущения при сдвиге растворов полимеров, текущих в пористой среде, в зависимости от числа Деборы. Кажущаяся вязкость раствора полимера состоит из двух частей: части с преобладанием вязкости при сдвиге и части с преобладанием вязкости при растяжении. Их вязкоупругая модель была реализована в UTCHEM и успешно согласовывалась с опубликованными результатами заводнения керна Масудой и др. в [133]. Их модель была дополнительно усовершенствована путем сравнения с дополнительными лабораторными

измерениями кажущейся вязкости в зависимости от минерализации и концентрации полимера в работе Шарма [169].

Верма и др. [184] разработали гидродинамический симулятор с использованием неструктурированных сеток и всеобъемлющей модели полимерного заводнения. Возможности модели полимера включали модель вязкости, учитывающую как разжижение при сдвиге, так и загустевание при сдвиге в зависимости от концентрации полимера, минерализации и температуры. Также учитывалась термическая деструкция полимера.

Ким и др. [123] измерили вязкоупругие свойства наиболее часто используемых полимеров в МУН и установили эмпирическую корреляцию для прогнозирования времени релаксации, которое используется для расчета унифицированной модели вязкости, опубликованного Делшада и др. в [87], с преобладанием вязкости при удлинении для широкого диапазона концентрации полимера, минерализации, жесткости воды и температуры. Инь и др. [190] использовали уравнение Максвелла для моделирования течения вязкоупругого полимерного раствора в каналах расширения, сжатия и расширения-сжатия. Их результаты показали, что вязкоупругость раствора полимера пропорциональна скорости полимера, эффективности охвата на микроуровне и площади потока.

Поуп и Нельсон [170] в 1978 году разработали одномерный композиционный симулятор химического заводнения для моделирования повышения нефтеотдачи с использованием ПАВ и полимеров. Фазовое поведение и межфазное натяжение моделировались в зависимости от минерализации и концентрации ПАВ. Они представили использование правила Хэнда для моделирования бинодальных кривых и кривых распределения. Их результаты моделирования были качественно подтверждены лабораторными результатами в работе [132].

### 1.5. Моделирование технологии ПАВ-полимерного заводнения

Следуя модели Поупа и Нельсона, работы Прувоста [153], Сатоха [168], Камийери [80], Саада [162] и др. легли в основу модели ПАВ в симуляторе UTCHEM, который стал наиболее успешным гидродинамическим симулятором химического заводнения. Модель ПАВ в UTCHEM использовала правило Хэнда, изложенного в [105], для описания фазового состава на основе уравнений бинодальной кривой и связующих линий. Поведение фазы ПАВ-нефть-пластовая вода было представлено как функция эффективной минерализации после описания бинодальной кривой и связующих линий. UTCHEM способен моделировать системы фазового поведения микроэмульсий типа II(-), типа II(+) и типа III по Винзору. Их модель ПАВ была подтверждена лабораторными и промысловыми данными. Однако из-за неявной формулировки и отсутствия возможности параллельных вычислений UTCHEM можно использовать только для моделирования работ лабораторных и пилотных масштабов.

Бхуян [75] разработал геохимическую модель для UTCHEM для моделирования химического заводнения и подтвердил ее экспериментальными данными. Модель рассчитывала детальный состав пород-коллекторов и флюидов, а также сложные геохимические реакции в водной фазе, включая ионный обмен, осаждение и растворение минералов.

Биднер и Порцелли [76] смоделировали химическое заводнение с помощью одномерного двухфазного симулятора. Возможности их симулятора включают моделирование фазового поведения, межфазного натяжения, изменения остаточной насыщенности, относительной фазовой проницаемости, вязкости фаз, смачиваемости, капиллярного давления, адсорбции и дисперсии, где все свойства моделируются как функции концентрации ПАВ.

Хан и др. [103] внедрили модуль ПАВ в полностью неявный параллельный гидродинамический симулятор пласта GPAS. Они использовали правило Хэнда для моделирования фазового поведения системы «ПАВ-нефть-пластовая вода».

Некоторые важные параметры, такие как минерализация и коэффициент растворения, рассчитываются как функции эквивалентного алканового углеродного числа нефтяной фазы. Результаты их моделирования показали, что накопленная добыча нефти увеличивается по мере снижения эквивалентного алканового углеродного числа нефтяной фазы. Их симулятор позволяет рассчитывать крупномасштабное заводнение ПАВ-полимерными композициями.

Наджафабади и др. [140] расширили модуль ПАВ, представленный в работе [103] для моделирования микроэмульсий типа II(+) и типа III по Винзору, что позволяет их симулятору выполнять в полевых условиях моделирование ПАВ-полимерного заводнения с градиентом минерализации, проходящим через оптимальную минерализацию.

Сассен и Касилье [167] изучали влияние давления и температуры на фазовое поведение трехфазной смеси. Их экспериментальная работа показала сильное влияние давления и температуры, а также минерализации на бинодальную кривую и размер области микроэмульсий типа III по Винзору. Рошанфекр и др. [161] также исследовали влияние давления, температуры и газа на фазовое поведение микроэмульсии и его влияние на нефтеотдачу. Они сравнили предыдущие данные, опубликованные в литературе, со своими собственными измерениями и обнаружили, что увеличение давления снижает оптимальные коэффициенты солубилизации и сдвигает оптимальную минерализацию в сторону большего значения. Их новая термодинамическая модель также показала, что логарифм коэффициентов растворения нефти и воды является линейной зависимостью от давления или обратной температуры. Они использовали UTCHEM, чтобы проиллюстрировать влияние сдвига фазового поведения из-за давления на нефтеотдачу.

Лиу [128] предположил, что ПАВ равномерно распределяется в водной и нефтяной фазах при оптимальной минерализации, и определил коэффициент распределения ПАВ как отношение молярных концентраций ПАВ в нефтяной и водной фазах. Когда минерализация превышает оптимальную, коэффициент

распределения больше 1, а ПАВ находится в основном в нефтяной фазе, что соответствует системе микроэмульсий типа II(+) по Винзору. Когда минерализация меньше оптимальной, коэффициент распределения меньше 1, а ПАВ находится в основном в водной фазе, что соответствует системе микроэмульсий типа II(-) по Винзору. Коэффициент распределения рассчитывался по эмпирической корреляции. Одномерный двухфазный численный симулятор был разработан для моделирования процесса закачки щелочь-ПАВ-полимерной (ЩПП) композиции.

Столл и др. [179] внедрили подход Лиу [128] в свой собственный симулятор (MoRes) для моделирования закачки ЩПП композиции.

Чен и др. [83] разработали трехмерный симулятор многокомпонентного химического заводнения с возможностью моделирования полимерного заводнения, заводнения ЩПП и заводнения ЩПП с пеной. Основные характеристики симулятора включали химический синергетический эффект между ПАВ, щелочью и нефтью, эластичность полимера, относительную проницаемость (функция эластичности полимера и капиллярного числа), адсорбцию, водные реакции, образование ПАВ в пласте и т.д. Их результаты моделирования успешно совпали с их результатами полевых работ.

Фадилли и др. [90] представили набор интегрированных моделей для моделирования химического заводнения для симулятора резервуара Eclipse от Schlumberger. Их возможности моделирования ПАВ включали межфазное натяжение в системе «нефть-вода», относительную проницаемость несмешиваемой и смешиваемой нефти и воды, вязкость микроэмульсии, адсорбцию ПАВ, изменение смачиваемости, распределение ПАВ между водной и нефтяной фазами. Их симулятор имеет возможность динамической оптимизации за счет учета производственных ограничений во время выполнения.

## 1.6. Выводы по главе 1

В связи с истощением запасов нефти и повышением цен на нефть МУН в последние годы привлекают большое внимание. Из-за геологической неоднородности, неблагоприятного коэффициента подвижности и капиллярных сил традиционная добыча нефти (включая заводнение) оставляет много нефти в пласте, часто до 70% от начальных геологических запасов. Существует много типов МУН, например, тепловые, газовые и химическое заводнение [35]. Заводнение ПАВ-полимерами является одним из химических методов увеличения нефтеотдачи. Заводнение ПАВ-полимерами направлено на мобилизацию нефти, оставшейся после заводнения, за счет снижения подвижности воды и межфазного натяжения в системе «нефть-вода».

Несмотря на растущий интерес промышленности к ПАВ-полимерному заводнению, реализованных крупномасштабных проектов не так много. В последние годы в литературе сообщается об ограниченных успешных применениях ПАВ-полимерного заводнения в полевых условиях.

Существует множество гидродинамических симуляторов, которые могут моделировать ПАВ-полимерное заводнение, например, UTCHEM (Юта, Остин), MoReS (Шелл), ECLIPSE (Шлюмберже), GPAS (Юта, Остин), тНавигатор (РФД) и FlowER [141] (НГТУ-АГНИ, Россия). Однако все они имеют некоторые ограничения. Например, ECLIPSE и MoReS способны моделировать только поведение системы «ПАВ-нефть-пластовая вода», что соответствует микроэмульсии типа II(-) по Винзору. UTCHEM разработала химическую модель увеличения нефтеотдачи, учитывающую сложные геохимические реакции и фазовое поведение ПАВ, что налагает большие вычислительные затраты на симулятор. В частности, UTCHEM представляет собой симулятор с одним процессором и подходит только для моделирования в пилотном масштабе.

Сегодня активно используется трехмерное гидродинамическое моделирование при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно при

планировании использования технологий МУН, например, ПАВ-полимерного заводнения. Поэтому существует потребность в разработке алгоритмов выбора объекта и скважин, методики моделирования технологий МУН.

Для удовлетворения этих потребностей в работе решаются следующие задачи:

- 1) Разработка методики моделирования ПАВ-полимерного заводнения, учитывающая лабораторные исследования в том числе адсорбцию ПАВ и полимера, изменение вязкости раствора с изменением скорости потока и концентрации, изменение ОФП, моделирование фильтрационных исследований на керне, масштабирование лабораторных исследований на «крупную» ячейку, проектирование ПАВ-полимерного заводнения на модели объекта разработки.
- 2) Исследование влияния различных геолого-физических и технологических параметров на эффективность ПАВ-полимерного заводнения с использованием трехмерного гидродинамического моделирования.
- 3) Формирование комплексного геолого-физического параметра применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения.
- 4) Разработка алгоритма выбора объектов и участков для применения ПАВ-полимерного заводнения.

## **2. МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ**

Этап гидродинамического моделирования очень важен при реализации дорогостоящих проектов по любым химическим заводнениям, т.к. позволяет оценить эффективность технологии, риски, подобрать оптимальные варианты закачки, в том числе концентрации химических продуктов, объемы, интенсивность закачки и др. Современные коммерческие гидродинамические симуляторы имеют в своем распоряжении достаточно подробные документы по руководству пользователя, но даже имея их в наличии можно столкнуться с рядом вопросов по описанию химических продуктов при моделировании химического заводнения.

Однако, любое моделирование химического заводнения начинается с проведения лабораторных экспериментов.

### **2.1. Лабораторные исследования**

Первым этапом при разработке технологии ПАВ-полимерного заводнения является комплекс лабораторных исследований, при реализации которого определяются оптимальные марки ПАВ и полимера, формируются основные требования к воде, используемой при создании композиции, составляются требования к потенциальным объектам применения технологии и предварительно оценивается технологический эффект. Определив оптимальные марки реагентов, выполняются фильтрационные исследования на естественных образцах керна, формируются зависимости давлений закачки и оценивается потенциальный прирост коэффициента вытеснения.

Разработка технологии ПАВ-полимерного заводнения начинается с проведения комплекса лабораторных исследований, на основе которых определяются наиболее подходящие марки ПАВ и полимера. Также разрабатываются основные требования к воде, используемой для создания состава, определяются потенциальные участки применения технологии и предварительно оценивается ожидаемый технологический эффект. После определения оптимальных марок реагентов проводятся

фильтрационные исследования на естественных образцах керна, в результате которых определяются зависимости давлений закачки и потенциальный прирост коэффициента вытеснения.

Схема проведения фильтрационных испытаний заключалась в последовательной фильтрации через нефтенасыщенный керн жидкостей в следующей последовательности:

1. Фильтрация пластовой воды (объекта применения) не менее 5 объемов пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации  $0,4 \text{ см}^3/\text{мин}$ .

2. Насыщение нефтью путем фильтрации 1,5 объемов пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации  $0,4 \text{ см}^3/\text{мин}$ .

3. Определение остаточной водонасыщенности по формуле:

$$S = \frac{V_{\text{пор}} - V_{\text{выт.воды}}}{V_{\text{пор}}},$$

где  $S$  – остаточная водонасыщенность;  $V_{\text{пор}}$  – объем пор модели пласта, определяется как сумма объемов пор образцов керна,  $\text{см}^3$ ;  $V_{\text{выт.воды}}$  – объем вытесненной воды из модели пласта,  $\text{см}^3$ .

4. Первичное вытеснение нефти нагнетаемой водой (объекта применения), путем фильтрации воды в модели пласта с объемной скоростью фильтрации  $0,4 \text{ см}^3/\text{мин}$ . Определение коэффициента вытеснения нефти водой определялось по формуле:

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт.н.}} \cdot 100 \%}{V_{\text{н}}},$$

где  $K_{\text{выт.н.}}$  – коэффициент вытеснения нефти, %;  $V_{\text{выт.н.}}$  – объем нефти, вытесненной из керна,  $\text{см}^3$ ;  $V_{\text{н}}$  – объем нефти в модели пласта, равен объему вытесненной воды ( $V_{\text{выт.воды}}$ ),  $\text{см}^3$ .

5. Технологическая выдержка 16 часов.

6. Довытеснение нефти ПАВ-полимерной композицией путем фильтрации композиции в количестве 1 объема пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации  $0,4 \text{ см}^3/\text{мин}$ . Определение прироста коэффициента вытеснения нефти.

7. Довытеснение нефти пресной водой (объекта применения), в количестве двух объемов пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации  $0,4 \text{ см}^3/\text{мин}$ . Определение прироста коэффициента вытеснения нефти.

#### 8. Обработка результатов эксперимента.

При проведении исследований было проведено более 50 фильтрационных тестов, наиболее интересные результаты получены при испытании композиций на длинных составных моделях длиной 0,5 м. В качестве исследуемых композиций было выбрано пять ПАВ-полимерных составов. Средние значения основных фильтрационно-емкостных показателей моделей пласта и результаты проведенных фильтрационных экспериментов с использованием ПАВ-полимерной композиции представлены в таблице 2.1.1 [120].

Таблица 2.1.1 – Средние значения основных фильтрационно-емкостных показателей моделей пласта (составной керн 48 см) и результаты проведенных фильтрационных экспериментов с использованием ПАВ-полимерной композиции.

№ серии	1	2	3	4	5
Объем пор, $\text{см}^3$	72,4	74,3	80,5	78,9	85,2
Пористость, %	23,5	23,8	24,9	25,1	27,5
Начальная фазовая проницаемость по воде, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	1051	1509,5	1137,6	763,4	809
Коэф. вытеснения нефти водой, %	38,1	47,8	41,3	35,2	43,2
Концентрация ПАВ, %	Y	2Y	Y	2Y	3Y
Концентрация полимера, %	X	X	1,5X	1,5X	1,5X
Вязкость ПАВ-полимерного раствора, $\text{мПа} \cdot \text{с}$	28,78	30,7	37	39,1	42,8
Межфазное натяжение, $\text{мН/м}$	0,11	0,12	0,15	0,14	0,14
Общий прирост коэффициента вытеснения нефти, %	35,4	34,7	32,3	37,6	36,1
Конечный коэффициент вытеснения нефти, %	73,5	82,4	73,6	72,9	79,3

Исходя из полученных данных, общий усредненный прирост коэффициента вытеснения нефти находился в диапазоне 32,3 – 37,6 %, следует отметить, что по

отдельным экспериментам – от 31,0 до 41,8 %. Данные результаты соотносились с другими ранее проведенными экспериментами с использованием единичных и двойных образцов кернов, в которых также были зафиксированы схожие значения коэффициента вытеснения для композиций с аналогичными концентрациями ПАВ и ПАА.

Анализ отдельных экспериментов выявил, что наивысшие значения коэффициента вытеснения были достигнуты при использовании наибольших концентраций компонентов, а именно 1,5X% масс. ПАА и 3Y% масс. ПАВ. Исходя из этого, данные варианты были отмечены как наиболее эффективные в условиях фильтрационных экспериментов и рекомендованы для проведения гидродинамического моделирования.

## **2.2. Задание свойств полимера**

При моделировании полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе tНавигатор имеется возможность учёта следующих первостепенных свойств для пластовых условий:

- Адсорбция полимера породой в зависимости от концентрации полимера (адсорбцией полимера называют увеличение концентрации молекул полимера на поверхности твердого тела, путем их притяжения и удерживания за счет некомпенсированности сил межмолекулярного взаимодействия);
- Влияние полимера на вязкость воды в зависимости от концентрации полимера (увеличение вязкости воды связывают с большими размерами молекул полимера, высокой молекулярной массой и цепочкообразным строением);
- Влияние полимера на вязкость воды в зависимости от скорости потока водной фазы (с точки зрения течения флюида в поровом пространстве полимер оказывает гидродинамическое сопротивление течению жидкости, которая при движении огибает длинные цепи из молекул полимера, тем самым замедляясь. Если цепи из молекул полимера располагаются поперек потока, то эффект сопротивления

наибольший, поэтому при увеличении скорости потока, молекула полимера ориентируются вдоль направления течения жидкости, тем самым снижая сопротивление, т.е., снижая вязкость раствора полимера);

- Параметр смешиваемости Тодда-Лонгстаффа (эмпирический подход Тодда-Лонгстаффа позволяет моделировать физическую дисперсию смешивающихся компонентов. Вводится параметр смешиваемости  $\omega$ , изменяющийся в диапазоне от 0 до 1 и определяющий размер зоны дисперсии в каждом блоке сетки. Таким образом, значение параметра  $\omega$  определяет степень смешиваемости флюида в каждом блоке сетки. Если  $\omega = 1$ , размер зоны дисперсии намного больше размера блока сетки и компоненты полностью смешиваются в каждом блоке. В этом случае смешиваемые компоненты имеют одинаковые значения вязкости и плотности, как определено соответствующей формулой для правила смешивания. Если  $\omega = 0$ , то дисперсионная зона между компонентами пренебрежимо тонкая, тогда плотность и вязкость смешиваемых компонент равны плотности и вязкости в несмешанном состоянии);

- Коэффициент остаточного сопротивления породы (показывает во сколько раз проницаемость пласта-коллектора уменьшилась после полимерного заводнения из-за его адсорбции на породе);

- Недоступный поровый объем для полимерного раствора (характеризует коллектор с точки зрения наличия участков порового пространства небольшого размера куда молекулы полимера проникнуть не могут. Таким образом на этот параметр влияет молекулярный вес полимера, пористость и проницаемость (или характеристический размер пор коллектора)).

- Все вышеперечисленные свойства оценены в ходе лабораторных экспериментов. Если по большинству параметров вопросов по заданию их в гидродинамическом симуляторе нет, то при описании изменения вязкости полимерного раствора от скорости можно столкнуться с ситуацией, что при изменении концентрации полимерный раствор может с разной скоростью терять вязкость при увеличении скорости потока.

Изначально в гидродинамическом симуляторе описывается изменение вязкости полимерного раствора от концентрации полимера с помощью ключевого слова PLYVISC, где задается таблица с соответствующими значениями.

Затем для описания потери вязкости раствора с увеличением скорости потока необходимо задать таблицу с указанием скорости потока и множителя, на который умножается вязкость раствора полимера с помощью ключевого слова PLYSHEAR.

Формула расчета финальной вязкости полимерного раствора, используемая в тНавигатор, следующая:

$$\mu_{poly,sh} = \mu_{poly,e} \left( \frac{1+(B-1)*F}{B} \right)$$

где  $\mu_{poly,sh}$  - вязкость полимера с заданным сдвигом,  $\mu_{poly,e}$  – эффективная вязкость полимера, B – множитель вязкости без учета сдвига, заданный в PLYVISC, F – множитель при задании сдвига.

Вывод формул для расчета множителя F, задаваемый в ключевом слове PLYSHEAR:

$$a. \quad \mu_{poly,sh} = \mu_{poly,e} \left( \frac{1+(B-1)*F}{B} \right)$$

$$b. \quad \frac{\mu_{poly,sh}*B}{\mu_{poly,e}} - 1 = (B - 1) * F$$

$$c. \quad F = \frac{\mu_{poly,sh}*B}{\mu_{poly,e}*(B-1)} - \frac{1}{B-1}$$

$$d. \quad F = \frac{\mu_{poly,sh}*B - \mu_{poly,e}}{\mu_{poly,e}*(B-1)}$$

$$e. \quad F = \frac{\mu_{poly,sh}*B - \mu_{water}*B}{\mu_{water}*B*(B-1)}$$

$$f. \quad F = \frac{\mu_{poly,sh} - \mu_{water}}{\mu_{water}*(B-1)}$$

Для того чтобы задать множитель F, пригодный для каждой концентрации, необходимо рассчитать его для каждой скорости и концентрации, измеренные в лаборатории. Затем для каждой концентрации и скорости рассчитываем «синтетическую» вязкость и сравниваем с лабораторными результатами. Для того,

чтобы получить множитель  $F$ , пригодный для каждой концентрации, автор работы использовал функцию «Поиск решения» в MS Excel. В ходе расчетов выяснилось, что, при использовании средних значения  $F$  для каждой концентрации суммарная ошибка будет больше, чем при использовании указанной функции. В заключении расчетов, рекомендуется построить кросс-плот для сопоставления результатов лабораторных исследований и расчетных значений «синтетической» вязкости (Рис. 2.2.1). Как видно из рисунка 2.2.1, расчетные значения вязкости удовлетворительно сопоставляются с лабораторными.

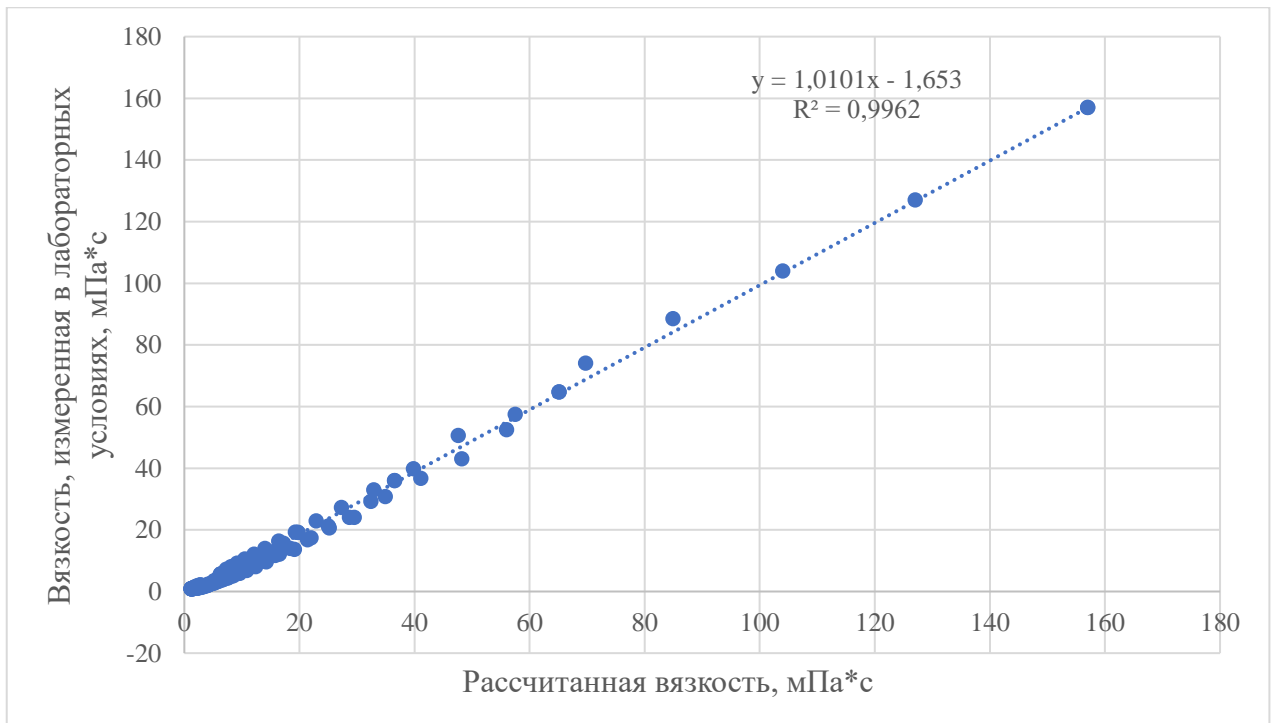


Рисунок 2.2.1 – Кросс-плот лабораторных результатов измерений вязкости и расчетных данных.

### 2.3. Задание свойств ПАВ

При моделировании ПАВ заводнения в гидродинамическом симуляторе тНавигатор имеется возможность учёта следующих первостепенных свойств для условий пластовых температур и минерализации пластовых вод, характерных объектам разработки РТ:

- Адсорбция ПАВ породой в зависимости от концентрации ПАВ (адсорбцией ПАВ называют увеличение концентрации молекул ПАВ на поверхности твердого тела, путем их притяжения и удерживания за счет нескомпенсированности сил межмолекулярного взаимодействия);
- Влияние ПАВ на межфазное натяжение в зависимости от концентрации ПАВ (ПАВ имеет способность снижения поверхностного (межфазного) натяжения при концентрации на поверхности раздела фаз под действием межмолекулярных сил, которые возникают в силу особенности строения молекул ПАВ. Особенностью молекул ПАВ является наличие групп, которые по-разному взаимодействуют с растворяющей средой – гидрофильные и гидрофобные.);
- Влияние ПАВ на вязкость воды в зависимости от концентрации ПАВ (встречаются ПАВ, которые при взаимодействии с полимерным раствором способствуют увеличению вязкости последнего);
- ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ» (ПАВ уменьшает поверхностное натяжение и краевые углы смачивания, т.е. увеличивает гидрофильность (смачиваемость породы водой) и снижает межфазное натяжение, некоторые нефтерастворимые ПАВ могут снижать вязкость нефти, поэтому необходимо учитывать ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ»);
- Кривая капиллярного осушения (остаточная нефть от капиллярного числа) (данный параметр необходим для описания перехода от ОФП в системе «нефть-вода» к ОФП в системе «нефть-ПАВ-полимерный раствор» с повышением концентрации ПАВ в растворе).

Все вышеперечисленные свойства оценены в ходе лабораторных экспериментов, однако хотелось бы подробнее остановиться на вопросах относительных фазовых проницаемостей (ОФП), в том числе их измерения и описания перехода от ОФП в системе «нефть-вода» к системе «нефть-раствор ПАВ-полимер» с использованием кривой капиллярного осушения.

Функции ОФП в зависимости от водонасыщенности используются при решении большого числа задач в области разработки месторождений, в числе которых является выбор методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Зависимости ОФП от водонасыщенности демонстрируют изменение проницаемости каждой движущейся фазы при изменении насыщенности порового пространства.

Функция капиллярного разбавления ПАВ используется в гидродинамических симуляторах, чтобы описать переход от ОФП в системе «нефть – вода» к ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимера». Этот переход осуществляется с помощью таблицы зависимости смещиваемости ПАВ от капиллярного числа, которая пересчитывается из таблицы зависимости остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа. Капиллярное число рассчитывается как:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v \cdot k_{\Pi}}{\sigma}$$

где  $\mu$  - динамическая вязкость вытесняющей фазы, мПа•с;  $v$  – скорость движения флюида, м/с;  $k_{\Pi}$  - пористость, д.ед.;  $\sigma$  - межфазное натяжение, мН/м.

Капиллярное число представляет собой показатель, который отражает соотношение между гидродинамическим давлением, вызывающим движение флюидов в породе, и капиллярным давлением на границе «нефтью – раствор ПАВ-полимера» [54]. График, на котором отображается зависимость нормализованной остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа, называется кривой капиллярного осушения.

На рисунке 2.3.1 приведены результаты фильтрационных экспериментов по определению ОФП в системах «нефть-вода» и «нефть-ПАВ-полимер», соответственно. Как видно из рисунка для ОФП в системе «нефть-ПАВ-полимер» характерно уменьшение остаточной нефте- и водонасыщенности и увеличение подвижности нефти и воды.

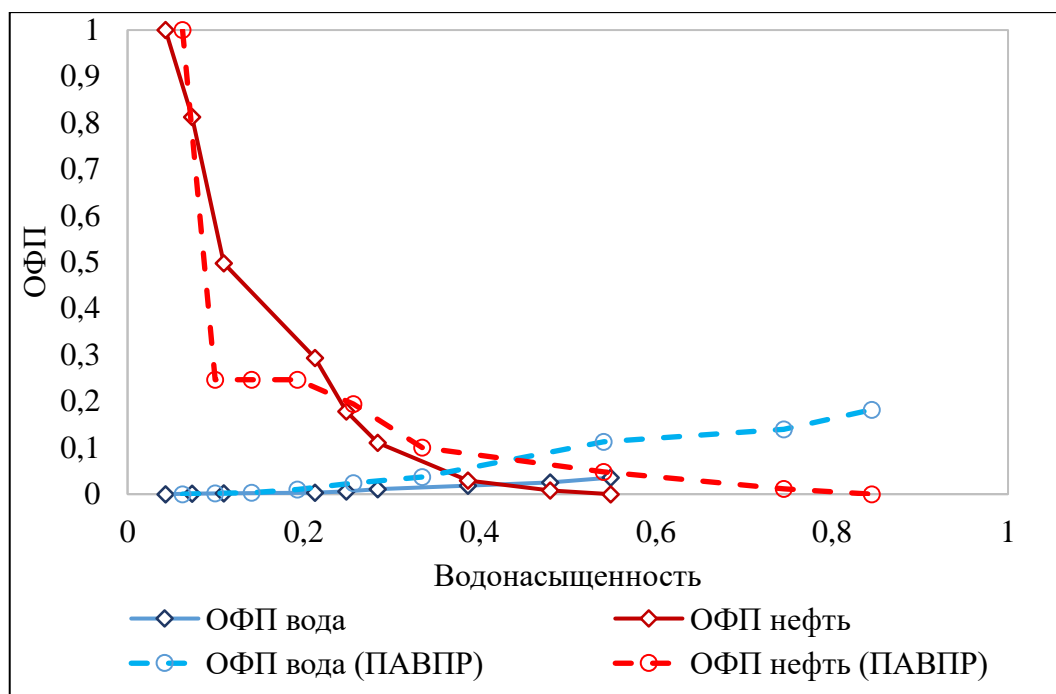


Рисунок 2.3.1 – Пример влияния одной из композиций ПАВ-полимера на кривые ОФП. Сплошные линии – ОФП в системе «нефть-вода», пунктирные – в системе «нефть-ПАВ-полимерный раствор» в линейном масштабе.

#### 2.4. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа

Для построения достоверной гидродинамической модели при ПАВ-полимерном заводнении необходимо учитывать изменение концентрации ПАВ в закачиваемом растворе с продвижением в пласт от забоя нагнетательной скважины в силу адсорбции на породе и разбавления с пластовой водой. Для учета этого кривую капиллярного осушения пересчитывают в кривую капиллярного разбавления ПАВ, с помощью которой описывается переход от условий несмешиваемости (низкая концентрация ПАВ) к условиям смешиваемости (высокая концентрация ПАВ).

Кривая капиллярного осушения представляет собой график зависимости нормализованной остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа [54]. При низком капиллярном числе остаточная нефтенасыщенность постоянна (Рисунок 2.4.2). Типичный случай для традиционного заводнения. При добавлении ПАВ в закачиваемый раствор, капиллярное число растет, а остаточная нефтенасыщенность

уменьшается. Форма кривой капиллярного осушения зависит как от ПАВ, так и от характеристик керна, в частности проницаемости, о чем говорят исследования коллег в статьях [48].

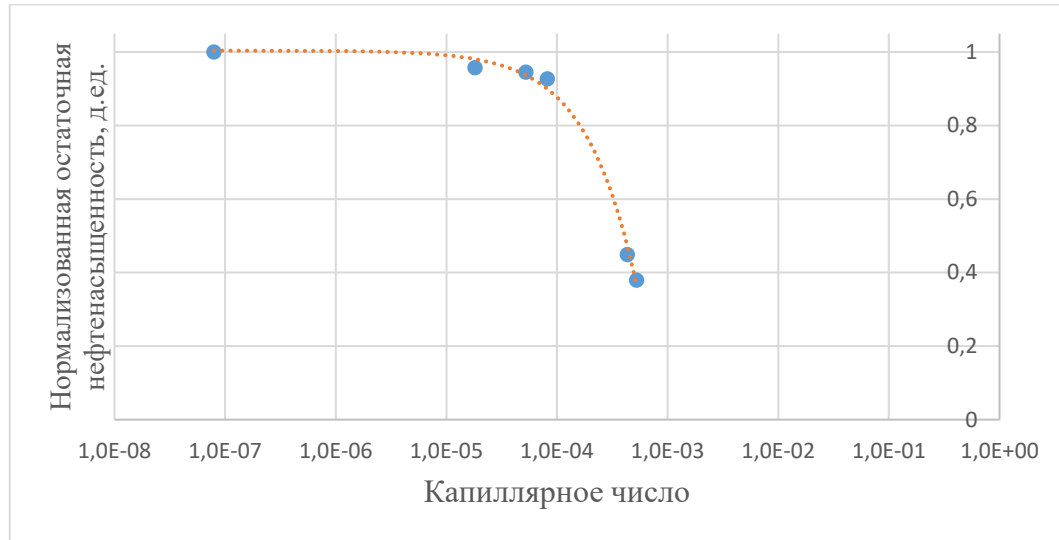


Рисунок 2.4.2 – Кривая капиллярного осушения в логарифмическом масштабе. Маркерами отмечены значения нормализованной остаточной нефтенасыщенности, полученные экспериментальным путем.

Кривая капиллярного разбавления ПАВ представляет собой зависимость коэффициента смешиваемости от логарифма капиллярного числа, с помощью которой по факту описывается переход от относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода» к системе «нефть – раствор ПАВ-полимера» по формулам «защитым» в коммерческих гидродинамических симуляторах:

$$k_{rpi} = \omega \cdot k_{rp}^{EOR} + (1 - \omega)k_{rp}^{o-w}$$

$$S_{ori} = \omega \cdot S_{or}^{EOR} + (1 - \omega)S_{or}^{o-w}$$

$$S_{wirri} = \omega \cdot S_{wirr}^{EOR} + (1 - \omega)S_{wirr}^{o-w}$$

где  $k_{rpi}$  – относительная фазовая проницаемость д.ед.;  $\omega$  – коэффициент смешиваемости, д.ед.;  $S_{ori}$  – текущая остаточная нефтенасыщенность, д.ед;  $S_{wirri}$  – остаточная водонасыщенность, д.ед.;  $^{o-w}$  – система «нефть – вода», д.ед.;  $^{EOR}$  – система «нефть – раствор ПАВ».

Используя приведенные формулы кривая капиллярного осушения была пересчитана в кривую капиллярного разбавления (Рисунок 2.3.3). Смысл этой кривой в том, что при параметре смешиваемости около 0 в симуляторе используется ОФП в системе «нефть-вода». При добавлении ПАВ капиллярное число и остаточная нефтенасыщенность изменяется, что находит отражение и на параметре смешиваемости. При параметре смешиваемости равной 1 применяются ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимер».

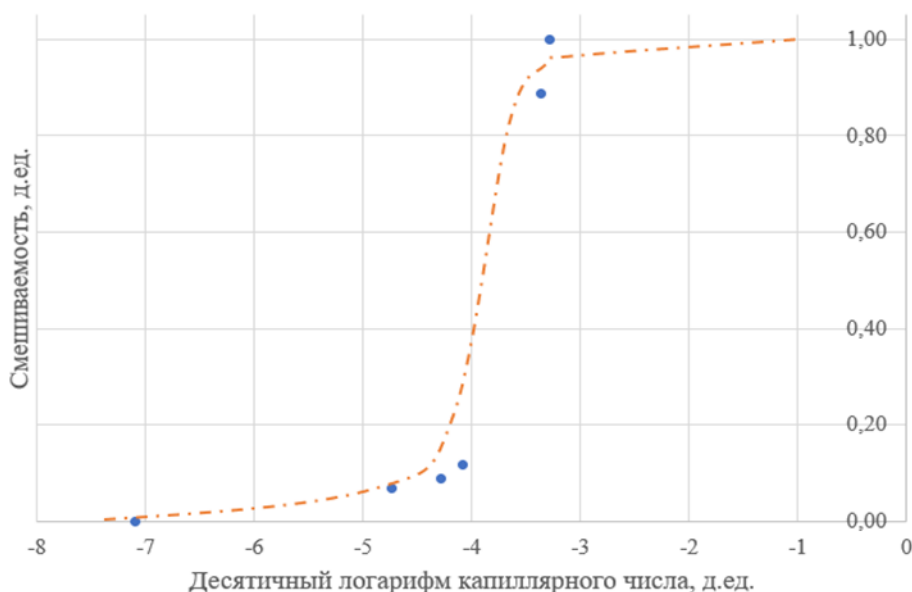


Рисунок 2.4.3 – Кривая капиллярного разбавления ПАВ. Маркерами отмечены значения смешиваемости, пересчитанные по приведенным формулам.

## 2.5. Моделирование фильтрационных исследований на керне

Выполнение лабораторных исследований ПАВ-полимерного раствора достаточно важно перед проведением промышленных или других работ для снижения количества неопределённостей [134]. Несмотря на то, что, лабораторные исследования дают много информации, применить их для расчетов эффектов на месторождениях только аналитическими методами достаточно сложно, т.к. при такой методике не учитываются геологические и физико-химические параметры ПАВ-

полимерного раствора. Для учета этих параметров и построения более точных прогнозов эффектов рекомендуется использовать геолого-гидродинамическое моделирование, для которого требуется задание многих параметров, получаемых лабораторных путем.

Для снижения степени неопределенности при задании свойств ПАВ-полимерного раствора, а также повышения качества гидродинамического моделирования, были построены модели керна в масштабе 1:1 (Рисунок 2.5.1), на которых воспроизводились фильтрационные исследования. Для получения результатов аналогичных тем, что получены в лабораторных условиях модели керна строились с учетом всей имеющейся описательной информации: пористость, проницаемость, поровый объем, начальная нефтенасыщенность, температура, давление и скорость закачки.

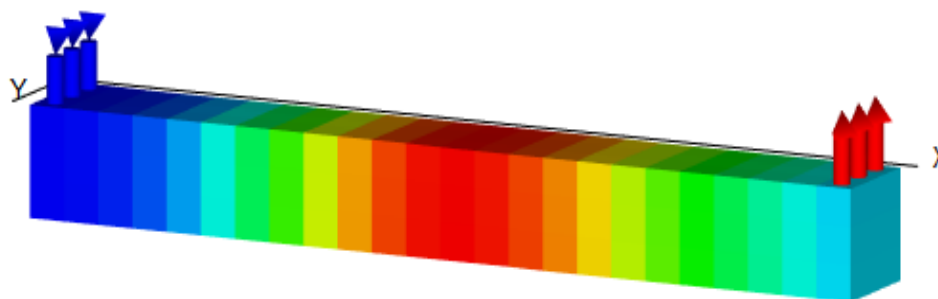


Рисунок 2.5.1 – Иллюстрация модели керна длиной 48 см, состоящая из 12 образцов керна по 4 см. На рисунке показано образование вала нефти (красный цвет) в центральной части после закачки ПАВ-полимерного раствора.

Особенностью коммерческих гидродинамических симуляторов при моделировании ПАВ-полимерного заводнения является то, что свойства в симуляторе необходимо задать отдельно для ПАВ и для полимера. Таким образом, в модели керна ПАВ был описан через следующие параметры:

- зависимость вязкости раствора от концентрации ПАВ.
- зависимость адсорбции ПАВ от концентрации ПАВ.

- зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ.
- зависимость смешиваемости ПАВ от капиллярного числа.
- ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимера».

Полимер был описан через следующие параметры:

- зависимость адсорбции полимера от концентрации полимера.
- зависимость вязкости водного раствора от концентрации полимера.
- параметр смешиваемости.
- коэффициент остаточного сопротивления породы.

Фильтрационные исследования проводились по следующей схеме:

1. Первичное вытеснение нефти водой. Фильтрация воды с объемной скоростью равной  $25 \text{ см}^3/\text{ч}$ .
2. Довытеснение нефти ПАВ-полимерным раствором. Фильтрация 1 порового объема раствора с объемной скоростью равной  $25 \text{ см}^3/\text{ч}$ .
3. Довытеснение нефти водой. Фильтрация двух поровых объемов с объемной скоростью равной  $25 \text{ см}^3/\text{ч}$ .

Исходя из полученных результатов, представленных в таблице 2.5.1, использование такого перечня параметров для описания ПАВ-полимерной композиции достаточно для удовлетворительного воспроизведения фильтрационных исследований на гидродинамической модели керна (Рис. 2.5.2).

Таблица 2.5.1 – Итоговые результаты моделирования фильтрационных экспериментов.

Фильтрационные эксперименты	1 этап	2 этап	3 этап
	Закачка воды	Закачка ПАВ-ПАА	Закачка воды
Закаченный накоп. поровый объем, д.ед.	1	1	2
Отклонение результатов ГДМ от лаб. иссл., %			
Квыт, %	0,03	0,9	0,3
Прирост Квыт, %	-	1,2	-1,2

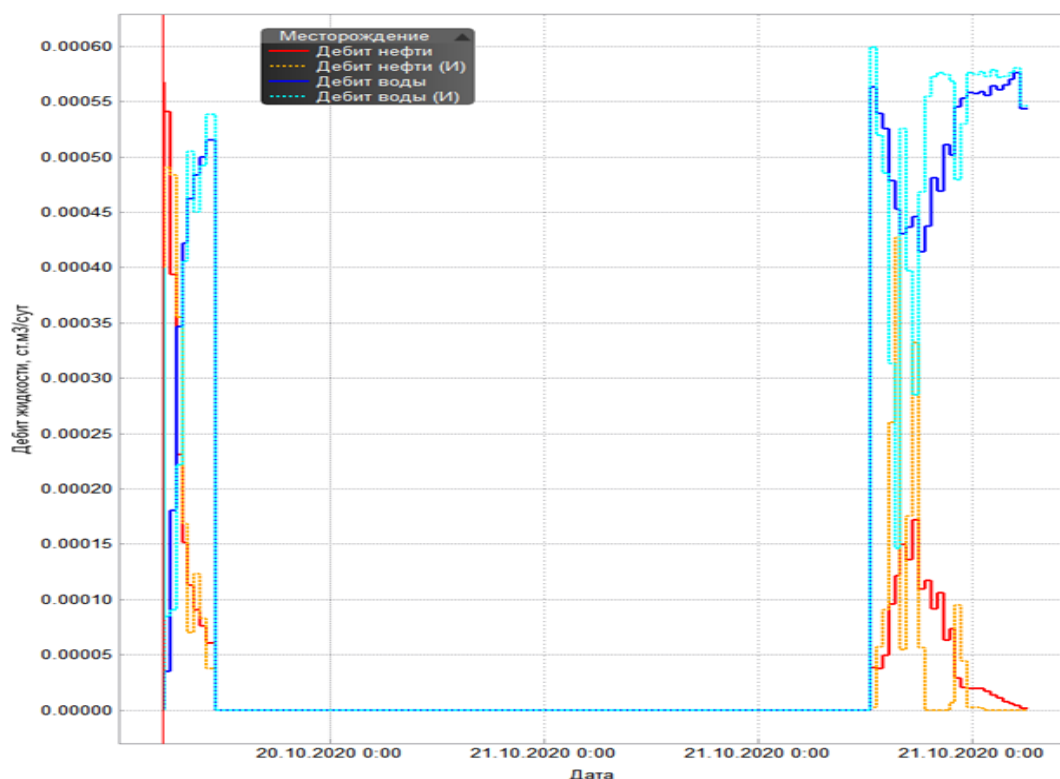


Рисунок 2.5.2 – Сравнение показателей фильтрационных исследований с результатами расчетов на гидродинамической модели керна. Красная сплошная линия соответствует расчетной добыче нефти, красная пунктирная – измеренным, синяя сплошная линия соответствует расчетной добыче воды, синяя пунктирная – измеренным.

## 2.6. Масштабирование результатов моделирования фильтрационных исследований на крупную ячейку

Исходя из полученных результатов, представленных в таблице 2.5.1, использование такого перечня параметров для описания ПАВ-полимерного раствора достаточно для удовлетворительного воспроизведения фильтрационных исследований на гидродинамической модели керна.

Однако, параметры, применяющиеся для описания ПАВ-полимерного композиция в ГДМ керна, требуют верификации достоверности описания процесса и при переходе на ГДМ с «крупной» ячейкой, т.к. могут быть расхождения в результатах в ГДМ месторождения из-за разности в масштабах модели. Для примера

рассмотрим ГДМ керна с размером ячейки 1 см и ГДМ модели с размером ячейки 50 м, которые будут по-разному воспроизводить эффекты из-за разбавления (Рисунок 2.6.1 и 2.6.2) концентрации ПАВ-полимерного состава на крупной ячейке [37].



Рисунок 2.6.1 – Изменение нормализованной концентрации полимера в модели, состоящей из одной ячейки размером 50 м между скважинами.

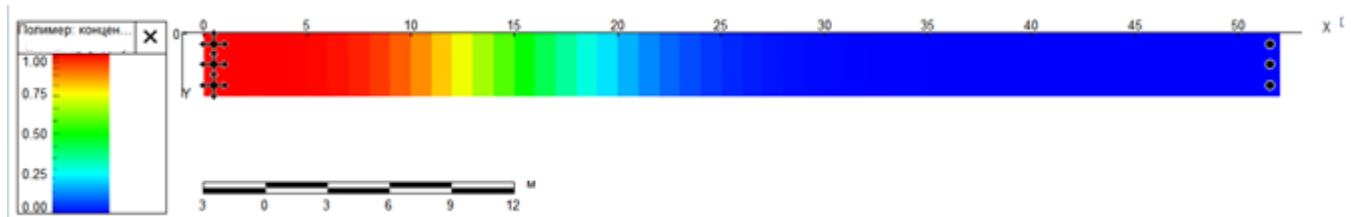


Рисунок 2.6.2 – Изменение нормализованной концентрации полимера в модели, состоящей из 50 ячеек размером 1 м между скважинами.

Как видно из Рисунка 2.6.1 нормализованная концентрация полимера в ячейке длиной 50 м составляет 0,25 д.ед. Как видно из Рисунка 2.6.2 нормализованная концентрация такой же по размерам модели, но с разными размерами ячеек, на тот же период времени изменяется от 1 до 0 д.ед. Для каждой концентрации раствора соответствует определённая технологическая эффективность, поэтому эффекты могут различаться и этот момент стоит проверять при моделировании МУН. В случае получения разных эффектов проводится масштабирование.

Среди всех параметров, которые задаются в ГДМ для описания керна, а именно зависимости вязкости водного раствора от концентрации ПАВ и полимера, зависимости адсорбции ПАВ и полимера от концентрации ПАВ и полимера,

соответственно, зависимости поверхностного натяжения от концентрации ПАВ, функции смешиваемости от капиллярного числа, коэффициент остаточного сопротивления породы, наиболее «уязвимым» становится функция смешиваемости от капиллярного числа.

Капиллярное число и функция смешиваемости от капиллярного числа подробно описываются в разделе 2.4.

Рассчитаем скорость для условий фильтрационных исследований на керне путем деления объема закачки в керн ( $25 \text{ см}^3/\text{ч}$ ) на площадь поперечного сечения керна ( $7,065 \text{ см}^2$ ). Переведя в м/сек получается  $9,82 \cdot 10^{-6}$ .

Рассмотрим масштабированную модель. Увеличим размер модели в 1000 раз, с 48 см (размер модели керна) до 480 метров, чтобы размер ячеек был сопоставим с размерами ячеек моделей пласта. Все объемные параметры в таком случае увеличиваются в  $1000^3$  раз. Однако, увеличить объем закачки до таких пределов невозможно, поэтому закачка будет  $25 \text{ м}^3/\text{ч}$  при площади поперечного сечения модели  $7,065 \text{ м}^2$ , таким образом, скорость потока получится  $9,82 \cdot 10^{-4} \text{ м/сек}$ , что в 100 раз больше, чем скорость в модели керна. Поэтому для прокачки пропорциональных объемов жидкости в масштабированной модели увеличено время в 1000 раз.

Если рассчитать капиллярные числа по формуле 1 для модели керна и масштабированной модели, то получается разница в 2 порядка, при прочих равных параметров, кроме скорости потока, что напрямую повлияет на эффективность ПАВ-полимерного раствора в масштабированной модели.

Для того чтобы компенсировать эту разницу, предлагается при масштабировании ввести поправочный коэффициент и преобразовать формулу 1 в следующий вид:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma} / \sqrt{\frac{S_{\text{масштаб}}}{S_{\text{кern}}}} \quad (2)$$

Где  $\mu$  - динамическая вязкость вытесняющей фазы,  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ ;  $v$  – линейная скорость фильтрации,  $\text{м/с}$ ;  $\sigma$  - межфазное натяжение,  $\text{мН/м}$ ,  $S_{\text{масштаб}}$  – площадь поперечного

сечения в масштабированной модели,  $\text{м}^2$ ;  $S_{\text{керна}}$  – площадь поперечного сечения модели керна,  $\text{м}^2$ .

Таким образом, рассчитанные значения капиллярного числа будут соответствовать в обоих моделях (Таблица 2.6.1). Как видно из таблицы ввод поправочного коэффициента позволяет получить сопоставимые значения логарифма капиллярного числа, который используется при описании перехода от ОФП в системе «нефть – вода» к ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимера».

Таблица 2.6.1 – Расчет параметров для моделей керна и масштабированной модели.

Параметр	Модель керна	Масштабированная модель
Пористость, д.ед.	0,235	0,235
Динамическая вязкость вытесняющей фазы, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	8,78	8,78
Межфазное натяжение на границах разделов нефть–вода, $\text{мН/м}$	29,2	29,2
Линейная скорость фильтрации, $\text{м/сек}$	$9,82 \cdot 10^{-6}$	$9,82 \cdot 10^{-1}$
Поправочный коэффициент	1	1000
Капиллярное число	0,00043	0,00043
Логарифм капиллярного числа	-3,365	-3,365

Полученные данные использовались в моделях при задании свойств ПАВ-полимерного раствора. Сравнение полученных результатов показано в Таблице 2.6.2.

Таблица 2.6.2 – Сравнение КИН моделей керна и масштабированной.

№ этапа	Название этапа	Квыт масштабированной модели, %	Квыт модели керна, %	Отклонение, %
1	Вытеснение водой	33,98	34,32	0,34
2	Вытеснение ПАВ-полимерным раствором	71,10	71,10	0
3	Довытеснение водой	73,03	73,23	0,2

Таким образом, проведенные работы свидетельствуют о корректном описании эффектов ПАВ-полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе

tNavigator. Отмечается о необходимости проведения моделирования фильтрационных исследований на керне и проведения масштабирования на размер ячейки, соответствующей размеру ячейки полномасштабной модели, перед моделированием ПАВ-полимерного заводнения в масштабах месторождения.

## **2.7. Выводы по главе 2**

1. Проведенные лабораторные исследования и фильтрационные эксперименты свидетельствуют о значительной эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения для условий терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

2. В рамках проведенных лабораторных исследований и их подготовки к применению в гидродинамической модели построена кривая капиллярного осушения для условий терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

3. Проведенные работы свидетельствуют о корректном описании эффектов ПАВ-полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе tНавигатор. Отмечается необходимость проведения воспроизведения фильтрационных исследований на керне и проведения масштабирования на размер ячейки, соответствующей размеру ячейки модели месторождения в процессе проектирования ПАВ-полимерного заводнения.

4. В ходе масштабирования результатов моделирования фильтрационных исследований на крупную ячейку выявлена необходимость во введении дополнительного коэффициента для корректного переноса свойств с модели керна на модель месторождения и предложено решение.

### **3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБЪЕКТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

Для оценки целесообразности применения технологий МУН все чаще используют моделирование процессов, происходящих во время реализации технологий, т.к. это наиболее подходящий инструмент для получения необходимой информации и оптимизации параметров технологий (объемы, концентрации и т.д.) при минимальных финансовых и временных затратах. Поскольку в пластах-коллекторах происходят взаимовлияющие процессы, моделирование может быть направлено как на изучение одного или нескольких таких процессов.

Целью исследования данной главы, основные результаты которого представлены ниже, является определение факторов, существенно влияющих на эффективность ПАВ-полимерного заводнения.

#### **3.1. Построение синтетических гидродинамических моделей**

Для решения задач по определению влияния фильтрационно-емкостных свойств, времени начала закачки ПАВ-полимерного раствора и выявления зависимостей между параметрами были построены синтетические гидродинамические модели с обратной пятиточечной сеткой разработки (Рис. 3.1.1).

В данном контексте, синтетическая гидродинамическая модель представляет упрощенную версию гидродинамической модели реального объекта. Цель ее построения заключается в анализе изучаемых процессов, а не полное описание геологического строения. При создании таких моделей использовались геолого-физические и фильтрационно-емкостные характеристики реальных объектов разработки РТ. Такой подход позволяет рассмотреть множество вариантов разработки изучаемой технологии за короткий промежуток времени. Он также позволяет изучать влияние отдельных факторов на эффективность процесса ПАВ-полимерного заводнения независимо от других.

Размеры ГДМ 36\*36\*25 ячеек, размерность ячеек по горизонтали 25 метров, по вертикали – 0,25. Тип модели использовался black oil (или E100, содержащая нефть, воду и растворенный газ). Тип коллектора – одинарная пористость и проницаемость. В таблице 3.1.1 приведены основные характеристики синтетической ГДМ.

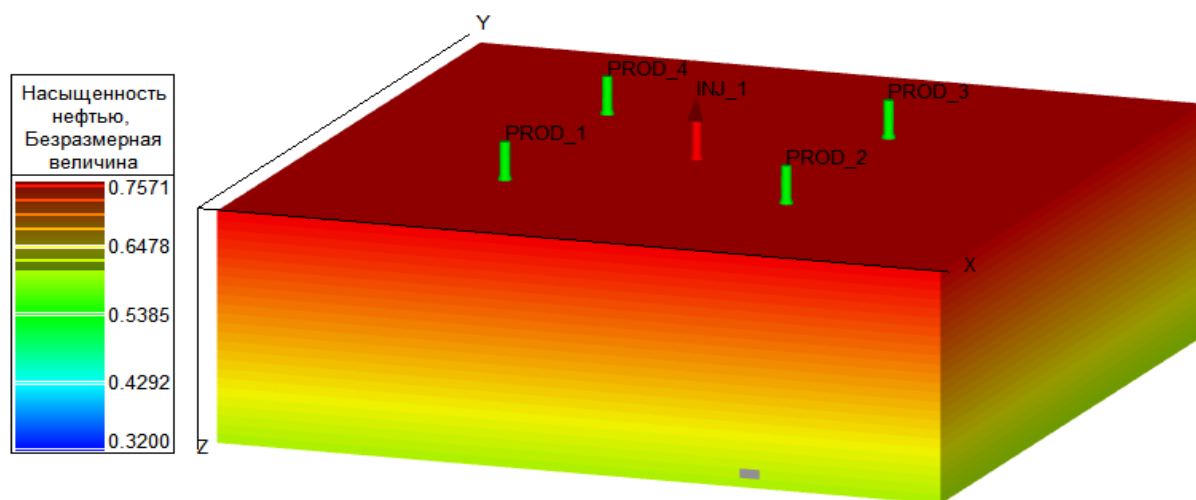


Рисунок 3.1.1 – Синтетическая ГДМ, использовавшееся для последующих расчетов.

С целью выявления влияния различных параметров на эффективность закачки ПАВ-полимерного раствора были использованы 5 значений по проницаемости и 3 значения по вязкости нефти. Другими изменяющимися параметрами являются время начала закачки ПАВ-полимерного раствора, концентрации химпродуктов и их объемы.

Анализ влияния критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения на эффективность технологии состоял из следующих этапов:

1. Проведение анализа геолого-физических параметров изучаемого объекта разработки.
2. Построение синтетических ГДМ, параметры которых отражены в Таблице 3.1.1, диапазон которых наиболее характерен для изучаемых объектов разработки.

3. Проведение расчетов на ГДМ технологических показателей разработки для изучаемого объекта разработки при традиционном заводнении водой.

4. Проведение многовариантных расчетов на ГДМ технологических показателей разработки для изучаемого объекта разработки при ПАВ-полимерном заводнении с разными объемами химпродуктов и концентрациями.

5. Оценка технологической эффективности применения ПАВ-полимерного заводнения для всех рассчитанных вариантов на гидродинамической модели. Результаты представляются в виде зависимостей, отражающих прирост накопленной добычи нефти в зависимости от заданных геолого-физических характеристик пласта или параметров технологии ПАВ-полимерного заводнения.

Таблица 3.1.1 – Основные характеристики синтетической ГДМ.

Параметр	Значение
Пористость, д.ед.	0,20
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,25; 0,50; 0,75; 1,0; 1,5
Вязкость нефти, мПа*с	6; 24; 96
Начальное пластовое давление, МПа	115
Пластовая температура, °С	25
Поровый объем, тыс. м3	759,38
Сетка скважин, м	250*250
Концентрация полимера, %	0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,25
Концентрация ПАВ, %	0,5; 0,75; 1,0; 1,25; 1,5
% Закачки химпродуктов от порового объема	10; 30; 50; 70; 100

Таблица 3.1.2 – Свойства нефти и воды синтетической ГДМ.

Флюид	Плотность, кг/м3	Объёмный коэффициент, д.ед.	Начальное газосодержание, м3/т	Вязкость, мПа*с	Сжимаемость, МПа <sup>-1</sup>	Давление насыщения, МПа
Нефть	887	1,047	15,16	6; 24; 96	$5,64 \cdot 10^{-5}$	29
Вода	1163	-	-	1,57	$4,6 \cdot 10^{-5}$	-

### 3.2. Определение критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения

При определении критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения были учтены следующие аспекты:

- наибольшее влияние критерия на эффективность ПАВ-полимерного заводнения, основанное на существующих теоретических, лабораторных и промысловых исследованиях;
- доступность исходных данных, необходимых для применения этих критериев в контексте ПАВ-полимерного заводнения;
- возможность моделирования физических процессов, которые происходят при реализации ПАВ-полимерного заводнения, с использованием синтетических гидродинамических моделей.

В таблице 3.2.1 представлены критерии, данной работе следующие критерии, согласно изложенному в главе 1, рассматривающиеся для определения применимости ПАВ-полимерного заводнения ( ).

Таблица 3.2.1 – Критерии применимости ПАВ-полимерного заводнения.

№	Наименование критерия
<i>Геолого-физические критерии</i>	
1.	Вязкость нефти
2.	Проницаемость коллектора
3.	Выработанность запасов
<i>Промыслово-технологические критерии</i>	
4.	Объем ПАВ-полимерного раствора
5.	Концентрация ПАВ-полимерного раствора

### 3.3. Определение границ эффективного применения ПАВ-полимерного заводнения на основе трехмерного гидродинамического моделирования

Одними из наиболее важных параметров коллектора, определяющего стратегию разработки, являются проницаемость коллектора и вязкость насыщающего его флюида, т.к. от них зависит скорость притока флюида к скважинам. Это

подтверждается и на синтетических моделях – чем больше соотношение  $k/\mu$ , тем большие объемы нефти можно добыть за одинаковые временные рамки (Рис. 3.3.1).

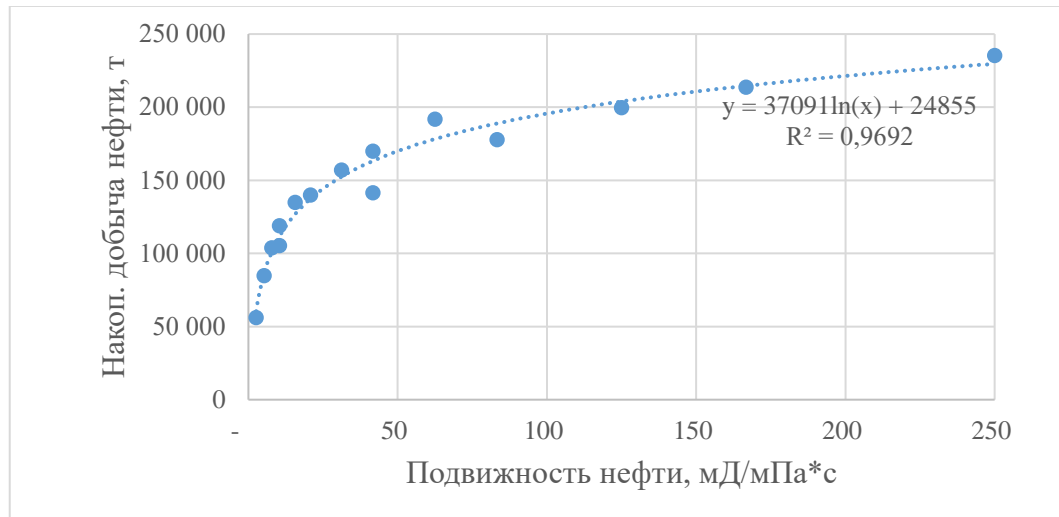


Рисунок 3.3.1 – Зависимость накопленной добычи нефти от подвижности нефти.

Таким образом, при прочих равных условиях чем выше  $k/\mu$ , тем выше накопленная добыча нефти и других показатели разработки (например, накопленная добыча воды и жидкости).

Аналогичная картина наблюдается и для показателя накопленная дополнительная добыча нефти (Рис. 3.3.2) – при прочих равных условиях чем выше  $k/\mu$ , тем выше доп. добыча нефти от ПАВ-полимерного заводнения.

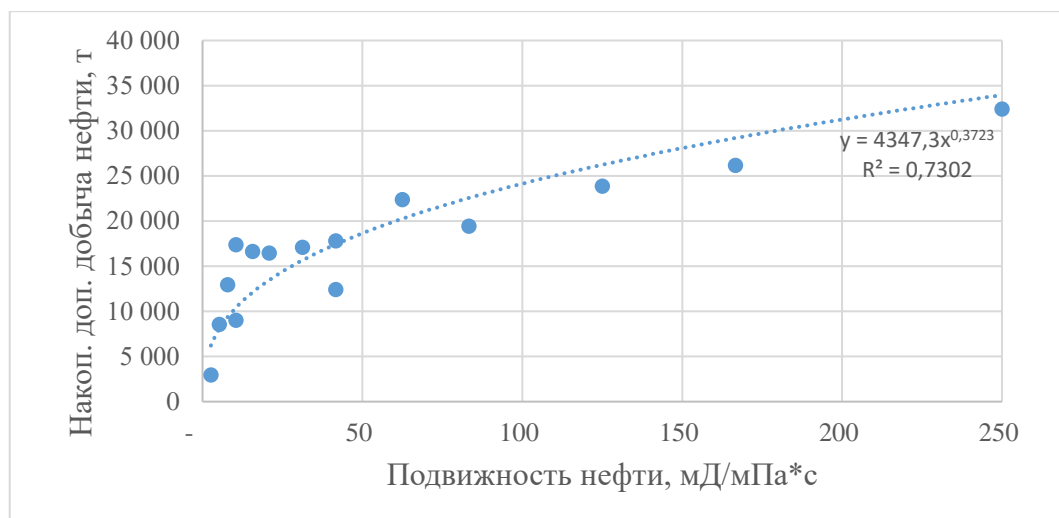


Рисунок 3.3.2 – Зависимость накопленной дополнительной добычи от подвижности нефти.

Что касается количества химпродуктов необходимых для ПАВ-полимерного заводнения, то при прочих равных условиях чем выше  $k/\mu$ , тем меньший объем химии нужен для получения максимального эффекта (Рис. 3.3.3).

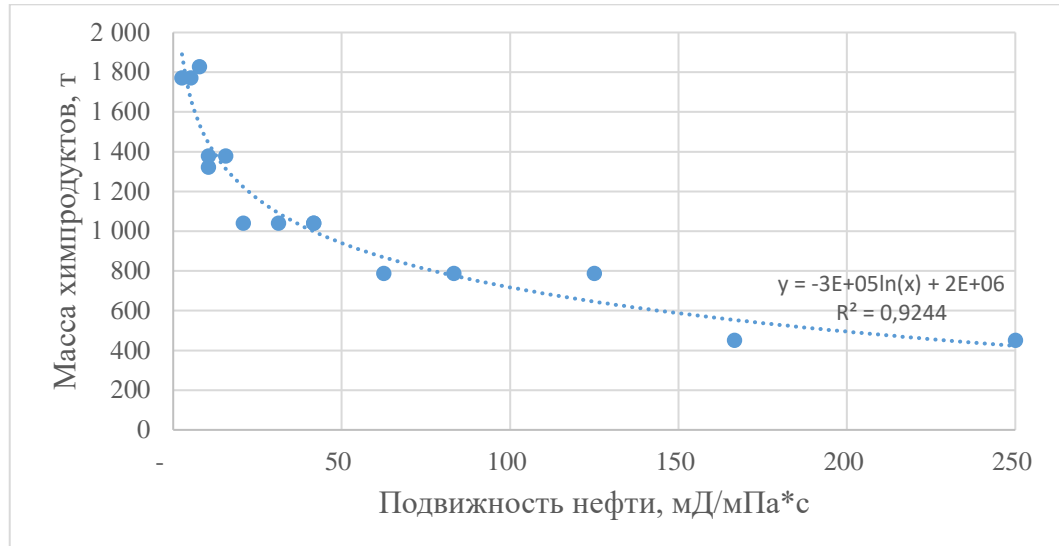


Рисунок 3.3.3 – Зависимость необходимой массы химпродуктов от подвижности нефти.

Построив график технологической эффективности, которая рассчитывается как отношение 1 т дополнительной добычи нефти к 1 т химии, затраченной на ее получение, становится видно зависимость – при прочих равных условиях эффективность ПАВ-полимерного заводнения выше, чем больше  $k/\mu$  (Рис. 3.3.4).

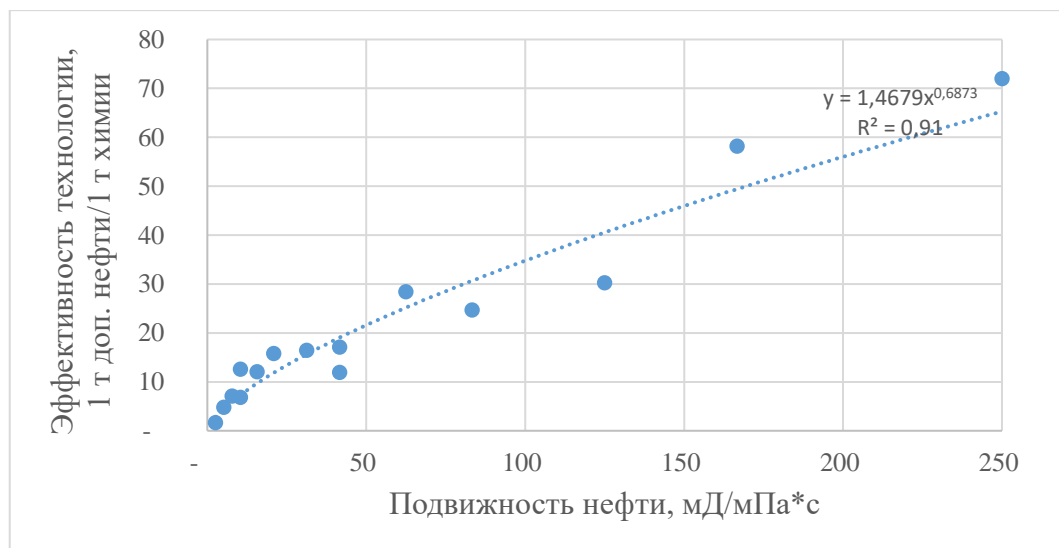


Рисунок 3.3.4 – Зависимость эффективности технологии от подвижности нефти.

Если рассматривать компоненты технологии ПАВ-полимерного заводнения по отдельности, то картина получится следующей: при прочих равных условиях с увеличением  $k/\mu$  влияние ПАВ на эффективность технологии снижается (Рис. 3.3.5), а полимера – увеличивается (Рис. 3.3.6). Это связано с тем, что при высокой вязкости нефти и низкой проницаемости (низкие значения по  $k/\mu$ ) закачивать полимер в пласт в больших количествах проблематично из-за роста давления нагнетания, поэтому на первый план выходят варианты с большими объемами закачки ПАВ (особенно актуально, если ПАВ нефтерастворимый и дополнительно понижает вязкость нефти при закачке). При высоких значениях  $k/\mu$  (высокая проницаемость и низкая вязкость нефти) проблем с ростом давления нагнетания уже нет, проблем с вязкостью нефти нет, и на первый план выходит полимер, который в основном работает на увеличение Кохв.

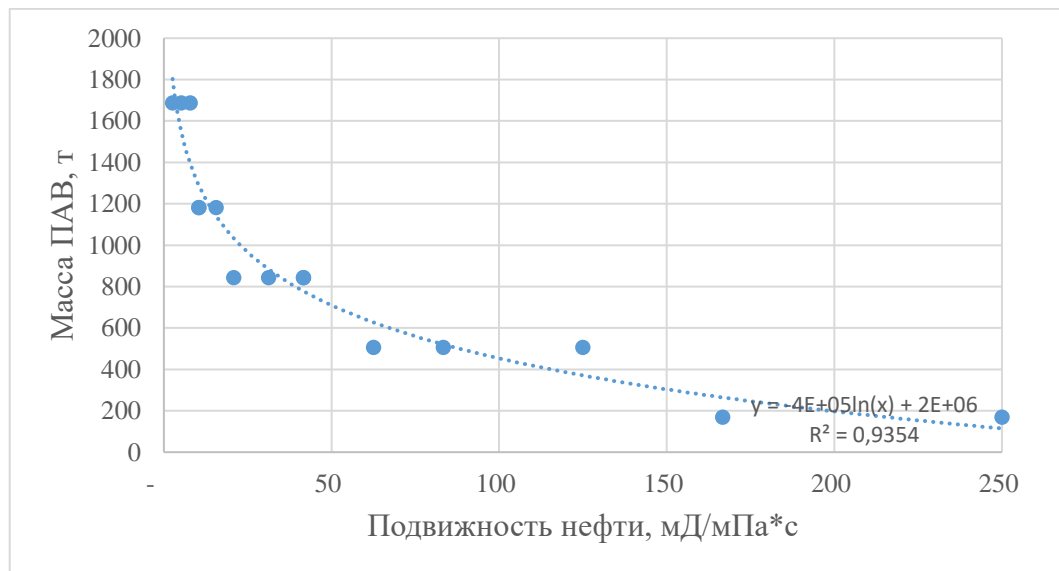


Рисунок 3.3.5 – Зависимость потребления ПАВ от подвижности нефти.

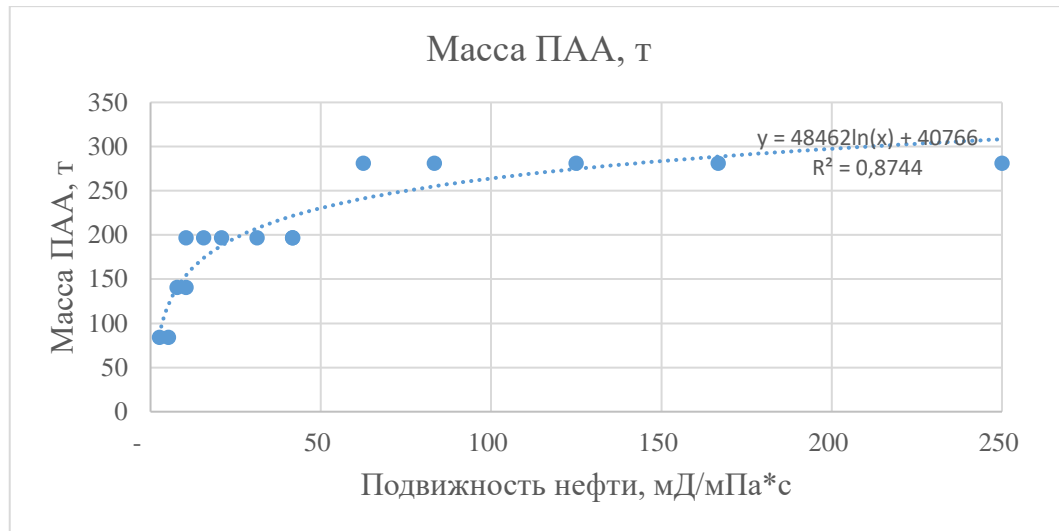


Рисунок 3.3.6 – Зависимость потребления полимера от подвижности нефти.

В данной работе было проведено исследование влияния выработанности запасов на эффективность применения технологии ПАВ-полимерного заводнения. Были выбраны две одинаковые синтетические гидродинамические модели, единственным отличием которых было дата начала закачки ПАВ-полимерной композиции: в одном случае этой дате соответствовала выработанность 74%, в другом – 17,5%.

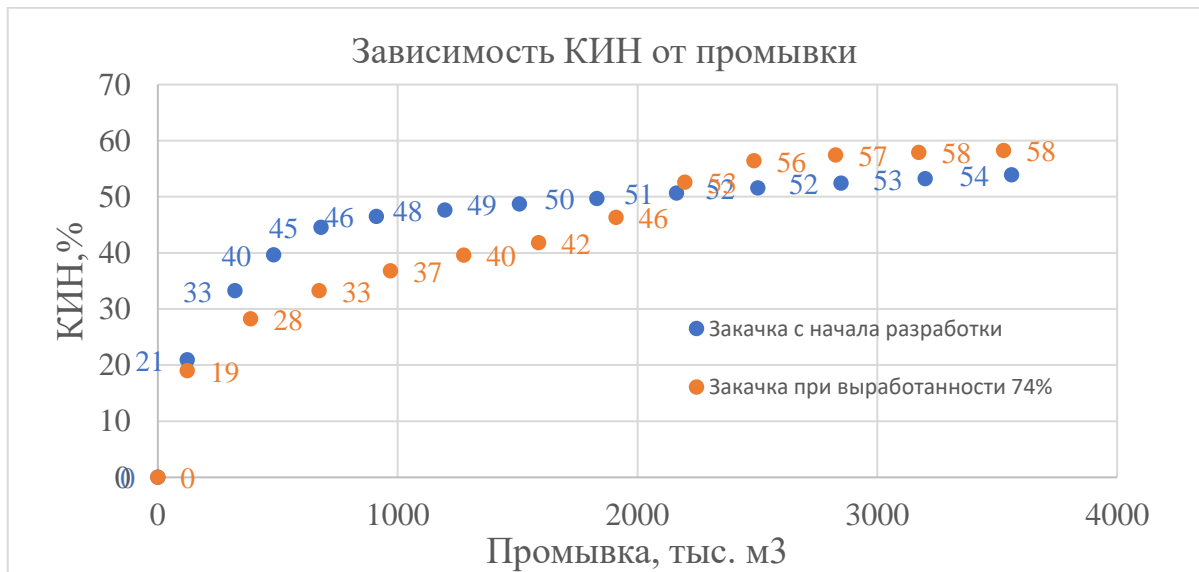


Рисунок 3.3.7 – Изменение КИН при одинаковых условиях в синтетических ГДМ, но разных датах начала закачки ПАВ-полимерного заводнения.

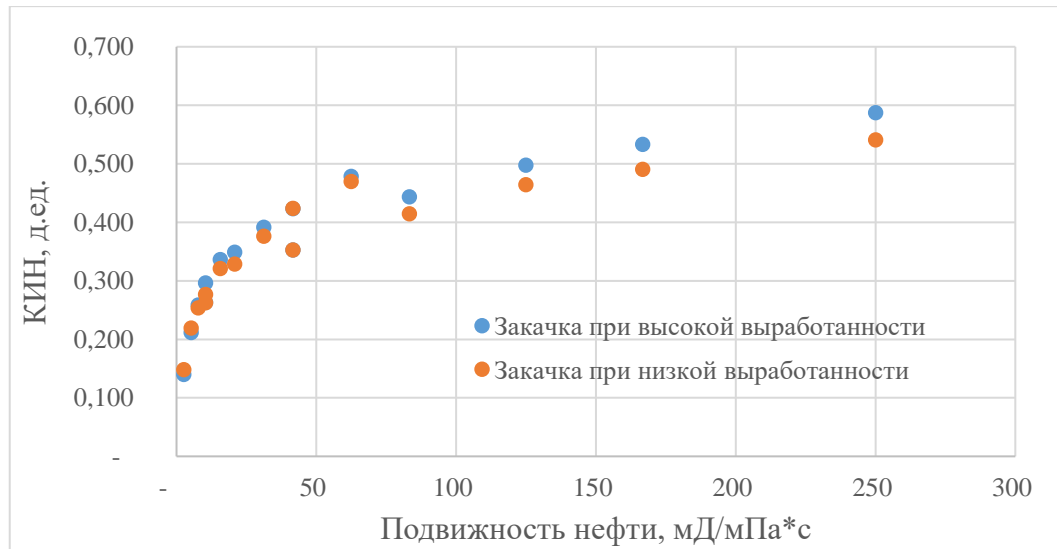


Рисунок 3.3.8 – Сравнение конечных КИН при разных датах начала закачки ПАВ-полимерного заводнения.

Из Рис. 3.3.7 и 3.3.8 сделаны следующие выводы:

1. При закачке раствора при низкой выработанности КИН краткосрочно становится выше, до начала получения эффекта от закачки раствора при высокой выработанности запасов.
2. Конечный КИН варианта закачки раствора при низкой выработанности ниже, чем у варианта при закачке раствора при высокой выработанности.
3. Зависимость конечного КИН от подвижности нефти (Рис. 3.3.8) показывает получение более низкого КИН для вариантов с закачкой раствора при низкой выработанности, по сравнению с вариантами закачки при высокой выработанности.

Такое поведение зависимостей (Рис. 3.3.7 и 3.3.8) объясняется тем, что при закачке ПАВ-полимерного раствора с начала разработки происходит интенсификация добычи нефти за счет уменьшения прорывов воды (воздействие полимером) и изменения смачиваемости (воздействие ПАВ), однако, воздействия на остаточную нефть не происходит, т.е. тот же объем нефти будет добыт с использованием воды с течением большего периода по времени. Более подробно результаты моделирования различных вариантов отражены в Таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Результаты расчетов на синтетических гидродинамических моделях.

Год нача ла зака чки	Кпр, мД	Вязкос ть нефти, мПа*с	к/μ	Выработ анность на начало закачки, %	Конц. ПАА, %	Конц. ПАВ, %	Масса ПАА, т	Масса ПАВ, т	Доп. добыч а нефти, тыс. м3	Эффе ктивн ость (1т нефти/ 1т химии )	Приро ст дебита нефти, м3/сут	Сниже ние обв., д.ед.	Срок эффе кта, лет	Промыв ка, тыс. м3	КИН , д.ед.
2000	250	96	3	14,6	1	0,75	84,38	1687,5	2,94	2	0,8	-0,10	20	167019	0,140
2000	500	96	5	22,6	0,5	0,5	84,38	1687,5	8,56	5	2,9	-0,13	16	473504	0,212
2000	750	96	8	27,8	0,5	0,5	140,63	1687,5	12,95	7	4,4	-0,11	16	872501	0,259
2000	250	24	10	30,9	0,5	0,5	140,63	1181,25	9,03	7	2,2	-0,09	20	443912	0,263
2000	1000	96	10	31,9	0,5	0,5	196,88	1181,25	17,38	13	7,7	-0,12	15	1295591	0,297
2000	1500	96	16	38,2	0,5	0,5	196,88	1181,25	16,63	12	11,3	-0,10	9	2452250	0,337
2000	500	24	21	41,2	0,5	0,5	196,88	843,75	16,44	16	6,5	-0,11	15	971566	0,349
2000	750	24	31	47,4	0,5	0,5	196,88	843,75	17,09	16	10,9	-0,11	13	1655444	0,392
2000	250	6	42	43,9	0,5	0,5	196,88	843,75	12,40	12	3,1	-0,09	20	561117	0,353
2000	1000	24	42	51,9	0,5	0,5	196,88	843,75	17,79	17	16,7	-0,11	9	2417776	0,424
2000	1500	24	63	58,5	0,5	0,5	281,25	506,25	22,39	28	27,7	-0,10	8	3909248	0,479
2000	500	6	83	54,7	0,5	0,5	281,25	506,25	19,45	25	7,7	-0,10	19	1076076	0,444
2000	750	6	125	61,4	0,5	0,5	281,25	506,25	23,85	30	13,6	-0,11	17	1681120	0,498
2000	1000	6	167	67,1	0,5	0,5	281,25	168,75	26,18	58	20,8	-0,11	12	2419010	0,533

2000	1500	6	250	74,3	0,5	0,5	281,25	168,75	32,40	72	36,3	-0,12	7	4008420	0,587
1982	250	96	3	0,8	2,5	1,5	196,88	1687,5	6,19	3	0,8	-0,17	32	155531	0,148
1982	500	96	5	1,5	0,5	0,5	196,88	1687,5	11,55	6	1,3	-0,08	30	435136	0,219
1982	750	96	8	2,3	0,5	0,5	196,88	1181,25	10,87	8	3,0	-0,12	26	885992	0,254
1982	250	24	10	3,0	0,5	0,5	140,63	1181,25	8,47	6	2,5	-0,09	28	450151	0,262
1982	1000	96	10	3,0	0,5	0,5	196,88	1181,25	9,35	7	4,6	-0,12	20	1411579	0,277
1982	1500	96	16	4,5	0,5	0,5	281,25	843,75	10,33	9	9,2	-0,14	16	2453778	0,321
1982	500	24	21	6,0	0,5	0,5	196,88	843,75	7,96	8	4,9	-0,12	18	1041338	0,329
1982	750	24	31	7,6	0,5	0,5	281,25	843,75	10,68	9	9,5	-0,13	18	1626351	0,376
1982	250	6	42	8,5	0,5	0,5	140,63	843,75	12,39	13	12,6	-0,10	17	561129	0,353
1982	1000	24	42	8,9	0,5	0,5	196,88	506,25	17,86	25	14,1	-0,14	14	2427409	0,424
1982	1500	24	63	8,5	0,5	0,5	196,88	506,25	18,94	27	29,9	-0,16	10	4048566	0,470
1982	500	6	83	13,6	0,5	0,5	196,88	506,25	7,82	11	8,5	-0,10	15	1116280	0,415
1982	750	6	125	15,1	0,5	0,5	281,25	168,75	10,39	23	19,9	-0,11	15	1648940	0,465
1982	1000	6	167	16,7	0,5	0,5	281,25	168,75	8,94	20	29,9	-0,11	14	2313707	0,491
1982	1500	6	250	17,5	0,5	0,5	281,25	168,75	13,77	31	25,3	-0,11	10	3681140	0,541

### 3.4. Формирование комплексного критерия применимости ПАВ-полимерного заводнения

Для формирования комплексного критерия применимости ПАВ-полимерного заводнения первым этапом необходимо провести нормализацию критериев, т.е. привести критерии к единой шкале от 0 до 1. Для этого будет применяться следующее выражение:

$$F(p_i) = \frac{Q(p_i)}{Q_{max}}$$

где  $F(p_i)$  – значение нормализованного параметра  $p$ ,  $Q(p_i)$  – исходное значение параметра  $p$ ,  $Q_{max}$  – максимальное из всех значений параметра  $p$ .

На рисунке 3.4.1 показана зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от  $k/\mu$ .

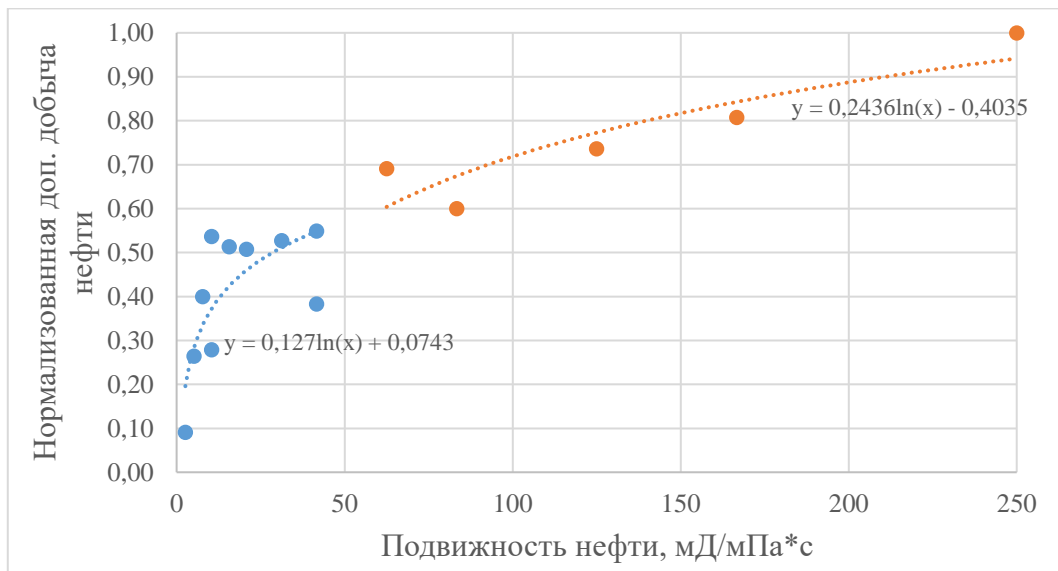


Рисунок 3.4.1 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от подвижности нефти.

Анализ представленной зависимости позволяет сделать следующие выводы:

1. ПАВ-полимерное заводнение эффективно в рассматриваемом диапазоне отношения  $k/\mu$  (от 3 до 250).

2. Максимальная эффективность достигается при максимальных значениях (250) исследуемых отношений  $k/\mu$ .

3. Высокие значения отношения  $k/\mu$  характеризуются высокой эффективностью по причине более высокой скорости движения ПАВ-полимерного раствора по пласту-коллектору, а значит и взаимодействие с большим объемом нефти.

4. Аппроксимация критерия  $F_{k/\mu}$ :

$$F_{k/\mu} = \begin{cases} y = 0,127 \ln(k/\mu) + 0,0743, & k/\mu < 50 \\ y = 0,2436 \ln(k/\mu) - 0,4035, & k/\mu \geq 50 \end{cases}$$

где  $k/\mu$  - отношение проницаемости к вязкости нефти.

На рисунке 3.4.2 показана зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от выработанности запасов.

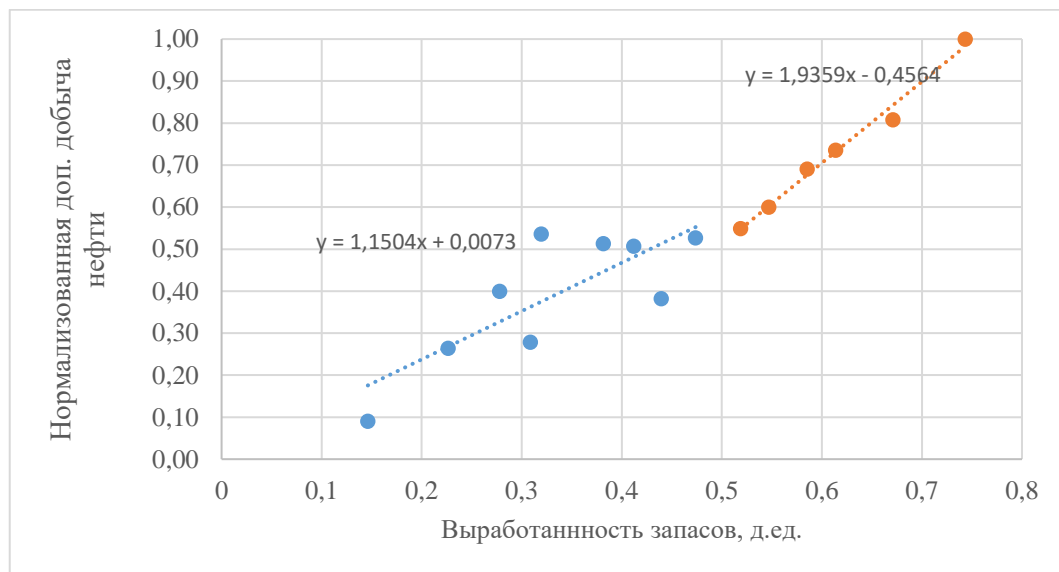


Рисунок 3.4.2 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от выработанности запасов.

Анализ представленной зависимости позволяет сделать следующие выводы:

1. ПАВ-полимерное заводнение эффективно в рассматриваемом диапазоне выработанности запасов (от 0,15 до 0,75).

2. Эффективность ПАВ-полимерного заводнения растет с ростом выработанности и достигает максимума при максимальных значениях (0,75) исследуемого диапазона.

3. Высокие значения выработанности характеризуются высокой эффективностью по причине взаимодействия ПАВ-полимерного раствора с тем объемом нефти, который не будет вытеснен при традиционном заводнении.

4. Аппроксимация критерия  $F_{or}$ :

$$F_{or} = \begin{cases} y = 1,1504or + 0,0073, & or < 0,50 \\ y = 1,9359or - 0,4564, & or \geq 0,50 \end{cases}$$

где  $or$  – выработанность запасов нефти на момент начала ПАВ-полимерного заводнения.

На рисунке 3.4.3 показана зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от отношения вязкости нефти к вязкости воды  $\mu_n/\mu_v$ .

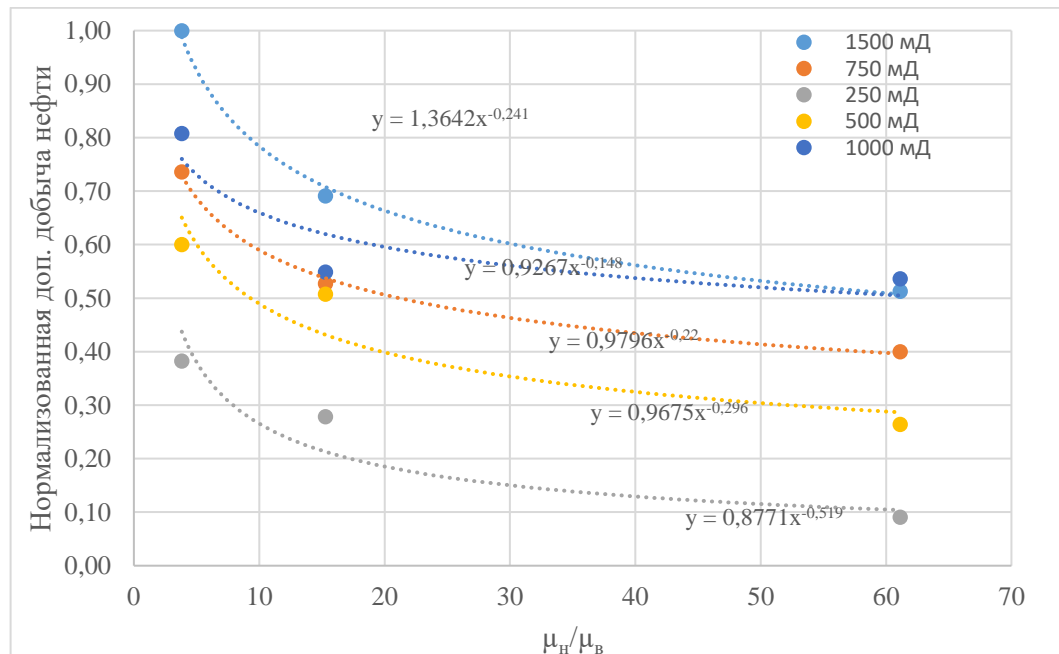


Рисунок 3.4.3 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от отношения  $\mu_n/\mu_v$ .

Анализ представленной зависимости позволяет сделать следующие выводы:

1. ПАВ-полимерное заводнение эффективно в рассматриваемом диапазоне отношения  $\mu_n/\mu_v$  (от 4 до 62).

2. Эффективность ПАВ-полимерного заводнения падает с ростом отношения  $\mu_n/\mu_v$  и достигает максимума при минимальных значениях (4) исследуемого диапазона.

3. Низкие значения отношения  $\mu_n/\mu_v$  характеризуются высокой эффективностью по причине благоприятного соотношения вязкости нефти и раствора ПАВ-полимерного раствора, а именно меньше 1.

4. Аппроксимация критерия  $F_\mu$ :

$$F_\mu = \begin{cases} y = 1,3642(\mu_n/\mu_v)^{-0,241}, & K_{пр} = 1500 \text{ мД} \\ y = 0,9267(\mu_n/\mu_v)^{-0,148}, & K_{пр} = 1000 \text{ мД} \\ y = 0,9796(\mu_n/\mu_v)^{-0,22}, & K_{пр} = 750 \text{ мД} \\ y = 0,9675(\mu_n/\mu_v)^{-0,296}, & K_{пр} = 500 \text{ мД} \\ y = 0,8771(\mu_n/\mu_v)^{-0,519}, & K_{пр} = 250 \text{ мД} \end{cases}$$

где  $\mu_n/\mu_v$  – отношение вязкости нефти к вязкости воды,  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости пласта.

На рисунке 3.4.4 показана зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от коэффициента проницаемости пласта.

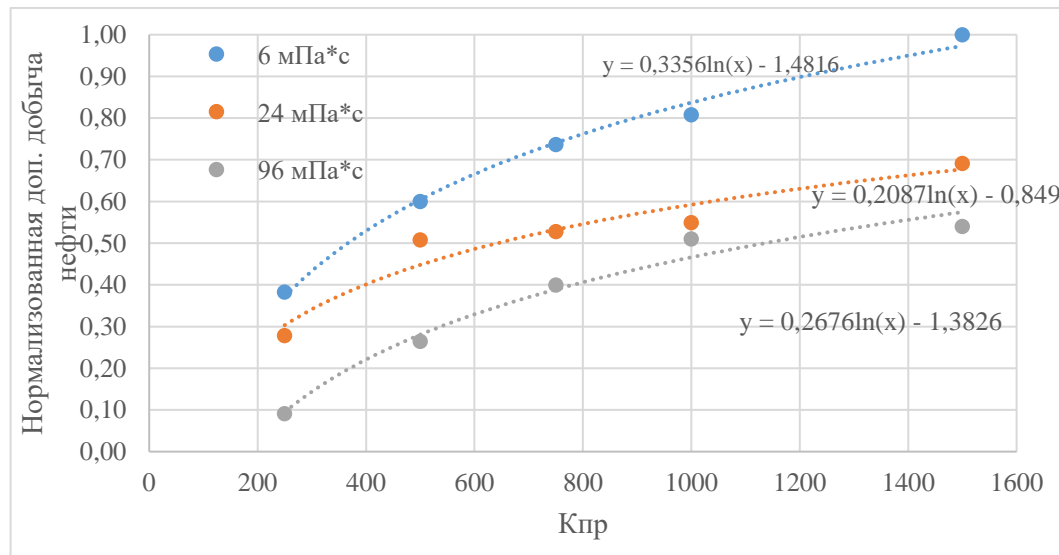


Рисунок 3.4.4 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от коэффициента проницаемости пласта.

Анализ представленной зависимости позволяет сделать следующие выводы:

1. ПАВ-полимерное заводнение эффективно в рассматриваемом диапазоне коэффициента проницаемости (от 250 до 1500 мД).

2. Эффективность ПАВ-полимерного заводнения растет с ростом коэффициента проницаемости и достигает максимума при максимальных значениях (1500 мД) исследуемого диапазона.

3. Высокие значения коэффициента проницаемости характеризуются высокой эффективностью по причине более высокой скорости движения ПАВ-полимерного раствора по пласту-коллектору, а значит и взаимодействие с большим объемом нефти при условии одинаковой скорости деструкции полимера.

4. Аппроксимация критерия  $F_{perm}$ :

$$F_{perm} = \begin{cases} y = 0,3356 \ln(K_{пр}) - 1,4816, & \mu_n = 6 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ y = 0,2087 \ln(K_{пр}) - 0,849, & \mu_n = 24 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ y = 0,2676 \ln(K_{пр}) - 1,3826, & \mu_n = 96 \text{ мПа} \cdot \text{с} \end{cases}$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости,  $\mu_n$  – вязкости нефти в пластовых условиях.

На рисунке 3.4.5 показана зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от закачанного порового объема раствора.

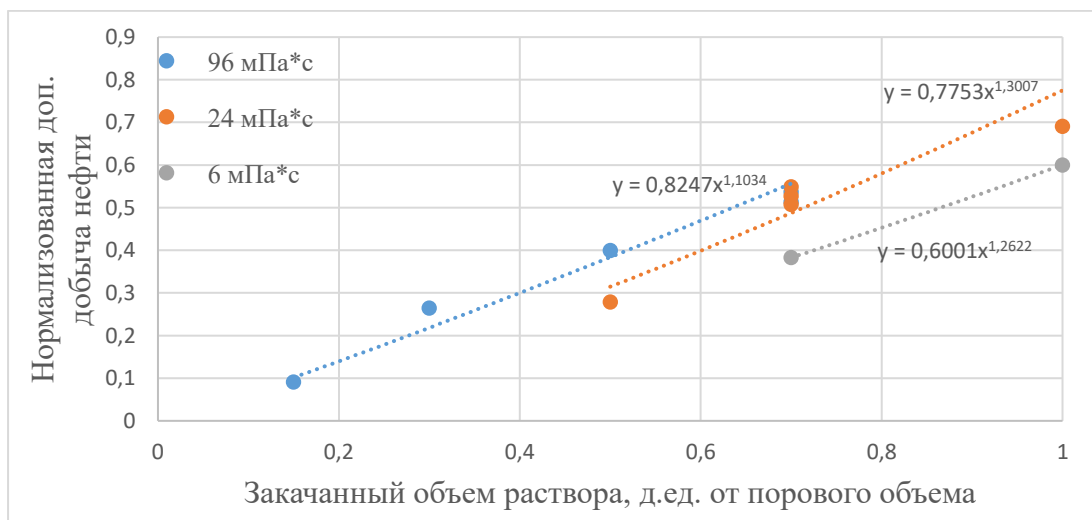


Рисунок 3.4.5 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от закачанного порового объема раствора.

Анализ представленной зависимости позволяет сделать следующие выводы:

1. ПАВ-полимерное заводнение эффективно в рассматриваемом диапазоне закачиваемого объема раствора (от 0,1 до 1 д.ед.).
2. Эффективность ПАВ-полимерного заводнения растет с ростом объемов закачанного объема раствора и достигает максимума при максимальных значениях (1 д.ед.) исследуемого диапазона.
3. Высокие значения объемов закачанного раствора характеризуются высокой эффективностью по причине более взаимодействия с большим объемом нефти.
4. Аппроксимация критерия  $F_{inj}$ :

$$F_{inj} = \begin{cases} y = 0.60001V^{1.2622}, & \mu_n = 6 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ y = 0,7753V^{1.3007}, & \mu_n = 24 \text{ мПа} \cdot \text{с} \\ y = 0,8247V^{1.1034}, & \mu_n = 96 \text{ мПа} \cdot \text{с} \end{cases}$$

где  $V$  – объем закачки в д.ед. от порового объема,  $\mu_n$  – вязкости нефти в пластовых условиях.

Вышеописанный анализ наглядно демонстрирует наличие влияния геолого-физических параметров пласта на успешность ПАВ-полимерной технологии. Следует отметить, что на эффективность технологии влияет и состав химических продуктов, поэтому для других составов уравнения могут измениться. Для получения комплексного параметра применения технологии ПАВ-полимерного заводнения предлагается воспользоваться мультипликативной сверткой:

$$F_c = (F_{or} \cdot F_{k/\mu} \cdot F_{inj})^{1/3},$$

где  $F_c$  – комплексный геолого-физический параметр применения технологии ПАВ-полимерного заводнения.

### 3.5. Выводы по главе 3

1. В рамках проведенных исследований влияния критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения на эффективность технологии на основе расчетов на синтетических гидродинамических моделях получены зависимости дополнительной

добычи нефти от рассматриваемых параметров. Полученные результаты и поведение зависимостей не противоречат исследованиям, описанных в литературе, а дополняют их в части применения к терригенным коллекторам на объектах разработки РТ.

2. В результате проведения нормализации полученных результатов по параметрам и осреднения их предложен комплексный геолого-физический параметр применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения. Наличие такого критерия позволяет выполнить экспресс-оценку применимости технологии на интересующем объекте разработки.

## **4. АПРОБАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ**

### **4.1. Общее описание процедуры апробации**

Процесс проектирования и прогнозирования эффективности ПАВ-полимерного заводнения состоит из следующих этапов:

1. Разработка критериев применимости технологии и выбор типичного участка, для детализированной оценки применимости методик [67].
2. Подбор реагентов, лабораторные исследования их свойств.
3. Фильтрационные исследования на керне и их моделирование [37].
4. Масштабирование результатов фильтрационных исследований [36].
5. Гидродинамическое моделирование участка заводнения ПАВ-полимерным раствором [134].
6. Проведение многовариантных расчетов для определения оптимального сценария химического заводнения [39].
7. Анализ полученных результатов [38], расчет ТЭО.

Первичная разработка критериев составлена на основе обзора литературы (см. главу 1.3), которая затем уточнялась. Алгоритм выбора участка для ПАВ-полимерного заводнения представлен на Рис. 4.1.1. Принцип выполнения фильтрационных исследований на керне и их моделирование описан в главе 2.5, масштабирование результатов фильтрационных исследований – в главе 2.6, гидродинамическое моделирование участка заводнения ПАВ-полимерным раствором – в главе 4.2-4.4, анализ полученных результатов – в главе 4.5.

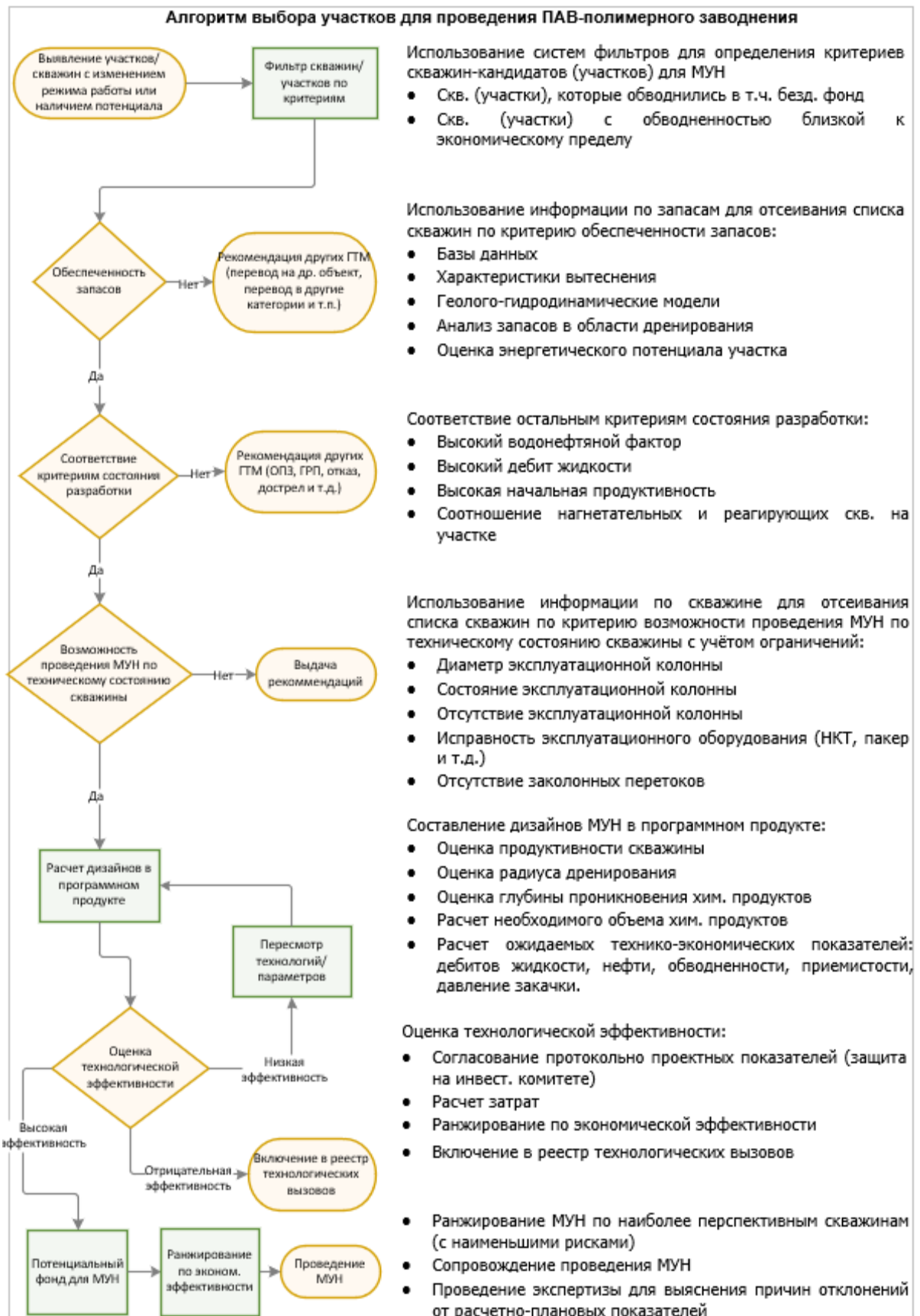


Рисунок 4.1.1 – Алгоритм выбора участка для ПАВ-полимерного заводнения.

## **4.2. Геолого-физические характеристики объекта воздействия**

Потенциальным объектом испытания технологии ПАВ-полимерного заводнения выбрана одна из залежей Ромашкинского месторождения на продуктивном объекте терригенных отложений нижнего карбона.

Ромашкинское месторождение представляет собой типичное многопластовое месторождение платформенного типа, характеризующееся наличием доказанной нефтеносности и битуминозности в широком диапазоне осадочных толщ от живецких до казанских отложений. В разрезе осадочных толщ было обнаружено наличие нефтеносности в 22 горизонтах девона и карбона, из которых притоки нефти получены из 18 горизонтов (Рис. 4.2.1). Тем не менее, промышленная значимость этих горизонтов значительно варьируется.

В тектоническом отношении залежь связана с небольшими структурами в восточной части Альметьевской структурной террасы. Отдельные скопления нефти объединены в участки, приуроченные к валлообразным поднятиям субмеридиального простирания. Пласты в пределах залежи характеризуются спокойным и относительно пологим залеганием с постепенным погружением слоев с юга на север и с запада на восток. Залежь пластово-сводового типа, которая содержит литологические осложнения из-за присутствия значительных участков замещения пластов-коллекторов глинистыми разностями в разных частях структур.

Всего в пределах залежи выделено семь блоков. На эродированной поверхности кристаллического фундамента располагается осадочная толща, которая включает девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения. Рассматриваемая залежь нефти связана с терригенными отложениями нижнего карбона. Средняя глубина залегания продуктивных коллекторов составляет 1128 метров.

В образовании терригенной толщи участвуют песчаники, алевролиты, аргиллиты и углисто-глинистые известняки. Кроме того, внутри терригенной толщи также выделяются дополнительные глинистые пласты, которые используются при

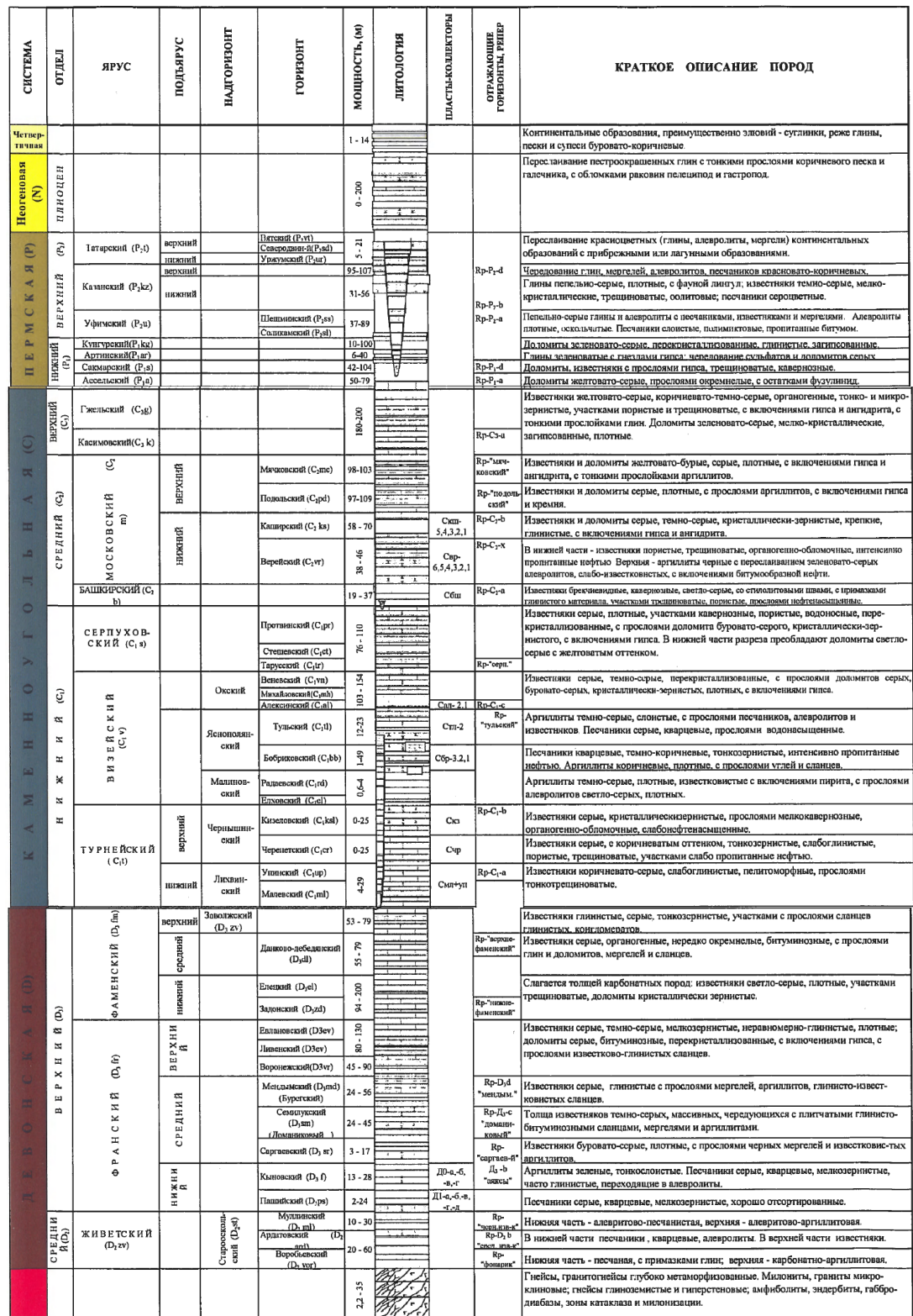
более детальном анализе разрезов. Отложения исследуемого горизонта в пределах залежи представлены четырьмя продуктивными пластами.

Разрез исследуемого горизонта характеризуется относительно однородной структурой. В продуктивной части разреза коэффициент песчанистости составляет 0,588, а коэффициент расчлененности составляет всего 1,4.

Определение ВНК осуществлялось на основе данных о бурении и эксплуатации скважин, а также результатов промыслово-геофизических исследований. Из общего числа 2634 скважин, пробуренных в залежи, ВНК был обнаружен в 126 из них. ВНК в отдельных скважинах варьирует в диапазоне от -773,2 метра до -882,9 метра, со средним значением ВНК для залежи составляющим -866,8 метра. По блокам средняя отметка ВНК различается не столь значительно – от -837,6 м по пятому блоку до -873,1 м по второму блоку.

Площадь нефтеносности пластов исследуемого горизонта с закономерным увеличением доли ВНЗ уменьшается вниз по разрезу. Все пласты исследуемого горизонта образуют единую гидродинамическую систему, что подтверждается как единым ВНК, так и наличием зон слияний между ними. Коэффициент связанности между пластами изменяется от 0,494 до 0,639. В случае раздельного залегания пластов толщины глинистых перемычек между ними составляют в среднем 2,2 м.

Средняя общая толщина исследуемого горизонта составляет 24,1 метра, с вариацией в диапазоне от 3,0 м до 43,8 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 18,9 м, а водонасыщенная толщина – 9,1 м. Однако эффективные толщины существенно меньше и составляют в среднем: общая эффективная толщина – около 4,8 м, нефтенасыщенная эффективная толщина – около 4,1 м, а водонасыщенная эффективная толщина – около 3,8 м.



Коллекторские свойства пластов и все другие параметры определялись по зависимостям, полученным для всех терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения лабораторным моделированием процесса вытеснения на установке по исследованию проницаемости кернов.

Анализ фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов проведен на основе данных промысловой геофизики, полученных из 648 скважин (1258 пластовых пересечений). Пористость в пластах-коллекторах и по скважинам варьирует от 12,5% до 32,4%, со средним значением по залежи 22,2%. Нефтенасыщенность колеблется от 68,0% до 90,5%, со средним значением 83,1%. Проницаемость варьирует от 0,030 мкм<sup>2</sup> до 5,006 мкм<sup>2</sup>, со средним значением 1,190 мкм<sup>2</sup> (таблица 4.2.2).

Таблица 4.2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Насыщенность связанной водой, д.ед.
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт	95	128	75	75
	Кол-во определений, шт	878	1557	722	722
	Среднее значение	1,160	0,234	0,845	0,155
	Коэфф. вариации, д.ед.	1,167	0,178	0,143	0,782
	Интервал изменения	0,028-9,219	0,089-0,366	0,406-0,989	0,011-0,594
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт	645	648	619	не опр.
	Кол-во определений, шт	1256	1258	1222	не опр.
	Среднее значение	1,190	0,222	0,831	не опр.
	Коэфф. вариации, д.ед.	0,975	0,149	0,063	не опр.
	Интервал изменения	0,030-5,006	0,125-0,324	0,680-0,905	не опр.

### *Смачиваемость пород*

Определение смачиваемости пород проводилось в соответствии с применяемым отраслевым стандартом 39-180-85 «Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород».

Для оценки показателя смачиваемости использовано 217 определений,

проведенных на образцах керна исследуемого горизонта Ромашкинского месторождения. По значению показателя смачиваемости  $M$ , породы классифицируются следующим образом:

- $M = 0-0,2$  – породы гидрофобные;
- $M = 0,21-0,4$  – породы преимущественно гидрофобные;
- $M = 0,41-0,6$  – породы промежуточной смачиваемости;
- $M = 0,61-0,8$  – породы преимущественно гидрофильные;
- $M = 0,81-1,0$  – породы гидрофильные.

Распределение образцов по величине показателя смачиваемости пород исследуемого горизонта представлена в таблице 4.2.3. По анализу данных в таблице можно сделать вывод о наличии широкого спектра смачиваемости пород. Исходя из исследованной выборки, около 60% образцов можно отнести к гидрофильным, примерно 20% образцов к породам с промежуточной смачиваемостью, а остальные образцы относятся к преимущественно гидрофобным и гидрофобным породам.

Таблица 4.2.3 – Распределение образцов по величине показателя смачиваемости пород терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

Объект	Распределение образцов по величине показателя смачиваемости $M$ , шт. (%)				
	0 – 0,2	0,21 - 0,4	0,41 - 0,6	0,61 - 0,8	0,81 - 1,0
Исследуемый горизонт	14 (6,4)	32 (14,7)	44 (20,3)	60 (27,7)	67 (30,9)

### *Кривые капиллярных давлений*

К настоящему моменту на образцах керна терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения снято 124 кривых капиллярного давления. В исследованной коллекции образцов представлены породы, отобранные в 27 скважинах. Для нормирования кривых капиллярного давления использовалась функция Леверетта.

Для вычисления капиллярного давления при заданной водонасыщенности

необходимо использовать функцию Леверетта J. Затем полученное значение J используется вместе с пористостью и проницаемостью объекта (например, пласта или слоя) в расчетной формуле:

$$P_k^{\text{пл}} = (J * \sigma_{\text{в-н}}^{\text{пл}} * \text{Cos}\theta_{\text{пл}}) / (31,011 * \sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}),$$

где  $P_k^{\text{пл}}$  – капиллярное давление в пластовых условиях в системе «нефть-вода»,  $10^{-1}$  МПа; J – значение нормирующей функции;  $\sigma_{\text{в-н}}^{\text{пл}}$  – межфазное натяжение в пластовых условиях на границе раздела «нефть-вода», (30 дн/см);  $\text{Cos}\theta_{\text{пл}}$  – косинус угла смачивания породы в пластовых условиях; 31,011 - коэффициент приведения единиц в единую систему измерения;  $K_{\text{пр}}$  – проницаемость по газу,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $K_{\text{п}}$  – открытая пористость, % к объему породы.

Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды были определены с использованием нормированных кривых капиллярного давления. В расчетах была использована капиллярно-статистическая модель Вилли-Гарднера. Для этих расчетов также использовались параметры, представленные в таблице 4.2.4, и аналитическая зависимость  $J = f(S_w)$ .

Таблица 4.2.4 – Параметры, использованные при расчёте ОФП для терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

Пористость, %	Проницаемость по воздуху, * $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Содержание связанной воды, %	Неснижаемая остаточная нефтенасыщенность, %
22,9*	1433*	12,6**	30,1**

\* - данные ГИС

\*\* - данные лабораторного моделирования процесса вытеснения

### *Коэффициенты вытеснения нефти водой*

Моделирование проведено на 88 образцах керна, отобранного из 18 скважин. Моделирование проводилось без противодействия при пластовой температуре и при соотношении вязкостей нефти и воды близком пластовому. В качестве вытесняющего

агента использовалась синтетическая вода, а модель нефти готовилась на основе обезвоженной и очищенной на центрифуге поверхностной нефти разбавлением её до вязкости 20-30 мПа\*с очищенным керосином. Нагнетание 10-12 поровых объёмов воды велось при линейной скорости 1-2 м/сут.

Нефтеводонасыщенность образцов керна после завершения заводнения определялась экстракционно-дистилляционным способом. С учётом зависимостей начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по воздуху расчётное уравнение для коэффициента вытеснения будет иметь следующий вид:

$$K_{\text{выт}} = 1 - 1,2538 \cdot K_{\text{пр}}^{-0,1779},$$

Где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти, д.ед.,  $K_{\text{пр}}$  – проницаемость по воздуху,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В таблице 4.2.5 приведена усреднённая характеристика вытеснения по исследованным образцам.

Таблица 4.2.5 – Характеристика вытеснения нефти водой для пород терригенных отложений нижнего карбона Ромашкинского месторождения.

Наименование	Проницаемость по воздуху, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Содержание остаточной воды, д. ед.	Нефтенасыщенность, д. ед.		Коэффициент вытеснения, д. ед.	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	
			начальная	остаточная		для воды при остаточной нефтенасыщенности	Для нефти при начальной водонасыщенности
Кол-во определений	88	88	88	88	88	87	81
Среднее значение	618 (геом.)	0,187	0,813	0,330	0,579	6,68 (геом.)	103,8 (геом.)
Интервал изменения	13 - 4733	0,015 - 0,528	0,472 - 0,985	0,174 - 0,516	0,000 - 0,79	0,02 - 631	0,19 - 1761

#### *Свойства и состав нефти, газа и воды*

Для изучения физико-химических свойств нефти в условиях пласта и на

поверхности было проведено исследование с использованием пластовых проб. Пробы были взяты с помощью глубинных пробоотборников типа ПД-3 и проанализированы на установках УИПН-2 и АСМ-300 в соответствии с общепринятой методикой. Для измерения вязкости нефти использовались вискозиметр ВВДУ (высокого давления универсальный) и капиллярный вискозиметр типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась методом пикнометрии. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы анализировался на хроматографах.

В общей сложности было проанализировано 87 пластовых и 87 поверхностных проб на Ромашкинском месторождении. При расчете средних значений параметров были исключены данные анализов некачественно отобранных проб. Ниже представлена краткая характеристика нефти по различным горизонтам.

Для изучения свойств нефти исследуемого горизонта в пластовых условиях были взяты пробы из 28 скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные из анализа 87 проб, следующие: давление насыщения составляет 3,8 МПа, газосодержание - 16,4 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент равен 1,048, а динамическая вязкость - 23,5 мПа\*с (Таблица 4.2.6). Результаты этих анализов были использованы при обобщении данных и расчете средних значений параметров. Плотность нефти в пласте составляет 868,0 кг/м<sup>3</sup>, а после сепарации - 899,0 кг/м<sup>3</sup>. Из результатов анализа поверхностных проб известно, что нефть терригенных отложений нижнего карбона является тяжелой, с массовой долей серы 2,3%, и относится к высокосернистым типам нефти.

В исследуемом горизонте Ромашкинского месторождения водоносными являются пласты песчаников и алевролитов. Дебиты скважин, которые проявляют воду в процессе испытаний, варьируются от 18 до 61 м<sup>3</sup>/сут при понижении уровня на глубину от 200 до 300 м от устья скважин. Статистические уровни вод при их естественном режиме устанавливаются на глубинах 100 – 180 м (с абсолютными отметками от +40 м до +20 м). Первоначальные пластовые давления в водоносных пластах-коллекторах варьируются от 9,8 до 12,0 МПа и выше, в зависимости от

глубины погружения. Воды, характерные для этих отложений, являются напорными.

Таблица 4.2.6 – Свойства нефти, газа, конденсата и воды.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Нефть				
Давление насыщения газом, МПа	28	87	2,3-5,2	3,8
Газосодержание, при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	28	87	13,3-17,9	16,4
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, д. ед.	28	87	1,027-1,064	1,048
Суммарное газосодержание, м <sup>3</sup> /т	не опр.	не опр.		не опр.
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	28	87	858,0-877,0	868,0
Вязкость, мПа*с	28	87	15,8-36,5	23,5
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	28	87	1,0376	1,0376

Пластовые воды исследуемого горизонта Ромашкинского месторождения относятся к хлоридно-натриевому типу по их химическому составу. Общая минерализация этих вод колеблется в диапазоне от 211 до 245 кг/м<sup>3</sup>. Плотность воды варьирует от 1177 до 2243 кг/м<sup>3</sup>. В составе пластовых вод терригенных отложений нижнего карбона присутствуют следующие микрокомпоненты (в кг/м<sup>3</sup>): йод - от 4 до 9, бром - от 305 до 486, бор - от 14 до 52, аммоний - от 150 до 183. Растворенный газ в пластовых водах в основном состоит из азота (97,9%), а также содержит небольшие количества метана (1,4%), этана (0,3%) и углекислого газа (0,4%). Газосодержание в воде изменяется в диапазоне от 0,04 до 0,09 м<sup>3</sup>/т.

Вязкость пластовых вод составляет в среднем 1,63 мПа\*с. Температура воды изменяется в небольших пределах – от 24<sup>0</sup> до 25<sup>0</sup> С. Пластовые воды исследуемого горизонта метаморфизованные, но более повышенной сульфатностью, чем воды

верхнего девона. Содержание сульфат-иона колеблется от 4,4 до 8,9 моль/м<sup>3</sup>.

Средняя вязкость пластовых вод исследуемого горизонта составляет около 1,63 мПа\*с. Температура воды варьирует в узком диапазоне от 24° до 25°С. Пластовые воды данного горизонта являются метаморфизованными и обладают более высоким содержанием сульфат-иона по сравнению с водами верхнего девона. Содержание сульфат-иона в пластовых водах колеблется от 4,4 до 8,9 моль/м<sup>3</sup>.

#### **4.3. Адаптация гидродинамической модели участка апробации к истории разработки**

Для наиболее достоверного моделирования процесса закачки выполнена экспертиза геологической модели и адаптация гидродинамической модели к истории разработки. Расхождение основных параметров ГДМ от фактических данных не составляет более 5%, что свидетельствует о высоком качестве исходной модели.

Для достижения максимальной достоверности принято решение о моделировании закачки на всей залежи, без выделения отдельного сектора, чтобы не нарушать потоки через границы исследуемого участка. Однако, в дальнейшем будет описан анализ только подобранного для исследований участка (Таблица 4.2.1).

Сетка модели была использована 25\*25м по горизонтали и 0,4м по вертикали для повышения точности описания физико-химических процессов. Моделирование проводилось в гидродинамическом симуляторе tНавигатор с использованием двухфазной изотермической модели (нефть, вода и растворенный газ). Адаптация гидродинамической модели к истории разработки является важнейшей процедурой в процессе моделирования [175], так как от качества получаемых на этом этапе результатов зависит степень достоверности прогнозных показателей дальнейшей разработки объекта. Адаптация модели к истории разработки проводилась по общепринятым подходам, когда выделяют этапы глобальной и локальной адаптации [111; 119] и включало следующие этапы:

- адаптация пластовых давлений к фактическим;

- адаптация динамики дебитов;
- сопоставление накопленных показателей;
- сопоставление динамики забойных давлений.

В этой работе адаптация пластового давления к фактическим показателям была проведена путем корректировки размера водоносного горизонта и проницаемости. Был проведен анализ чувствительности этих параметров, в ходе которого были найдены оптимальные значения для них.

На этапе глобальной адаптации модели важным моментом является правильное определение относительных проницаемостей [163]. Это особенно необходимо при моделировании ПАВ-полимерного заводнения, поскольку оно значительно влияет на оценку его эффективности [146]. В зависимости от относительной проницаемости воды и нефти в сочетании с неоднородностью структуры коллектора могут появиться языковые прорывы воды. Этот «негативный» эффект можно нивелировать путем закачки полимера, тем самым увеличивая коэффициент охвата. Поэтому было решено не изменять конечные точки кривых относительной проницаемости, а в рамках адаптации настраивался их наклон. Полученные кривые ОФП представлены на рисунке 4.3.2.

Следующим этапом адаптации было задание трендов проницаемости для моделирования как обводненности скважин, так и коэффициента влияния нагнетательных скважин. Для повышения качества данного вида работ был проведен ретроспективный анализ скважин. В первом случае рассматривается влияние нагнетательных скважин на основе прихода разных трассеров от разных нагнетательных к добывающим скважинам, а во втором – расчет влияния нагнетательных скважин на добычу, в сравнении с фактом.

Также в рамках адаптации настраивались коэффициенты продуктивности скважин и общее видение течения флюида на участке. Результаты адаптации приведены в таблице 4.3.2 и на рисунке 4.3.3-4.

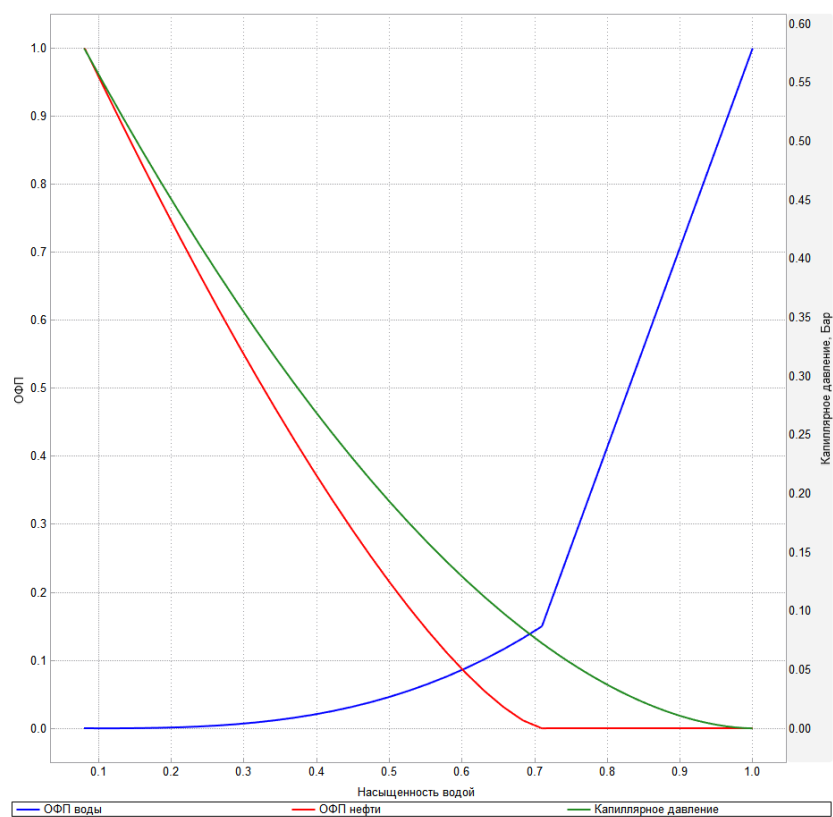


Рисунок 4.3.2 – Адаптированные кривые ОФП, использованные в ГДМ.

Таблица 4.3.2 – Результаты адаптации гидродинамической модели к истории разработки.

Параметры	Отклонение от фактических показателей, %
Отклонение по накоп. нефти	0,27%
Отклонение по накоп. воде	0,14%
Отклонение по накоп. жидкости	0,01%
Отклонение по дебиту нефти	7,74%
Отклонение по дебиту воды	1,05%
Отклонение по дебиту жидкости	0,0%
Отклонение по приемистости	0,0%

После того, как были достигнуты удовлетворительные результаты адаптации ГДМ к истории разработки, следующим этапом стало моделирование прогнозных вариантов.

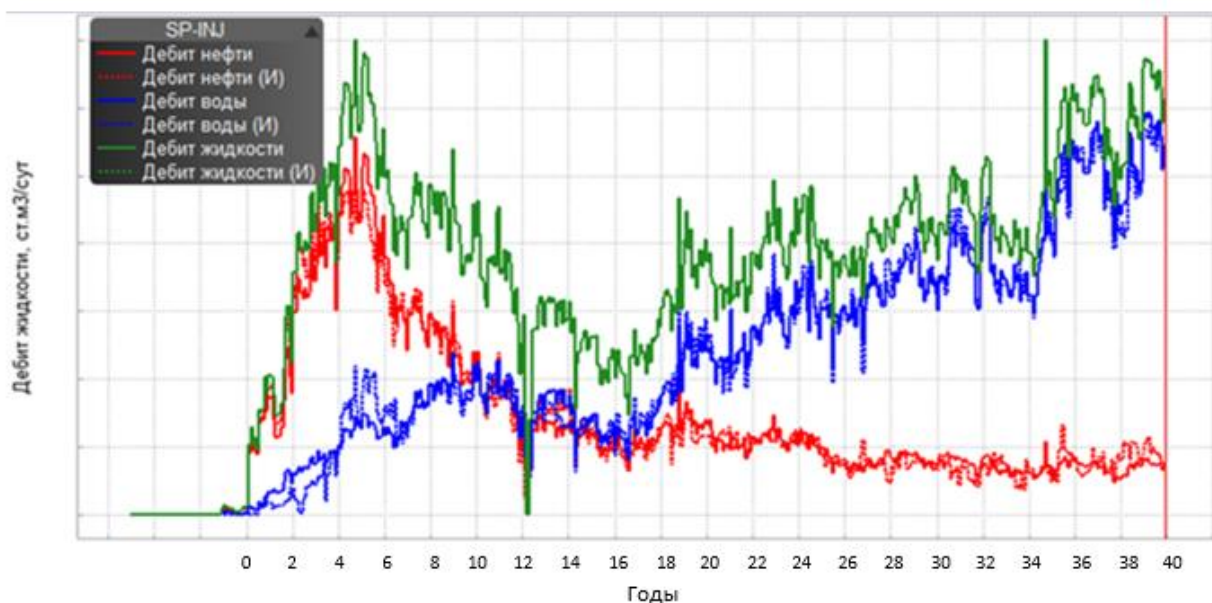


Рисунок 4.3.3 – Адаптация дебитов нефти (красная пунктирная линия – фактические значения, красная сплошная – расчетные), воды (синяя пунктирная линия – фактические значения, синяя сплошная – расчетные) и жидкости (зеленая пунктирная линия – фактические значения, зеленая сплошная – расчетные) по участку.

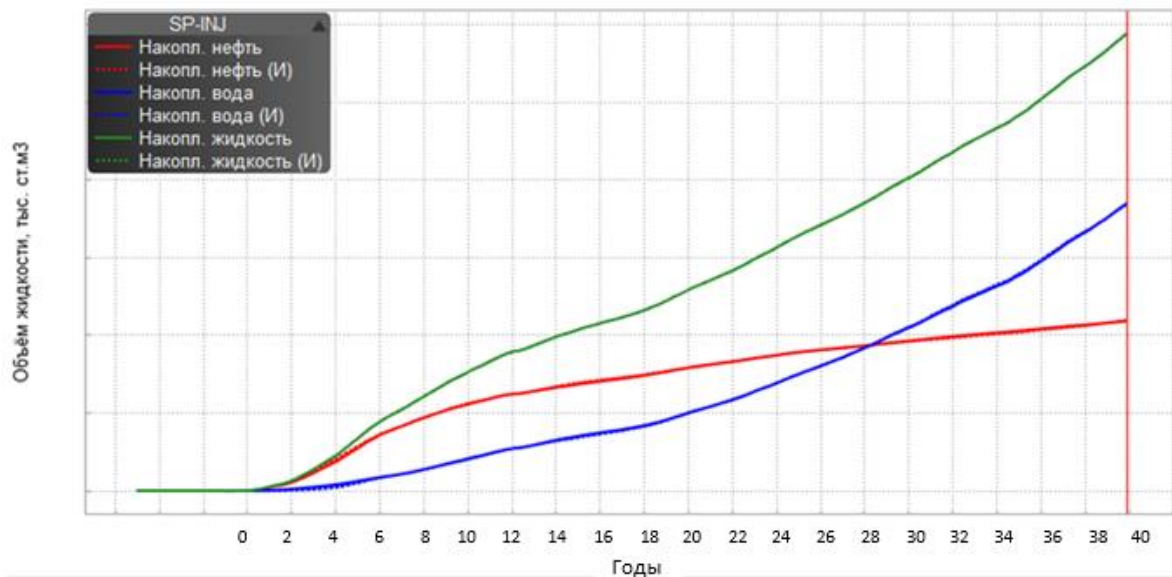


Рисунок 4.3.4 – Адаптация накопленных отборов нефти (красная пунктирная линия – фактические значения, красная сплошная – расчетные), воды (синяя пунктирная линия – фактические значения, синяя сплошная – расчетные) и жидкости (зеленая пунктирная линия – фактические значения, зеленая сплошная – расчетные) по участку.

#### 4.4. Прогноз технологической эффективности ПАВ-полимерного заводнения и анализ полученных результатов

Для получения возможных вариантов прогноза и оценки технологической эффективности ПАВ-полимерного заводнения в будущем, на ГДМ подобранного участка были выполнены прогнозные расчеты. Исходные данные, описывающие свойства раствора ПАВ и полимера и их поведение в пластовых условиях (зависимость адсорбции от концентрации, изменения вязкости от концентрации, изменение межфазного натяжения от концентрации и т.д.) были взяты из исследований, проведенных на керновом материале (более подробно в главе 2).

При проведении расчетов на ГДМ были заданы следующие параметры:

1. Постоянная приемистость нагнетательных скважин;
2. Объем закачки и концентрация полимера подбирались в ходе расчетов;
3. Максимальное забойное давление закачки - 25 МПа.
4. Постоянная депрессия на добывающих скважинах;
5. Экономические ограничения на закрытие добывающих скважин - по обводненности 98%, по минимальному дебиту нефти 0,5 т/сут.

Достоверность результатов, полученных в работе, подтверждается внедрением на одной скважине и сравнением плановых показателей и фактических по добыче нефти (Рисунок 4.4.1).

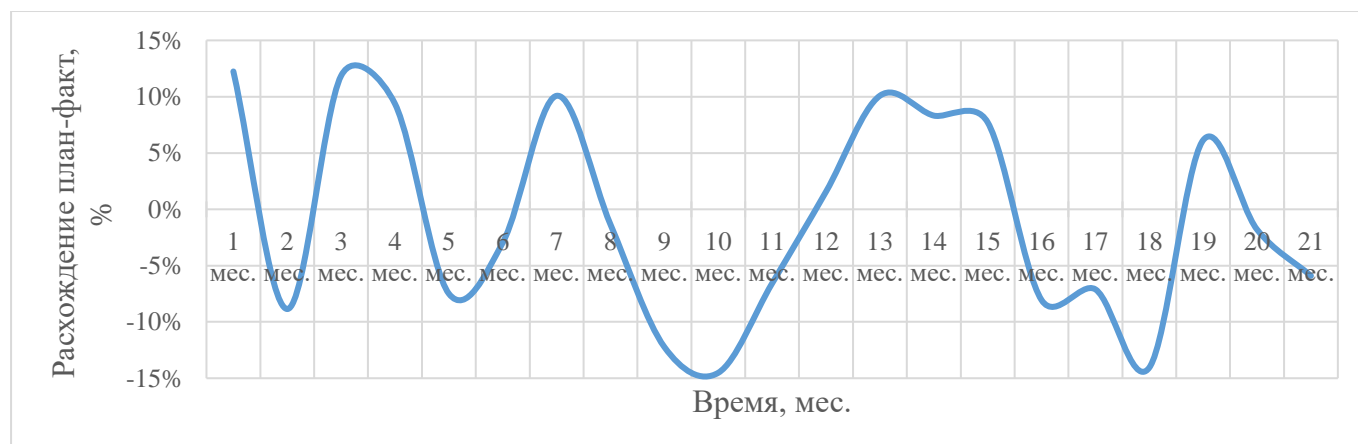


Рисунок 4.4.1 - Сравнение плановых и фактических показателей по добыче нефти.

Как видно из рисунка, в основном, расхождение показателей располагаются в 10% коридоре, что свидетельствует о высоком качестве прогноза.

С учетом принятых для расчета условий были рассчитаны различные варианты ПАВ-полимерного заводнения (Рис. 4.4.2), учитывающие изменения в объемах закачки, концентрациях закачки и очередности закачки компонентов. Приросты КИН на участке по некоторым прогнозным вариантам заводнения приведены в таблице 4.4.1.

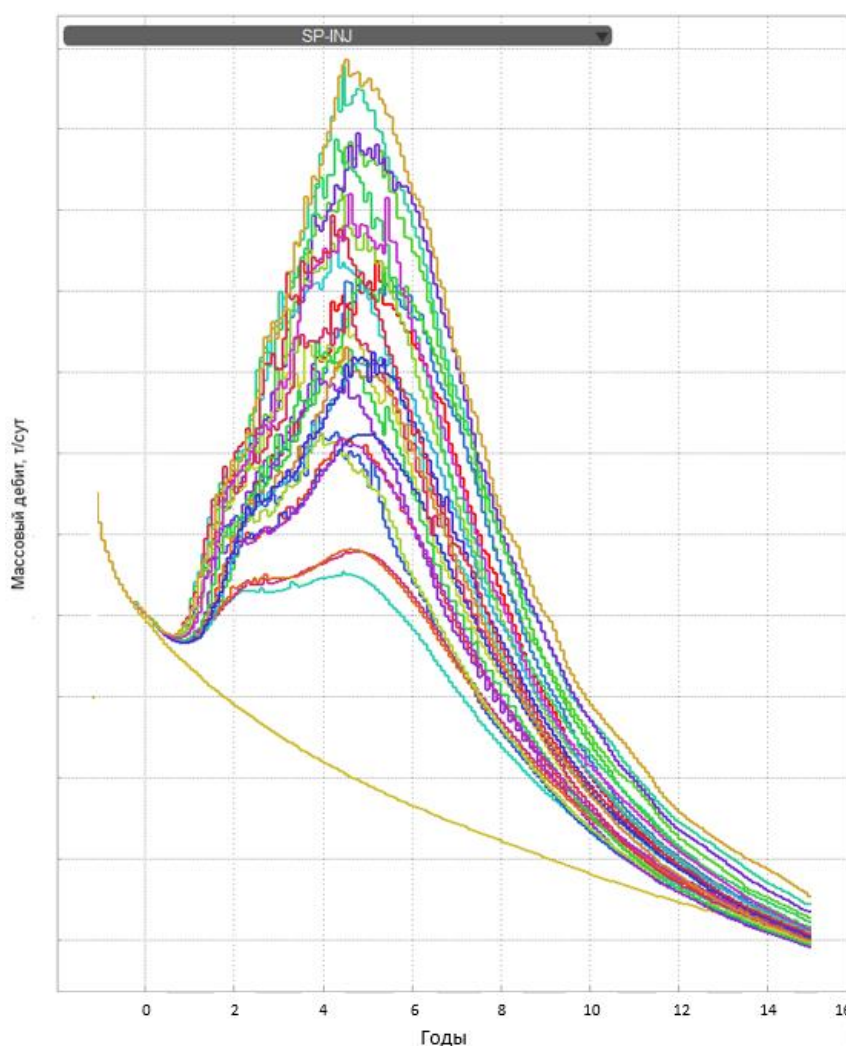


Рисунок 4.4.2 – Изменение дебита нефти при различных сценариях ПАВ-полимерного заводнения.

Таблица 4.4.1 – Прирост КИН прогнозных расчетов ПАВ-полимерного заводнения.

Поровый объем, %	ПАВ: X% ПАА: Y%	ПАВ: 2X% ПАА: Y%	ПАВ: X% ПАА: 1,5Y%	ПАВ: 2X% ПАА: 1,5Y%
0,1	0,04%	0,04%	0,05%	0,05%
1	0,33%	0,31%	0,45%	0,45%
5	1,67%	2,10%	2,19%	2,48%
10	3,31%	4,61%	3,98%	5,01%
20	6,15%	8,21%	6,56%	8,35%
30	8,27%	11,35%	8,58%	11,58%

Таким образом, как и ожидалось, с увеличением объемов или концентраций закачки, дополнительная добыча нефти возрастает и достигает максимальных значений при сценарии с прокачиваемым поровым объемом равным 30%, концентрацией ПАВ – 2X% и концентрацией полимера – 1,5Y% [134].

Для того чтобы выбрать привлекательный вариант с точки зрения экономики и не тратить ресурсы на расчет ТЭО для всех вариантов, можно рассчитать отношение дополнительной добычи нефти, приходящаяся на 1 т закаченных химических продуктов (Таблица 4.4.2).

Таблица 4.4.2 – Эффективность технологии ПАВ-полимерного заводнения (отношение дополнительная добычи нефти к 1 т химических продуктов).

Поровый объем, %	ПАВ: X% ПАА: Y%	ПАВ: 2X% ПАА: Y%	ПАВ: X% ПАА: 1,5Y%	ПАВ: 2X% ПАА: 1,5Y%
0,1	43	22	41	22
1	37	19	35	19
5	38	26	33	21
10	38	29	30	21
20	35	26	25	18
30	31	24	22	12

Таким образом, как и ожидалось, с увеличением объемов закачки и концентраций химических продуктов, дополнительная добыча нефти возрастает и достигает максимальных значений при сценарии с прокачиваемым поровым объемом равным 30%, концентрацией ПАВ – 2X% и концентрацией полимера – 1,5Y%. Однако для того, чтобы выбрать наиболее привлекательный вариант с точки зрения экономики автором диссертации были рассчитаны аппроксимативные ТЭО для всех сценариев и построен соответствующий график (Рис. 4.4.3).

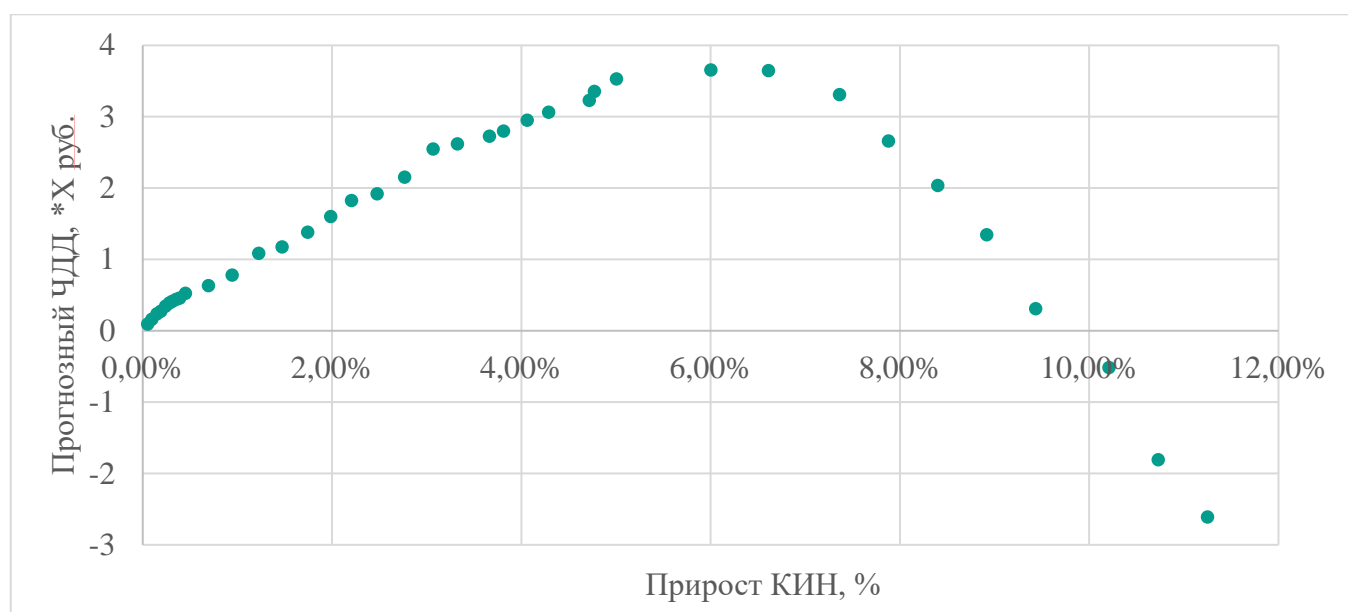


Рисунок 4.4.3 – Сравнение приростов КИН от прогнозного ЧДД для различных объемов закачки для варианта: ПАВ – X%, ПАА – Y%.

Технологическая эффективность растет с увеличением объемов закачки, однако, прирост нефти с определенных значений по накопленной закачке химических продуктов не перекрывает расходы на закачку, согласно рассчитанного ТЭО. Такой подход к оценке привлекательности вариантов закачки позволяет выбрать наиболее эффективный.

Гидродинамическое моделирование позволяет уточнить ход фронта ПАВ-полимерного раствора на разных временных отрезках после начала закачки (Рис.

4.4.4). Учитывая особенности коллекторских пластов Ромашкинского месторождения, для терригенных отложений нижнего карбона принято забойное давление возникновения автоГРП в 250 атмосфер, которое категорически запрещается превышать при реализации подобных технологий. Учитывая эти ограничения, в процессе моделирования коллектора большое внимание уделялось динамике давления нагнетания (Рис. 4.4.5) по нагнетательным скважинам, участвующим в промышленной закачке.

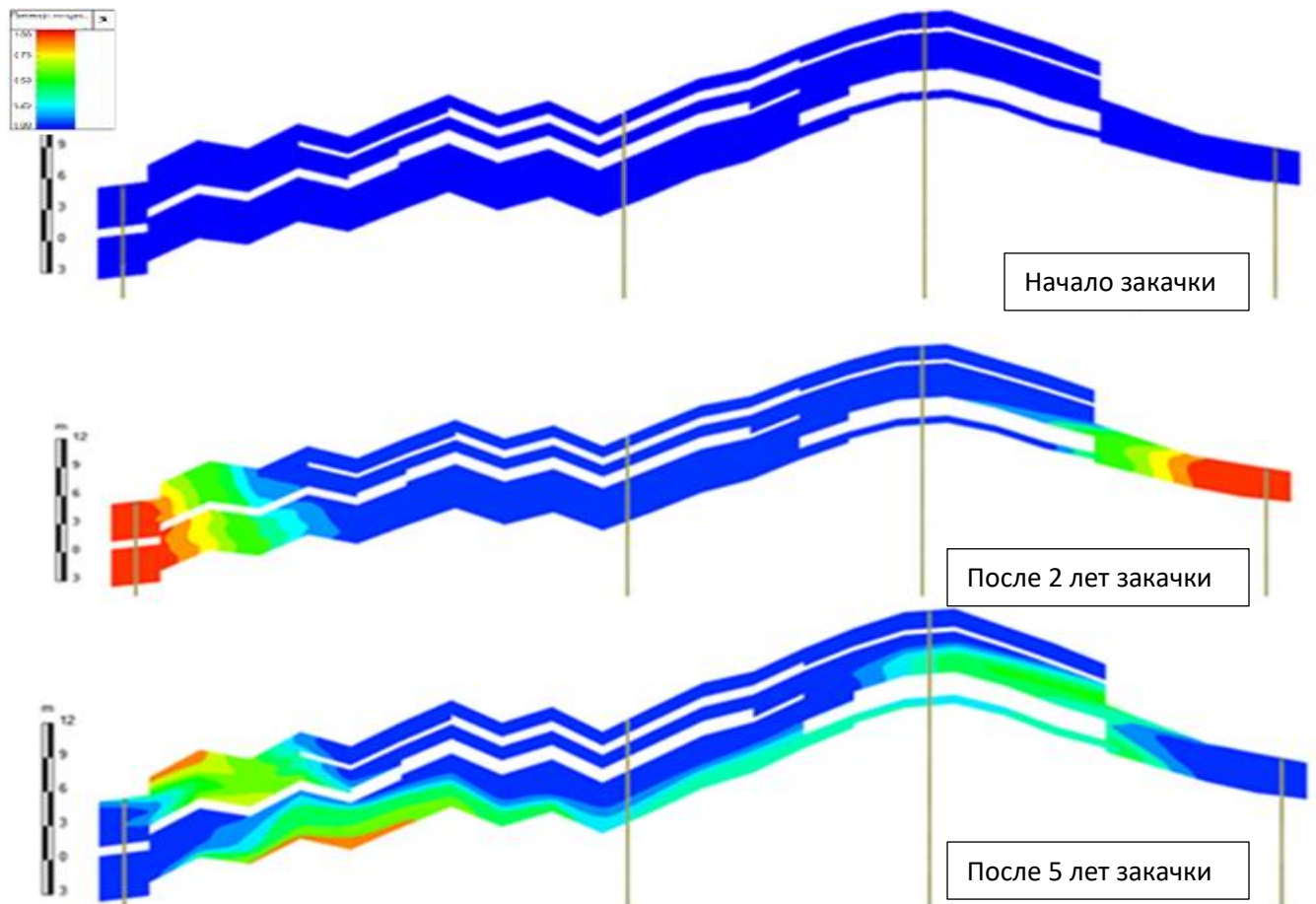


Рисунок 4.4.4 – Расположение фронта ПАВ-полимерного раствора на разных временных отрезках после начала закачки.

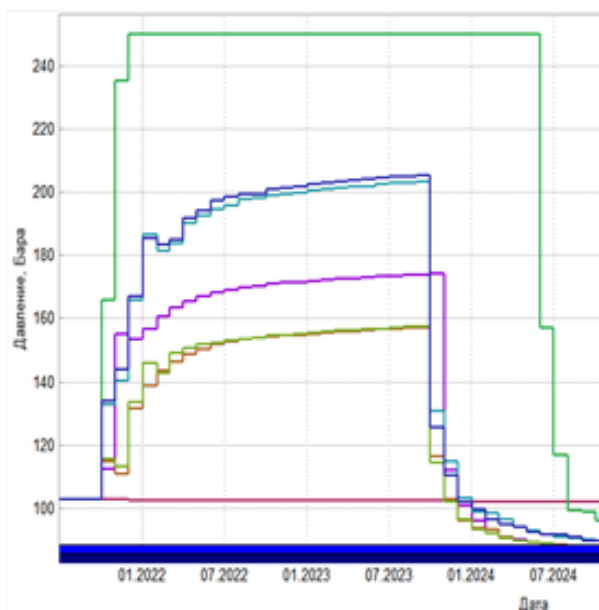


Рисунок 4.4.5 – Динамика забойных давлений при разных концентрациях химических продуктов при ПАВ-полимерном заводнении.

Следует понимать, что при достижении предельного давления нагнетания приходится ограничивать приемистость (Рис. 4.4.6). Эти изменения негативно сказываются как на экономической составляющей проекта (эффект от ПАВ-полимерного откладывается на более поздний срок), так и на технологической эффективности мероприятия из-за значительного снижения пластового давления.

Таким образом, по результатам гидродинамического моделирования уточнены критерии применимости технологии на терригенных отложениях нижнего карбона Ромашкинского месторождения, что позволило более точно выбрать потенциальный фонд реализации технологии и спрогнозировать ее технико-экономический потенциал в случае тиражирования.

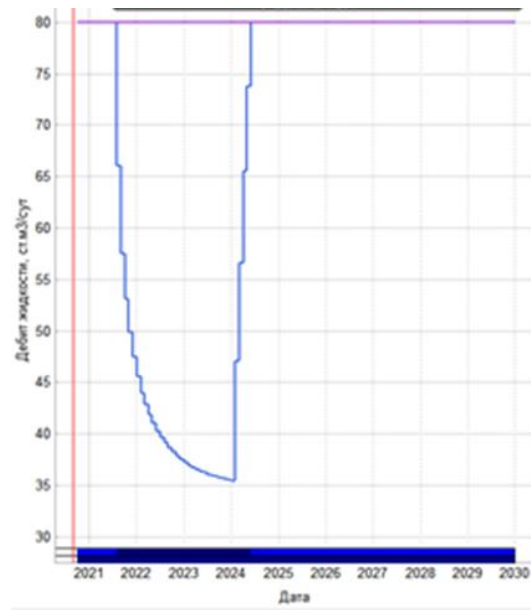


Рисунок 4.4.6 – Пример падения приемистости нагнетательной скважины при достижении предела по давлению закачки. Фиолетовая линия соответствует сценарию базового прогноза, а синяя – сценарию ПАВ-полимерного заводнения. Видно, что падение приемистости связано с ограничением по давлению закачки, что в свою очередь зависит от вязкости закачиваемого раствора. Восстановление приемистости происходит после окончания подачи раствора с повышенной вязкостью.

#### 4.5. Выводы по главе 4

Данные, полученные в ходе гидродинамического моделирования, легли в основу оценки технико-экономических параметров мероприятия, позволили оценить потенциал его тиражирования и побудили провести работы, по оценке синергетического эффекта технологии ПАВ-полимерного заводнения с другими геолого-техническими мероприятиями [33].

При проведении промышленных работ по закачке ПАВ-полимерной композиции рекомендуется ежемесячная актуализация модели пласта для оценки сходимости ее с первоначальными прогнозами и определения возможных мероприятий по улучшению качества модели, анализа причин отклонений. Также при постоянной адаптации модели станет возможным лучше контролировать процесс

закачки и работу добывающих скважин, заранее прогнозировать возможные осложнения и обоснованно принимать решения о внесении любых изменений в ходе процесса закачки и добычи.

По результатам лабораторных исследований и гидродинамического моделирования процесса закачки можно утверждать, что:

1. Технологичность процесса ПАВ-полимерного заводнения высокая.
2. Необходимы качественные лабораторные исследования и гидродинамическое моделирование фильтрационных исследований на керне для понимания и правильного описания процесса закачки.
3. Необходимо контролировать процесс приготовления ПАВ-полимерной композиции в промысловых условиях, что обеспечит получение качественного раствора и бесперебойную закачку в скважины.
4. В ходе лабораторных экспериментов и разновариантных расчетов на ГДМ установлено, что стабильность и качество раствора играют ключевую роль в обеспечении технологической эффективности проектируемых работ по закачке ПАВ-полимерных растворов, из чего следует, что отдельного внимания стоит уделить процедуре приготовления и закачке композиции с обеспечением возможности гибкого управления и контроля.
5. В случае реализации промысловой закачки ПАВ-полимерного раствора рекомендуется обновлять гидродинамическую модель при осуществлении закачки с учетом поступления новых данных, что позволит вести качественный мониторинг процесса и прогнозировать возникновение различных осложнений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с истощением запасов нефти и повышением цен на нефть МУН в последние годы привлекают большое внимание. Из-за геологической неоднородности, неблагоприятного коэффициента подвижности и капиллярных сил традиционная добыча нефти (включая заводнение) оставляет много нефти в пласте, часто до 70% от начальных геологических запасов. Существует много типов МУН, например, тепловые, газовые и химические методы [34]. Заводнение ПАВ-полимерами является одним из химических методов увеличения нефтеотдачи, которое направлено на мобилизацию нефти, оставшейся после заводнения, за счет снижения подвижности воды и межфазного натяжения в системе «нефть-вода».

Сегодня активно используется трехмерное гидродинамическое моделирование при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно при планировании использования технологий МУН, например, ПАВ-полимерного заводнения. Поэтому существует потребность в разработке алгоритмов выбора объекта и скважин, методики моделирования технологий МУН.

1. Проведенные лабораторные исследования и фильтрационные эксперименты свидетельствуют о технологической эффективности ПАВ-полимерного заводнения для условий терригенных коллекторов месторождений РТ. В рамках проведенных лабораторных исследований и их подготовки к применению в гидродинамической модели уточнена методика подготовки данных, а именно предложен алгоритм подбора и проверки корректности подбора коэффициента сдвиговой вязкости, необходимый для задания в ГДМ. Продемонстрирован метод описания перехода от ОФП в системе «вода – нефть» к системе «ПАВ-полимерный раствор – нефть» с помощью кривой капиллярного осушения.

2. Проведенные работы на 1D-модели свидетельствуют о корректном описании эффектов ПАВ-полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе «тНавигатор». Для повышения качества проектирования ПАВ-полимерного заводнения отмечается необходимость воспроизведения фильтрационных

исследований на керне и проведения масштабирования на размер ячейки, соответствующей размеру ячейки модели месторождения. В ходе масштабирования результатов моделирования фильтрационных исследований на крупную ячейку выявлена необходимость во введении дополнительного коэффициента для корректного переноса свойств с модели керна на модель месторождения и предложено решение.

3. В рамках проведенных расчетов на синтетических гидродинамических моделях получены зависимости эффективности технологии от геолого-физических параметров (критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения). Полученные результаты и поведение зависимостей не противоречат исследованиям, описанным в литературе, а дополняют их в части применения к условиям терригенных коллекторов месторождений РТ.

4. В результате проведенных исследований влияния критериев применимости ПАВ-полимерного заводнения на эффективность технологии разработан комплексный геолого-физический параметр применимости технологии ПАВ-полимерного заводнения. Наличие такого критерия позволяет выполнить экспресс-оценку применимости технологии на интересующем объекте разработки.

5. В ходе вышеприведенных исследований разработан алгоритм выбора объектов разработки и участков для применения технологии ПАВ-полимерного заводнения. Обоснованы оптимальные варианты ПАВ-полимерного заводнения на месторождениях нефти Республики Татарстан с использованием трехмерного гидродинамического моделирования. Результаты, полученные в ходе исследований по теме диссертационной работы, могут быть использованы для повышения достоверности гидродинамических расчетов при применении технологии на месторождениях РТ.

6. В ходе вышеприведенных исследований разработаны: способ увеличения нефтеотдачи пласта (№2802645), программа для автоматизации алгоритма циклической закачки ПАВ-полимерной композиции в ПО «tNavigator»

(№2022664978), программа по анализу нагнетательных скважин для МУН (№2021680263).

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ВНК – водонефтяной контакт

ГДМ – гидродинамическая модель

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

Квыт – коэффициент вытеснения

КИН – коэффициент извлечения нефти

Кохв – коэффициент охвата

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

МФН – межфазное натяжение

ОФП – относительная фазовая проницаемость

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПАВПР – ПАВ полимерный раствор

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

## СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1.1.1 – ТИЗ нефти и распределение добычи нефти в разрезе типов отложений.

Рисунок 1.1.2 – Кросс-плот темпов отбора от отбора от ТИЗ в разрезе объектов разработки.

Рисунок 1.2.1 – Сравнение фронта вытеснения при традиционном заводнении и полимерном.

Рисунок 2.2.1 – Кросс-плот лабораторных результатов измерений вязкости и расчетных данных.

Рисунок 2.3.1 – Кривые ОФП в системах «нефть-вода» и «нефть-ПАВПР» в линейном масштабе.

Рисунок 2.4.2 – Кривая капиллярного осушения в логарифмическом масштабе. Маркерами отмечены значения нормализованной остаточной нефтенасыщенности, полученные экспериментальным путем.

Рисунок 2.4.3 – Кривая капиллярного разбавления ПАВ. Маркерами отмечены значения смешиваемости, пересчитанные по приведенным формулам.

Рисунок 2.5.1 – Иллюстрация модели керна длиной 48 см, состоящая из 12 образцов керна по 4 см.

Рисунок 2.5.2 – Сравнение показателей фильтрационных исследований с результатами расчетов на гидродинамической модели керна.

Рисунок 2.6.1 – Модель, состоящая из одной ячейки размером 50 м между скважинами.

Рисунок 2.6.2 – Модель, состоящая из 50 ячеек размером 1 м между скважинами.

Рисунок 3.1.1 – Синтетическая ГДМ, использовавшееся для последующих расчетов.

Рисунок 3.3.1 – Зависимость накопленной добычи нефти от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.2 – Зависимость накопленной дополнительной добычи от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.3 – Зависимость необходимой массы химпродуктов от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.4 – Зависимость эффективности технологии от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.5 – Зависимость потребления ПАВ от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.6 – Зависимость потребления полимера от подвижности нефти.

Рисунок 3.3.7 – Изменение КИН при разных датах начала закачки ПАВ-полимерного заводнения.

Рисунок 3.3.8 – Сравнение конечных КИН при разных датах начала закачки ПАВ-полимерного заводнения.

Рисунок 3.4.1 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от подвижности нефти.

Рисунок 3.4.2 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от выработанности запасов.

Рисунок 3.4.3 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от отношения  $\mu_n/\mu_v$ .

Рисунок 3.4.4 – Зависимость нормализованной дополнительной добычи нефти от коэффициента проницаемости пласта.

Рисунок 4.1.1 – Алгоритм выбора участка для ПАВ-полимерного заводнения.

Рисунок 4.2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез РТ.

Рисунок 4.3.2 – Кривые ОФП, использованные в ГДМ.

Рисунок 4.3.3 – Адаптация дебитов нефти (красная пунктирная линия – фактические значения, красная сплошная – расчетные), воды (синяя пунктирная линия – фактические значения, синяя сплошная – расчетные) и жидкости (зеленая пунктирная линия – фактические значения, зеленая сплошная – расчетные) по участку.

Рисунок 4.3.4 – Адаптация накопленных отборов нефти (красная пунктирная линия – фактические значения, красная сплошная – расчетные), воды (синяя пунктирная линия – фактические значения, синяя сплошная – расчетные) и жидкости (зеленая пунктирная линия – фактические значения, зеленая сплошная – расчетные) по участку.

Рисунок 4.4.1 - Сравнение плановых и фактических показателей по добыче нефти.

Рисунок 4.4.2 – Изменение дебита нефти при различных сценариях ПАВ-полимерного заводнения.

Рисунок 4.4.3 – Сравнение приростов КИН от расчетного ЧДД для различных объемов закачки.

Рисунок 4.4.4 – Расположение фронта ПАВ-полимерного раствора на разных временных отрезках после начала закачки.

Рисунок 4.4.5 – Динамика забойных давлений при разных концентрациях химических продуктов при ПАВ-полимерном заводнении.

Рисунок 4.4.6 – Пример падения приемистости нагнетательной скважины при достижении предела по давлению закачки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров С.А. Многоцелевая оптимизация методами искусственного интеллекта в области пластового моделирования нефтяных месторождений / Александров С.А., Низаев Р.Х, Ханнанов М.Т. // Нефтяная провинция. – 2021. - Т.2. - С. 100-115.
2. Байков В.А. Численное моделирование «хаммер-эффекта» при гидроразрыве пласта в сопряженной модели трещины и скважины / Байков В.А., Жонин А.В., Ильясов А.М. // Тезисы докладов конференции – Уфа: Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – 2023. – С.50-51.
3. Байков В.А. Одномерные модели однофазной фильтрации в средах с фрактальной структурой / Байков В.А., Абдулин И.Н. // Сборник трудов конференции. Уфа: XII всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. – 2019. – С. 1157-1158.
4. Байков В.А. Синхронизация подмоделей при моделировании неоднородного терригенного коллектора / Байков В.А., Коновалова С.И., Муртазин Р.Р., Дильмухаметов И.Р. // Нефтяное хозяйство. – 2018. - №9. – С. 42-46.
5. Береговой А.Н. Результаты применения технологии увеличения нефтеотдачи на основе эмульсионных полимеров на месторождениях ПАО «Татнефть» / Береговой А.Н., Князева Н.А., Белов В.И., Разумов А.Р. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - 2020. - С. 103-108.
6. Береговой А.Н. Изучение эффективности применения термо-ПАВ-полимерного и термо-щелочь-ПАВ-полимерного воздействий в условиях месторождений ПАО «Татнефть» / Береговой А.Н., Князева Н.А., Уваров С.Г., Зиятдинова Р.Ш., Лакомкин В.Н. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2019. - С. 128-132.
7. Ганиев И.М. Проработка модификации технологии ПАВ-полимерного заводнения / Ганиев И.М., Яковлев К.В. // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции. – Уфа: Практические аспекты нефтепромысловой химии. – 2022.

8. Ганиев И.М. Опыт применения предварительно сшитых полимерных систем для целей повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах / Ганиев И.М., Калимуллина Г.З., Мингалишев Ф.К., Валеев Р.Ф., Белых А.М. // Нефтегазовое дело. – 2023. – №2. – С. 105-113.
9. Ганиев И.М. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и развитие потокоотклоняющих технологий на Ванкорском месторождении / Ганиев И.М., Яковлев К.В., Войтов О.В., Стоцкий А.А., Морозовский Н.А. // Нефтяное хозяйство. – 2021. - №10. – С. 76-79.
10. Гаффаров Ш.К. Результаты реализации технологии увеличения нефтеотдачи с применением щелочных, ПАВ, полимерных композиций при использовании установок «Кем-Трон» / Гаффаров Ш.К., Хисаметдинов М.Р., Михайлов А.В., Варламова Е.И., Ризванов Р.З. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва: Нефтяное хозяйство. – 2018.
11. Гильманова Р.Х. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья / Гильманова Р.Х., Махмутов А.А., Корнев Е.В., Вафин Т.Р. // Нефтяная провинция. – 2020. - Т.4. - С. 72-89.
12. Грачев С.И. Регулирование разработки нефтяных месторождений физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи / Грачев С.И., Земцов Ю.В., Мазаев В.В., Грачева С.К. - Тюмень: Тюменский индустриальный университет. - 2022. – 87 с.
13. Грачев С.И. Модифицированные функции относительных фазовых проницаемостей в гидродинамическом моделировании / Грачев С.И., Леонтьев С.А., Хайруллин А.А. //Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. – 2016. - С. 357-358.
14. Гуськова И.А. Опыт применения оптических методов оценки эффективности щелочно-полимерной композиции для увеличения нефтеизвлечения пластов / Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Леванова Е.В., Гумерова Д.М., Рыбаков А.А. // Территория Нефтегаз. – 2016. - N3, С. 70-75.

15. Гуськова И.А. Экспериментальные исследования по обоснованию применения ПАВ для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в условиях высокой неоднородности коллектора / Гуськова И.А., Маннанов И.И., Храмушина И.М., Шайхразиева Л.Р. // Газовая промышленность. – 2019. - N 10. - С. 88-91.
16. Гуськова И.А. Анализ результатов экспериментальных исследований физико-химических параметров растворов поверхностно-активных веществ на основе минерализованной и пресной воды / Гуськова И.А., Шайхразиева Л.Р. // Нефтяная провинция. – 2019.
17. Егорова Ю.Л. Использование геологического и гидродинамического моделирования для изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах на основе трассерных методов исследования / Егорова Ю.Л., Низаев Р.Х., Иванов А.Ф., Фаттахов И.Г. // Нефтяная провинция. – 2019.
18. Закиров Э.С. Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях / Закиров Э.С. // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2023. - №3. – С. 188-209.
19. Закиров Э.С. О некоторых проблемах и решениях при 3D-моделировании процессов разработки нефтяных и газовых месторождений / Закиров Э.С. // Доклады российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. - №1. – С. 5-10.
20. Закиров Э.С. Эффективные алгоритмы уточнения пространственного распределения фаций в задаче автоматизированной адаптации 3D гидродинамической модели пласта / Закиров Э.С., Любимова О.В., Индрупский И.М., Аникеев Д.П. // Материалы научно-практической конференции: Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение. – 2017. - С. 165-171.

21. Закревский К.Е. Оценка качества геологических моделей для гидродинамического моделирования / Закревский К.Е., Сыртланов В.Р., Хисматуллина Ф.С. // Нефть. Газ. Новации. – 2018. - №2. - С. 77-82.
22. Зарипов А.Т. Оценка эффективности закачки углекислого газа в пласт терригенных отложений Биклянского месторождения на основе гидродинамического моделирования / Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К., Хакова А.Р., Бисенова А.А. // Нефтяное хозяйство. – 2020. - С. 51-58.
23. Ибатуллин Р.Р. Создание и использование постоянно действующей геолого-технологической модели 3 блока Березовской площади / Ибатуллин Р.Р., Бакиров И.М., Насыбуллин А.В., Антонов О.Г., Рахманов А.Р. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – N 2. – С. 54-56.
24. Иктисанов В.А. Численное моделирование перетоков между нагнетательными скважинами / Иктисанов В.А., Фадеев В.Г., Фаттахов Р.Б // Нефтяное хозяйство. – 2004. - N 4. - С. 68-70.
25. Калинин В.Н. Способ добычи и транспортировки продукции скважин и газа / Калинин В.Н., Хабилов Р.М., Минихаиров Л.И. // Патент № RU2767626C1. – 2022.
26. Каримов Р.М. Гидродинамическое моделирование нефтегазовых месторождений / Каримов Р.М., Зейгман Ю.В., Шамаева Г.А. – Уфа: Нефтегазовое дело. - 2010. – 78 с.
27. Каушанский Д.А. Промысловые испытания полимерно-гелиевой системы темпоскрин на Абдрахмановской площади / Каушанский Д.А., Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Карцева В.П., Валеева Г.Х., Демьяновский В.Б. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. - N 5. - С. 98-104.
28. Котенёв Ю.А. Экспериментальные и модельные результаты циклического воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью / Котенёв Ю.А., Зейгман Ю.В., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. // Нефтепромысловое дело. – 2017. - N 4. - С. 5-10.

29. Котенёв Ю.А. Обеспечение выработки запасов нефти клиноформных нижнемеловых отложений на основе корректной геолого - гидродинамической модели / Котенёв Ю.А., Чудинова Д.Ю., Гарайшин А.И. // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. – 2018. - С. 134-137.
30. Курочкин Б.М. Технология проведения изоляционных работ с использованием водонабухающего полимера / Курочкин Б.М., Хисамов Р.С. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - N 1. - С. 48-53.
31. Курочкин Б.М. Опытное применение водонабухающего полимера при очаговом заводнении / Курочкин Б.М., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З., Кандаурова Г.Ф., Маннапов И.З. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - N 7. - С. 68-72.
32. Лобусев А.В. Совершенствование геолого-промыслового моделирования сложнопостроенных нижнекаменноугольных залежей нефти Татарстана / Лобусев А.В., Лобусев М.А., Чупикова А.З., Бакиров И.М., Салахова Л.Н. // Территория Нефтегаз. – 2011. - N 8. - С. 34-39.
33. Лутфуллин А.А. Способ увеличения нефтеотдачи пласта. / Лутфуллин А.А., Минихаиров Л.И., Нафиков А.А. // Патент на изобретение №2802645. – 2023.
34. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Лэйк Л. – Университет Техас. - 2005. – 449 с.
35. Мещеряков О.Е. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений. / Мещеряков О.Е., Салимгареев Т.Ф., Зейгман Ю.В. – Уфа: Нефтегазовое дело. - 2010. – 122 с.
36. Минихаиров Л.И. Масштабирование результатов моделирования ПАВ-полимерного заводнения на керне при переходе на модель месторождения. / Минихаиров Л.И., Насыбуллин А.В. // Нефтяная провинция. – 2023, - №2(34). - С. 130-136.
37. Минихаиров Л.И. Опыт моделирования фильтрационных исследований на керне / Минихаиров Л.И. // Достижения, проблемы и перспективы развития

нефтегазовой отрасли: Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции. – 2021. – С. 48-53.

38. Минихаиров Л.И. Оценка применимости ПАВ-полимерного заводнения для залежей на поздней стадии разработки с учетом лабораторных работ и гидродинамического моделирования / Минихаиров Л.И. // Геология и инновации. Проблемы и пути их решения. – Бугульма: Институт «ТатНИПИнефть». - 2022. – С. 150-161.

39. Минихаиров Л.И. Программа для автоматизации алгоритма циклической закачки ПАВ-полимерной композиции в ПО tNavigator / Минихаиров Л.И. // Патент № 2022664978. – 2022.

40. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Абдулмазитов Р.Д., Ананьев В.В., Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С., Миронова Л.М., Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н., Смелков В.М., Тухватуллин Р.К., Успенский Б.В., Хисамов Р.Б. // Т. 1. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ. - 2007. – 316 с.

41. Назимов Н.А. Способ разработки пласта с подошвенной водой / Назимов Н.А., Назимов Т.Н., Минихаиров Л.И. // Патент № RU2738146C1. – 2020.

42. Низаев Р.Х. Исследование характера протекания процессов фильтрации в залежах высоковязкой и сверхвязкой нефти при закачке воздуха с помощью гидродинамического моделирования / Низаев Р.Х., Александров Г.В., Егорова Ю.Л. // Нефтяная провинция. – 2020.

43. Низаев Р.Х. Гидродинамические расчеты технологических показателей разработки терригенных отложений бобриковского объекта Южно-Нурлатского нефтяного месторождения / Низаев Р.Х., Габдрахманова Р.И., Шакирова Р.Т., Андреев Б.В., Данилов Д.С. // Нефтяная провинция. - 2018.

44. Низаев Р.Х. Выработка подвижных запасов нефти из залежей с площадным распространением и с литологическим ограничением нефтеносных коллекторов верейского горизонта Ямашинского нефтяного месторождения на основе

использования геологического и гидродинамического моделирования / Низаев Р.Х., Давлетшин Р.Ф., Толстогузова А.Р., Ямгутдинов М.Р., Ханнанов М.Т. // Нефтяная провинция. – 2021. - N 2. - С. 82-99.

45. Никифоров А.И. Применение методов параллельного программирования для моделирования потокоотклоняющих технологий на компьютерах с гибридной архитектурой / Никифоров А.И., Садовников Р.В. // Программирование. – 2019. - N 1. - С. 43-51.

46. Полищук С.Е. Обоснование применения полимерного заводнения на Новомолодежном месторождении / Полищук С.Е., Леонтьев С.А., Дягилев В.Ф. // Геология и нефтегазоносность Западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации). – Тюменский индустриальный университет. - 2016. – С. 119-123.

47. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений / Пятибратов П.В. - Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. - 2015. – 167 с.

48. Рафикова К.Р. Разнообразие и условия применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе полимеров / Рафикова К.Р., Хисаметдинов М.Р. // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2015. – С. 7-11.

49. Рафикова К.Р. Применение микрогелевых составов с ПАВ для увеличения нефтеизвлечения / Рафикова К.Р., Хисаметдинов М.Р. // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. – 2016. – Т. 8. – С. 115-117.

50. Рахимова Ш.Г. Исследование влияния состава воды, используемой для приготовления полимерных композиций в промысловых условиях, на процесс гелеобразования и стабильность геля / Рахимова Ш.Г., Береговой А.Н., Князева Н.А., Андриянова О.М. // Нефтяное хозяйство. – 2018. - N 7. - С. 28-31.

51. Сазонов Е.О. Анализ чувствительности модели к неопределенностям в условиях применения потокоотклоняющих технологий. Экспресс-метод оценки эффективности

технологии / Сазонов Е.О., Зейгман Ю.В. // Нефтяное хозяйство. – 2014. - N 10. - С. 102-105.

52. Сидоровская Е.А. Геологические и геохимические характеристики месторождения как основа подбора компонентов ПАВ-полимерного заводнения / Сидоровская Е.А., Турнаева Е.А., Третьяков Н.Ю., Паничева Л.П., Громан А.А., Мулявин С.Ф. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. - N 2. - С. 29-35.

53. Ситников Н.Н. Способ ограничения водоприток в скважинах, обводненных подошвенной водой, слабоконцентрированными растворами полимеров акрилового ряда / Ситников Н.Н., Старшов М.И., Хисамов Р.С., Абдулхаиров Р.М., Кандаурова Р.Г., Салихов И.М. // Патент № RU2186197C2. – 2002.

54. Скрипкин А.Г. Экспериментальные исследования кривой капиллярного осушения при ПАВ-полимерном заводнении / Скрипкин А.Г., Кольцов И.Н., Мильчаков С.В. // – 2021. – Т. 6. – С. 40-46.

55. Султанов Ш.Х. Математические методы моделирования в нефтегазовой геологии / Султанов Ш.Х., Котенёв Ю.А., Андреев В.Е., Котенёв А.Ю., Рабаев Р.У. – Уфа: УГНТУ. -2017. – 116 с.

56. Сыртланов В.Р. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений / Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников В.Н., Иксанов К.Н. // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. - N 4. - С. 31-39.

57. Хабирова Л.К. Совершенствование технологии извлечения нефти из карбонатных коллекторов на основе разномасштабных исследований – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. - 2018. – 118 с.

58. Хакимзянов И.Н. Эффективность эксперимента по разрежению сетки скважин на основе геолого-технологической модели залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения / Хакимзянов И.Н., Лифантьев А.В. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва: Нефтяное хозяйство. 2021. – С. 76-86.

59. Халин В.В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи пластов / Халин В.В., Мазитов Р.Ф., Мальшаков Е.Н., Коротенькова Е.Ф., Макиенко В.В., Арефьев С.В., Мулявин С.Ф. // Нефть. Газ. Новации. – 2022. - N 8. - С. 60-67.
60. Хасанов М.М. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П., Растрогин А.Е., Кольчугин И.С., Тян Н.С. // Нефтяное хозяйство. – 2016. -№7. – С. 110.
61. Хисаметдинов М.Р. Перспективные химические продукты для применения в технологиях повышения нефтеотдачи ПАО «Татнефть» / Хисаметдинов М.Р., Варламова Е.И., Ганеева З.М., Нуриев Д.В., Жолдасова Э.Р. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва: Нефтяное хозяйство. - 2019. – С. 220-227.
62. Хисаметдинов М.Р. Лабораторные испытания по обоснованию ПАВ-полимерных композиций для проекта по химическому заводнению / Хисаметдинов М.Р., Ганеева З.М., Варламова Е.И., Нуриев Д.В., Жолдасова Э.Р., Наумов Н.В., Каримова А.Р. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва: Нефтяное хозяйство. – 2020. – С. 127-134.
63. Хисаметдинов М.Р. Лабораторные исследования с целью подбора эффективных нефтевытесняющих ПАВ-полимерных композиций для условий высокой минерализации пластовых вод / Хисаметдинов М.Р., Ганеева З.М., Варламова Е.И., Нуриев Д.В., Мехеева О.А. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва: Нефтяное хозяйство. – 2021. – С. 170-177.
64. Хисамов Р.С. Опытнo-промышленные работы по испытанию технологии модифицированного полимерного заводнения капсулированными полимерными системами / Хисамов Р.С., Кубарев Н.П., Рахматуллина И.М., Варламова Е.И. // - 2006. - N 9. - С. 112-114.
65. Хисамов Р.С. Моделирование подсчетного объекта методом Монте-Карло в программном обеспечении Roxar RMS Uncertainty / Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. // Нефтяная провинция. - 2018.

66. Шаповалов А.В. Механика элонгационного течения полимеров. – Физматлит. - 2007. – 176 с.
67. Яминова Г.Г. Анализ нагнетательных скважин для МУН в КИС «АРМИТС» / Яминова Г.Г., Курбанов А.Д., Минихаиров Л.И. // Патент № RU2021680263. – 2021.
68. Abidin A.Z. Polymers for enhanced oil recovery technology / Abidin A.Z., Puspasari T., Nugroho W.A. // Procedia Chemistry. – 2012. – P. 11-16.
69. Ahmadi M.H., Alizadeh S.M., Tananykhin D., Hadi S.K., Iliushin P., Lekomtsev A. Laboratory evaluation of hybrid chemical enhanced oil recovery methods coupled with carbon dioxide / Ahmadi M.H., Alizadeh S.M., Tananykhin D., Hadi S.K., Iliushin P., Lekomtsev A. // Energy Reports. – 2021. - P. 960-967.
70. Al-Saadi F.S. Polymer flooding in a large field in South Oman - initial results and future plans / Al-Saadi F.S., Amri B.A., Nofli S., Van Wunnik J., Jaspers H.F., Harthi S., Shuaili Kh., Cherukupalli P.K., Chakravarthi R. // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Muscat: SPE. - 2021. – SPE-154665-MS.
71. Alkindi A. ASP journey, from pilot to full field Implementation in South of the Sultanate of Oman / Alkindi A., Mahrouqi D., Baqlani S., Llaguno I., Mjeni R., Mahrooqi M., Nadeem M. // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi: SPE. - 2018. – D021S053R003.
72. Anand A. Success and challenges in ongoing field scale polymer flood in Sultanate of Oman - a holistic reservoir simulation case study for polymer flood performance analysis & prediction / Anand A., Al Sulaimani H., Riyami O., AlKindi A. // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – Muscat: SPE, 2018. – P. 14-21.
73. Andreev V.E. Forecasting the use of enhanced oil recovery methods in oilfields of Bashkortostan / Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Mukhametshin V.Sh. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. - Vol. 1. - P. 12-25.
74. Apasov T.K. Research and development of waterproofing composition based on urea-formaldehyde resin / Apasov T.K., Grachev S.I., Apasov G.T., Leontiev S.A. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2017. - Vol. 9. - P. 112-114.

75. Bhuyan D. Development of an alkaline-surfactant-polymer compositional reservoir simulator / D. Bhuyan. – The University of Texas at Austin, USA: The University of Texas. - 1990. – 136 p.
76. Bidner M.S. Influence of phase behavior on chemical flood transport phenomena / Bidner M.S., Porcelli P.C. // Transport in Porous Media. – 1996. – P. 247-273.
77. Bulchaev N.D. Mathematical modelling of fluid motion in borewell filtering devices / Bulchaev N.D., Khaladov A.Sh., Aliyev I.I., Zeygman Yu.V., Kotenev Yu.A. // Engineering and earth sciences: applied and fundamental research Engineering and earth sciences: applied and fundamental research. – Atlantis Press. - 2018. – Vol. 177. – P. 447-452.
78. Bulygin D.V. Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels / Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. // Georesources. – 2018. – Vol. 3. – P. 172-177.
79. Bulygin D.V. Numerical simulation of oil reservoir polymer flooding by the model of fixed stream tube. / Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. // Georesources. – 2017. – Vol. 1. – P. 15-20.
80. Camilleri D. Description of an improved compositional micellar/polymer simulator / Camilleri D., Engelsen S., Lake L.W., Lin E.C., Ohno T., Pope G., Sepehrnoori K. // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – Vol. 2. – P. 427-432.
81. Cârcoană Au. Applied enhanced oil recovery / Cârcoană Au. - Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall. - 1992. – 292 p.
82. Chauveteau G. Molecular interpretation of several different properties of flow of coiled polymer solutions through porous media in oil recovery conditions / Chauveteau G. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas. - 1981.
83. Chen G. An applied chemical flooding simulator and its application in Daqing oilfield / Chen G., Li Ye., Wang J., Ma M., Lu K., Jin G., Sun H. // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa: SPE. - 2008. – SPE-114346-MS.

84. Chizhov A.P. Factors affecting the stability of polymers under flooding conditions at Vostochny Moldabek field / Chizhov A.P., Doskazieva G.Sh., Andreev V.E., Kuangaliev Z.A., Chibisov A.V., Dubinsky G.S., Gazizov R.R., Efimov E.R., Kharisova L.R., Ishkineev B.D. // Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. - 2021. - Vol. 6. - P. 52.
85. Chusovitin A. Study of geological and technological model of complex reservoirs of Samotlor field oil and gas deposits / Chusovitin A., Timchuk A., Grachev S. // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. – 2016. - Vol. 20. - P. 246-260.
86. Delamaide E. Pelican lake field: first successful application of polymer flooding in a heavy-oil reservoir / Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., Tabary R. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17. – P. 340-354.
87. Delshad M. Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for improved polymer-flood efficiency / Delshad M., Kim D.H., Magbagbeola O.A., Huh Ch., Pope G.A., Tarahhom F. // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. - 2008. – SPE-113620-MS.
88. Efimov E.R. Process modeling of gas displacement of oil on the example of oil fields in Bashkortostan / Efimov E.R., Chizhov A.P., Mukhametshin V.Sh., Chibisov A.V., Andreev V.E. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. - Vol. 1. - P. 12-60.
89. Elesin A.V. Identification of the permeability field for three-dimensional reservoir using the results of geophysical well survey / Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. // Georesursy. – 2021. - Vol. 1. - P. 106-111.
90. Fadili A. Smart integrated chemical EOR simulation / Fadili A., Kristensen M.R., Moreno J. // International Petroleum Technology Conference. – 2009. – IPTC-13762-MS.
91. Farajzadeh R. Detailed modeling of the alkali/surfactant/polymer (ASP) process by coupling a multipurpose reservoir simulator to the chemistry package PHREEQC /

Farajzadeh R., Matsuura T., van Batenburg D., Dijk H. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2012. – Vol. 15. – P. 423-435.

92. Fedorov K.M. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobyashev A.V., Anuriev D.A. // Mathematics. – 2021. - Vol. 15. - P. 17-27.

93. Fedorov K.M. Methodology for assessing and predicting the reaction of producers to the conformance control of injectors / Fedorov K.M., Shevelev A.P., Vydyshe I.V., Arzhilovsky A.V., Anuriev D.A., Morozovskiy N.A., Toropov K.V. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2022. - Vol. 9. - P. 106-110.

94. Finol J. Alkali-surfactant-polymer flooding pilot test in Southern Oman / Finol J., Al-Harthi S., Jaspers H., Batrani Ah., Al-Hadhrami H., van Wunnik J., Stoll M., Faber R., De Kruijf A. // All Days SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. - 2012. – SPE-155403-MS.

95. Ganiev B.G. Application of the methods for calculation and building of density maps of initial and current undrained mobile oil reserves based on geological- hydrodynamic modeling data to improve the oil recovery / Ganiev B.G., Vladimirov I.V., Khisamutdinov N.I., Rakhmatullin A.A. // Oilfield Engineering. – 2021. – Vol. 4. - P. 18-25.

96. Gilmanova R.Kh. Non-isothermal modeling of the process of viscous oil displacement from a carbonate collector by means of carbon dioxide generation by injection of large - volume fringes of hydrochloric acid into a reservoir / Gilmanova R.Kh., Makhmutov A.A., Rakhmatullin A.A., Toropchin O.P., Tupitsin A.M., Yankin A.B. // Oilfield Engineering. – 2019. - Vol. 6. - P. 32-35.

97. Gilmanova R.Kh. Modeling of hydrodynamic processes in the conditions of substandard reservoirs development by wells with hydraulic fracturing / Gilmanova R.Kh., Safiullin I.R., Rakhmatullin A.A., Belyaeva A.S. // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2022. - Vol. 7. – P. 59-63.

98. Gogarty W.B. Mobility control with polymer solutions / Gogarty W.B. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1967. – Vol. 7. – P. 161-173.

99. Gogarty W.B. Viscoelastic effects in polymer flow through porous media / Gogarty W.B., Levy G.L., Fox V.G. // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. - 1972. – SPE-4025-MS.
100. Green D.W. Enhanced oil recovery: SPE International textbook series / Green D.W., Willhite G.P. – Second edition. – Richardson, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers. - 2018. – 895 p.
101. Gubaidullin A.A. Changes in parameters of deposits No. 301, 302, 303 of Romashkinskoye oil field in modeling reservoir conditions / Gubaidullin A.A., Gubaidullin F.A., Iktisanov V.A., Musabirova N.H. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2017. – Vol. 5. – P. 18-20.
102. Guo Yo. Investigation and application of an associative polymer-surfactant binary system for a successful flooding pilot in a high-temperature, high-salinity, ordinary heavy oil reservoir / Guo Yo., Zhang J., Zhang X., Hu J., Wang W., Liang Ya. // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2018. – P. 2-6.
103. Han Ch. Coupling EOS compositional and surfactant models in a fully implicit parallel reservoir simulator using EACN concept / Han Ch., Delshad M., Pope G.A., Sepehrnoori K. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio: SPE. - 2006. – SPE-103194-MS.
104. Han X. The viscoelastic behavior of HPAM solutions in porous media and its effects on displacement efficiency / Han X., Wang W., Xu Y. // International Meeting on Petroleum Engineering. – Beijing: SPE. – 1995. – SPE-30013-MS.
105. Hand D.B. Dineric distribution / Hand D.B. // The Journal of Physical Chemistry. – 1930. – P. 1961-2000.
106. Heemskerk J. Quantification of viscoelastic effects of polyacrylamide solutions / Heemskerk J., Rosmalen R., Janssen-van R., Holtslag R.J., Teeuw D. // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. – 1984. – SPE-12652-MS.

107. Hirasaki G.J. Analysis of factors influencing mobility and adsorption in the flow of polymer solution through porous media / Hirasaki G.J., Pope G.A. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1974. – Vol. 14. – P. 337-346.
108. Howe A.M. Visualizing surfactant enhanced oil recovery / Howe A.M., Clarke A., Mitchell J., Staniland J., Hawkes L., Whalan C. // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2015. – Vol. 480. – P. 449-461.
109. Ibatullin R.R. Review of world polymer flooding EOR projects / Ibatullin R.R., Gaffarov Sh.K., Khisametdinov M.R., Minikhaev L.I. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2022. – P. 32-37.
110. Iktissanov V.A. Modelling of fluid flow toward complex-architecture wells using spherical flowing approach / Iktissanov V.A. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2018. - Vol. 5. - P. 52-55.
111. Ivantsov N.N. Simulation of chemical flooding for heavy oil fields / Ivantsov N.N., Stepanov A.V., Strekalov A.V. // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. – 2018. – Vol. 4. – P. 191-209.
112. Jain A.K. ASP flood pilot in Jhalora (K-IV) - a case study / Jain A.K., Dhawan A.K., Misra T.R. // All Days SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – SPE. - 2012. – SPE-153667-MS.
113. Jennings R.R. Factors influencing mobility control by polymer solutions / Jennings R.R., Rogers J.H., West T.J. // Journal of Petroleum Technology. – 1971. – Vol. 23. – P. 391-401.
114. Jerauld G.R. Stability Fronts of Permanent Form in Immiscible Displacement / Jerauld G.R., Davis H.T., Scriven L.E. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 1984.
115. Kamal M.S. Review on surfactant flooding: phase behavior, retention, IFT, and field applications / Kamal M.S., Hussein I.A., Sultan A.S. // Energy & Fuels. – 2017. – Vol. 31. – P. 701-720.

116. Kanevskaya R.D. Impact of the variable wettability of the complex carbonate reservoir on oil saturation distribution / Kanevskaya R.D., Isakova T.G., Korobkin S.V., Budkin K.D., Markova A.Yu., Lyubimova O.V., Rafikov R.Ya. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2017. - Vol. 10. - P. 22-27.
117. Kanevskaya R.D. Modeling of the influence of heterogeneous inclusions on a formation stress strain state / Kanevskaya R.D., Kiryachyok V.A. // *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*. – 2020. - Vol. 4. - P. 55-60.
118. Khakimzynov I.N. Investigation of the pilot industrial works efficiency on the infill well spacing on the Bashkirian deposits of Sokolkinsky field with the use of the geological-technological model / Khabibrahmanov A.G., Khakimzynov I.N., Sheshdirov R.I. // *Georesursy*. – 2017. - Vol. 2. - P. 292-300.
119. Khisametdinov M.R. Determination of optimal polymer flooding parameters using reservoir simulation model / Khisametdinov M.R., Trofimov A.S., Rafikova K.R., Nasybullin A.V., Yartiev A.F. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2019. – T. 9. – P. 90-93.
120. Khisametdinov M. Initiation of a surfactant-polymer flooding project at PJSC Tatneft: from laboratory studies to test injection / Khisametdinov M., Nuriev D., Lutfullin A., Daminov A., Gaifullin A., Puskas S., Ordog T. // *IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021*. – P. 1-15.
121. Khisamov R.S. Evaluation of wide well spacing pilot project in D1 horizon of Bavlinskoye field 60 years later / Khisamov R.S., Khakimzyanov I.N., Lifantiev A.V., Sheshdirov R.I., Mukhametshin V.Sh. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2021. – Vol. 7. – P. 18-22.
122. Khisamutdinov N.I. Modeling of compatibility of chemical agents group characteristics and its impact on the efficiency of oil replacement from a non-uniform formation / Khisamutdinov N.I., Nazarov V.M., Umetbaev V.G., Tokarev M.A., Yankin A.B., Litvinov I.I. // *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*. – 2018. - Vol. 12. - P. 40-43.

123. Kim D.H. Development of a viscoelastic property database for EOR polymers / Kim D.H., Lee S., Ahn Ch.H., Huh Ch., Pope G.A. // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – 2010. – SPE-129971-MS.
124. Korolev M. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants / Korolev M., Rogachev M., Tananykhin D. // Journal of Applied Engineering Science. – 2020. - Vol. 1. - P. 147-156.
125. Kumar S. Studies on interfacial behavior and wettability change phenomena by ionic and nonionic surfactants in presence of alkalis and salt for enhanced oil recovery / Kumar S., Mandal A. // Applied Surface Science. – 2016. – Vol. 372. – P. 42-51.
126. Li K. Characteristics of viscoelastic-surfactant-induced wettability alteration in porous media / Li K., Chen B., Pu W., Jing X., Yuan C., Varfolomeev M. // Energies. - 2021. - Vol. 24. - P. 54-84.
127. Liu J. Suffield area, Alberta, Canada – Caen polymer flood pilot project / Liu J., Adegbesan K., Bai J. // SPE Heavy Oil Conference Canada. – 2012. – SPE-157796-MS.
128. Liu S. Alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery process / S. Liu. – Rice University, Houston, USA: Rice University. - 2007. – 186 p.
129. Lu Q. Full field offshore surfactant-polymer flooding in Bohai Bay China / Lu Q., Ning Yo., Wang J., Yang X. // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference. – 2015. – P. 2-7.
130. Malahov A.O. Screening of surfactants for flooding at high-mineralization conditions: two production zones of carbonate reservoir / Malahov A.O., Saifullin E.R., Varfolomeev M.A., Nazarychev S.A., Mustafin A.Z., Yuan Ch., Novikov I.P., Zharkov D.A., Sagirov R.N., Kadyrov R.I. // Energies. - 2022. - Vol. 2. - P. 4-11.
131. Manapov T.F. Fluid distribution analysis based on 3d seismic characterization / Manapov T.F., Perez Ya., Andrade S., Morales E., Rosario O., Korabelnikov A.I., Sultanov Sh.Kh. // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2022. - Vol. 1. - P. 39-44.

132. Marshall R.J. Flow of viscoelastic fluids through porous media / Marshall R.J., Metzner A.B. // *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*. – 1967. – P. 393-400.
133. Masuda Yo. 1D simulation of polymer flooding including the viscoelastic effect of polymer solution / Masuda Yo., Tang K.-Ch., Miyazawa M., Tanaka Sh. // *SPE Reservoir Engineering*. – 1992. – Vol. 7. – P. 247-252.
134. Minikhairov L. Specificities of surfactant-polymer flooding modeling and its role in the technology implementation at the Tatneft plays / Minikhairov L., Lutfullin A., Gaifullin A. // *IOR 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers*. - 2021. – P. 1-12.
135. Mohammed M. Wettability alteration: A comprehensive review of materials/methods and testing the selected ones on heavy-oil containing oil-wet systems / Mohammed M., Babadagli T. // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2015. – P. 54-77.
136. Morozovskiy N. Verification technique of technical efficiency of physical-chemical EOR / Morozovskiy N., Kanevskaya R., Ulmukhametov D., Sergeychev A., Demiyanov A. // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – Moscow: SPE. - 2018. – P. 3-22.
137. Mukhametshin R.Z. A modern look at the geological structure and simulation of oil deposits in the carbonate strata / Mukhametshin R.Z., Kalmykov A.V., Nikiforov A.I. // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. – 2019. – Vol. 9. - P. 14-18.
138. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion / Mukhametshin V.Sh. // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2021. – Vol. 1. - P. 12-47.
139. Mulyavin S.F. Some specific features of the engineering support and optimal design selection of flow-deviating compositions injection / Mulyavin S.F., Zemtsov Yu.V., Mazitov R.F., Khoryushin V.Yu. // *Oilfield Engineering*. – 2019. – Vol. 9. – P. 47-51.
140. Najafabadi N.F. Development of a three phase, fully implicit, parallel chemical flood simulator / Najafabadi N.F., Han C., Delshad M., Sepehrnoori K. // *SPE Reservoir Simulation Symposium*. – Woodlands: SPE. - 2009. – SPE-119002-MS.
141. Nasybullin A.V. Modeling of surfactant-polymer flooding using a novel FlowER software program / Nasybullin A.V., Persova M.G., Orekhov E.V., Lutfullin A.A.,

- Khisametdinov M.R., Orlova E.P. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2021. – P. 40-43.
142. Nasybullin A.V. Modeling of surfactant-polymer flooding on Bureikinskoye field block / Nasybullin A.V., Persova M.G., Orekhov E.V., Shaidullin L.K., Soloveichik Yu.G., Patrushev I.I. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2022. – Vol. 7. - P. 38-42.
143. Nelson R.C. Phase relationships in chemical flooding / Nelson R.C., Pope G.A. // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1978. – Vol. 18. – P. 325-338.
144. Ogoreltsev V.Yu. Laboratory studies of oil-washing characteristics of surfactants in the pore space of reservoir rocks / Ogoreltsev V.Yu., Leontiev S.A., Drozdov A.S. // *Oil and Gas Studies*. – 2021. - Vol. 6. - P. 86-98.
145. Olajire A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges / Olajire A.A. // *Energy*. – 2014. – Vol. 77. – P. 963-982.
146. Pandey A. Design of an ASP pilot for the Mangala field: laboratory evaluations and simulation studies / Pandey A., Beliveau D., Corbishley D.W., Suresh M. // *SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. – 2008. – SPE-113131-MS.
147. Pandey A. Results of ASP pilot in Mangala field: a success story / Pandey A., Koduru N., Stanley M., Pope G.A., Weerasooriya U.P. // *SPE Improved Oil Recovery Conference*. – 2016. – SPE-179700-MS.
148. Pandey A. Chemical EOR pilot in Mangala field: results of initial polymer flood phase / Pandey A., Kumar M.S., Jha M.K., Tandon R., Punnapully B.S., Kalugin M., Khare A., Beliveau D. // *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. – 2012. – SPE-154159-MS.
149. Persova M.G. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Orekhov E.V. // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2021. - Vol. 1. - P. 12-50.
150. Persova M.G. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase

filtration / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Orekhov E.V. // Geomodel 2019. European Association of Geoscientists & Engineers. - 2019. – P. 1-6.

151. Persova M.G. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 199. – P. 208-245.

152. Pope G.A. A chemical flooding compositional simulator / Pope G.A., Nelson R.C. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1978. – Vol. 18. – P. 339-354.

153. Prouvost L. Microemulsion phase behavior: a thermodynamic modeling of the phase partitioning of amphophilic species / Prouvost L., Pope G.A., Rouse B. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25. – P. 693-703.

154. Pyatibratov P.V. Prediction of oil field development performances based on CRM and comparison with the results of a three-dimensional reservoir simulation / Pyatibratov P.V., Majed Z. // Oilfield Engineering. – 2022. – Vol. 5. - P. 16-24.

155. Pyatibratov P.V. Water-flooding optimization based on streamlines simulation / Pyatibratov P.V., Zammam M., Turovskaya E.A. // Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex. – 2021. – Vol. 4. - P. 37-44.

156. Pye D.J. Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility / Pye D.J. // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – Vol. 16. – P. 911-916.

157. Rabaev R.U. Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency / Rabaev R.U., Chibisov A.V., Kotenev A.Yu., Kotenev M.Yu., Dubinskiy G.S., Muhametshin V.Sh., Efimov E.R. // SOCAR Proceedings. – 2021. – Vol. 2. – P. 40-46.

158. Rabaev R.U. Results of experimental studies of integrated physico-chemical impact in carbonate reservoirs / Rabaev R.U., Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E., Chibisov A.V., Chizhov A.P. // SOCAR Proceedings. – 2021. – Vol. 2. - P. 34-39.

159. Rakhmatullin A.A. Regulation of potential mobile oil reserves by total withdrawal due to the application of polymer flooding / Rakhmatullin A.A., Khisamutdinov N.I. // Oilfield Engineering. – 2021. – Vol. 8. – P. 13-15.
160. Ranjbar M. Quantification and optimization of viscoelastic effects of polymer solutions for enhanced oil recovery / Ranjbar M., Rupp J., Pusch G., Meyn R. // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. – 1992.
161. Roshanfekar M. Effect of pressure, temperature, and solution gas on oil recovery from surfactant polymer floods / Roshanfekar M., Johns R.T., Pope G., Britton L., Linnemeyer H., Britton C., Vyssotski A. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2009. – SPE-125095-MS.
162. Saad N. Simulation of big muddy surfactant pilot / Saad N., Pope G.A., Sepehrnoori K. // SPE Reservoir Engineering. – 1989. – Vol. 4. – P. 24-34.
163. Sabirov D.G. Reservoir simulation of polymer flooding: challenges and current results / Sabirov D.G., Demenev R.A., Isakov K.D., Ilyasov I.R., Orlov A.G., Glushchenko N.A. // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2020. – D043S021R001.
164. Safiullina A.R. Modeling of clay acid effects on the bottomhole zone of wells / Safiullina A.R., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Batalov D.A. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1. - P. 12-57.
165. Saifullin E.R. Novel nonylphenol polyethoxylated based surfactants for enhanced oil recovery for high-mineralization carbonate reservoir / Saifullin E.R., Putintseva P.O., Sagirov R.N., Varfolomeev M.A., Yuan Ch., Pavelyev R.S., Nazarychev S.A., Malahov A.O., Akimushkina L., Zharkov D.A., Bykov A.O., Mirzakimov U. // Energies. – 2022. – Vol. 3. - P. 39-61.
166. Saifutdinov M.A. Studies of the hydrodynamic connection presence between the terrigenous bobrikovian and carbonate tournaishian objects on the basis of the geological-technological model of the site of the field / Saifutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Mironova L.M. // Georesursy. – 2018. – Vol. 1. - P. 2-8.

167. Sassen C.L. The influence of pressure and temperature on the phase behaviour of the system  $H_2O + C_{12} + C_7E_5$  and relevant binary subsystems / Sassen C.L., Gonzalez A., de Loos Th.W., de Swaan Arons J. // *Fluid Phase Equilibria*. – 1992. – Vol. 72. – P. 173-188.
168. Satoh T. Treatment of phase behavior and associated properties used in a micellar-polymer flood simulator / Satoh T. - The University of Texas at Austin. – 1984. – 135 p.
169. Sharma A. Assessment of polymer injectivity during chemical enhanced oil recovery processes / A. Sharma. – The University of Texas at Austin, USA: The University of Texas. - 2010. – 210 p.
170. Sheng J.J. Enhanced oil recovery field case studies. / Sheng J.J. – Amsterdam: Gulf Professional Publishing. - 2013. – 685 p.
171. Sheng J.J. Surfactant enhanced oil recovery in carbonate reservoirs / Sheng J.J. // *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. – 2013. – P. 281-299.
172. Sheng J.J. Comparison of the effects of wettability alteration and IFT reduction on oil recovery in carbonate reservoirs / Sheng J.J. // *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*. – 2013. – Vol. 8. – P. 154-161.
173. Shipaeva M.S. The geochemical survey methods for optimization of oil field development / Shipaeva M.S., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Lutfullin A.A., Ganiev B.G., Minikhaev L.I. // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. – 2021. – P. 21-42.
174. Shipaeva M.S. Determination of well interaction degree based on integrated approach combining methods of well performance retrospective analysis and geochemical survey / Shipaeva M.S., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Lutfullin A.A., Minikhaev L.I., Zinurov L.A. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2022. – P. 64-69.
175. Sitdikova A. Specificity of reservoir simulation of heavy oil field accounting rock wettability / Sitdikova A., Minikhaev L., Khuzin R., A. Miyassarov, Salikhov D. // *19th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM 2019 Conference proceedings*. - 2019. – P. 1081-1088.

176. Sitdikova A. Complex carbonate reservoirs development optimization and increasing the efficiency of horizontal well operation / Sitdikova A., Minikhaïrov L., Khuzin R., Miyassarov A., Salikhov D. // 19th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM 2019 Conference proceedings. - 2019. – P. 713-718.
177. Smith F.W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media / Smith F.W. // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22. – P. 148-156.
178. Stegemeier G.L. Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media / Stegemeier G.L. // Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. – 1977. – P. 55-91.
179. Stoll W.M. Alkaline/surfactant/polymer flood: from the laboratory to the field / Stoll W.M., al Shureqi H., Finol J., Al-Harthy S.A., Oyemade S., de Kruijf A., van Wunnik J., Arkesteijn F., Bouwmeester R., Faber M.J. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2011. – Vol. 14. – P. 702-712.
180. Sun Ch. Recent advances of surfactant-polymer (SP) flooding enhanced oil recovery field tests in China / Sun Ch., Guo H., Li Y., Song K. // Geofluids. – 2020. – P. 1-16.
181. Syrtlanov V. On increasing the reliability of reservoir simulation for low-permeability reservoirs with using of hydraulic fracturing / multistage hydraulic fracturing / Syrtlanov V., Bormashov D., Chistikov K. // European Association of Geoscientists & Engineers. - 2020. – P. 1-3.
182. Syrtlanov V. Assisted history matching for reservoir simulation models / Syrtlanov V., Golovatskiy Yu., Ishimov I., Mezhnova N. // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2019.
183. Tananykhin D. Diffusion of nonionic surfactants diffusion from aqueous solutions into viscous oil / Tananykhin D., Khusainov R. // Petroleum Science and Technology. – 2016. – Vol. 24. - P. 1984-1988.
184. Verma S. Modeling polymer flood in an unstructured grid simulator / Verma S., Adibhatla B., Kaminsky R., Wattenbarger Ch., Davidson J. // SPE Reservoir Simulation Symposium. – 2009. – SPE-118985-MS.

185. Volokitin Y. Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field / Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezheny M., Rakitin A., Batenburg D.W., Parker A.R., Kruijff S. de, Southwick J.G., Reus J. de, Pol E. van, Heyden F.H., Boels L., Wever D.A., Brewer M. // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2018.
186. Vydysh I.V. Comparison of the suspension stabilized by polymer treatment efficiency for injection wells of various completions / Vydysh I.V., Fedorov K.M., Anuriev D.A. // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. - 2022. – Vol. 1. – P. 58-74.
187. Wang D. Experiences learned after production of more than 300 million barrels of oil by polymer flooding in Daqing oil field / Wang D., Cheng J., Wu J., Wang G. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2002. – SPE-77693-MS.
188. Yakupov R.F. Developing an algorithm for solving a material balance equation in the context of information uncertainty / Yakupov R.F., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Mingulov I.Sh. // Journal of Physics: Conference Series. – 2021, Vol. 1, P. 12-53.
189. Yakupov R.F. Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones / Yakupov R.F., Khakimzyanov I.N., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. // SOCAR Proceedings. – 2021. – Vol. 2. - P. 54-61.
190. Yin H.J. Flow characteristics of viscoelastic polymer solution in micro-pores / Yin H.J., Wang D.M., Zhong H.Y., Meng S.Y., Jiang H.M., Tang E.G. // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2012. – SPE-154640-MS.
191. Yusupova T.N. Modelling of the thermal treatment process for oil deposit in the carbonate formation / Yusupova T.N., Ibatullin R.R., Khisamov R.S., Ganeeva Yu.M., Romanov G.V., Okhotnikova E.S., Barskaya E.E. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2018. – Vol. 8. - P. 30-33.
192. Zaripov A.T. Application of microgel polymer systems in terrigenous reservoirs of Tatneft's fields / Zaripov A.T., Khisametdinov M.R., K.R. Rafikova K.R., Gaffarov Sh.K., Varlamova E.I. // Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry. – 2017. Vol. 6. – P. 48-51.

193. Zaripov A.T. Study of heavy oil production ceasing options using laboratory research and mathematical modeling / Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K., Zakharov Ya.V., Bisenova A.A., Remeev M.M., Islamov I.A. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2019. – Vol. 7. – P. 32-35.
194. Zhu Y. Recent progress and effects analysis of surfactant-polymer flooding field tests in China / Zhu Y., Jian G., Liu W., Cheng L., Hou Q., Li J. // *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. – 2013. – SPE-165213-MS.
195. Zunde D. Iterative approach in obtaining the most reliable geological realization for reservoir simulation runs: Yamal-Nenets autonomous district gas field case study / Zunde D., Gorlanov A., Shalamov I., Davletshin A., Belyansky V., Loznuk O., Zakrevsky K., Abrashov V. // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – 2019. – P. 22-33.
196. Zunde D.A. Iterative approach to geological and hydrodynamic modeling / Zunde D.A., Gorlanov A.A., Shalamov I.P., Davletshin A.I., Belyansky V.Yu., Loznyuk O.A., Zakrevskiy K.E., Abrashov V.N. // *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*. – 2019. – Vol. 5. – P. 58-61.