

На правах рукописи

ПОПЛЫГИНА ИРИНА СЕРГЕЕВНА

**ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ПОТОКОВЫРАВНИВАЮЩИХ И  
ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ  
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ  
СОСТАВОВ**

Диссертация

На соискание ученой степени кандидата технических наук

2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:  
кандидат технических наук,  
доцент Мордвинов В.А.

Пермь - 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ВЫБОР ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ТУРНЕЙСКИХ ОБЪЕКТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НОЖОВСКОЙ ГРУППЫ.....	10
1.1. Выбор объекта исследований .....	10
1.2. Сводная геолого-физическая характеристика объектов разработки месторождений Ножовской группы.....	14
1.3. Эксплуатация скважин на объектах с высоковязкой нефтью .....	18
1.4. Особенности обводнения добывающих скважин турнейских объектов.....	19
1.5. Составы для водоизоляции и выравнивания профилей приемистости в скважинах.....	24
1.6. Технологическая эффективность мероприятий по водоизоляции и выравниванию профилей приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах.....	33
1.6.1. Технологическая эффективность работ в добывающих скважинах .....	33
1.6.2. Технологическая эффективность работ в нагнетательных скважинах ..	36
1.6.3. Технологическая эффективность мероприятий по снижению обводненности турнейских объектов на месторождениях Ножовской группы .	38
Выводы к главе 1 .....	42
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРА.....	44
2.1. Исследование скорости движения фронта вытеснения в неоднородных коллекторах.....	45
2.2. Гидродинамическое моделирование вытеснения нефти водой .....	49
2.3. Исследование обводнения добывающих скважин по промысловым данным	55
2.4. Прогнозирование обводнения добывающей скважины	449
Выводы к главе 2 .....	65

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ДЛЯ ПОТОКОВЫРАВНИВАЮЩИХ И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ .....	67
3.1. Планирование проведения экспериментальных исследований .....	67
3.2. Методика проведения лабораторных опытов .....	71
3.3. Определение динамической вязкости составов .....	72
3.4. Определение времени гелеобразования.....	73
3.5. Результаты лабораторных исследований состава.....	74
3.6. Проведение фильтрационных исследований гелеобразующего состава .....	83
3.7. Сопоставление разработанного состава с известными аналогами .....	92
3.8. Технология применения составов .....	95
Выводы к главе 3 .....	95
ГЛАВА 4. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ И ПОТОКОВЫРАВНИВАЮЩИХ РАБОТ.....	97
4.1. Выбор первоочередных объектов разработки для проведения водоизоляционных и потоковыравнивающих работ.....	97
4.2. Методика выбора первоочередных добывающих скважин для проведения водоизоляционных работ.....	98
4.3. Определение остаточных извлекаемых запасов нефти.....	103
4.4. Диагностика источника обводнения .....	104
4.5. Моделирование потоковыравнивающих технологий для участка объекта разработки .....	108
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	121

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность исследования.** Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся высоковязкие нефти (ВВН), является особенностью современной нефтедобычи в Российской Федерации. Пермский край относится к регионам страны, в которых сосредоточены промышленные запасы ВВН. Для карбонатных коллекторов с ВВН месторождений Пермского края характерно наличие высокой неоднородности. Опыт показывает, что при разработке таких объектов происходит опережающее обводнение добывающих скважин.

Для замедления процесса обводнения целесообразно проведение водоизоляционных и потоковыравнивающих работ в добывающих и нагнетательных скважинах. При этом более эффективны мероприятия по так называемому системному воздействию, когда работы в нагнетательной и в реагирующей добывающей скважинах скоординированы во времени.

**Степень разработанности темы исследования.** Результаты исследований процессов ограничения водопритоков и выравнивания профилей приемистости при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин представлены в трудах Л.К. Алтуниной, Г.А. Бабаляна, В.А. Блажевича, Р.Т. Булгакова, А.Ш. Газизова, А.Т. Горбунова, Р.Н. Дияшева, С.А. Жданова, Ю.П. Желтова, Ю.В. Зейгмана, Ю.В. Земцова, Г.П. Зозули, Р.Р. Кадырова, И.И. Клеценко, И.И. Кравченко, Э.Н. Лепнева, В.И. Мишина, Р.Х. Муслимова, Н.А. Петрова, А.В. Петухова, М.К. Рогачева, Л.А. Скородиевского, В.А. Стрижнева, М.Л. Сургучева, Е.Г. Умрихиной, Р.Н. Фахретдинова, Р.М. Хачатурова, Chan K.S., Dolark T., Engight R.J., Samuelson E. и многих других исследователей.

В условиях интенсивного обводнения регулирование профилей приемистости в нагнетательных и профилей отбора в добывающих скважинах за счет ограничения проницаемости горных пород может быть достигнуто применением различных методов и технологий, основанных на формировании

в высокопроницаемых и промытых слоях зон с высокими гидравлическими сопротивлениями. Разработка новых высокоэффективных составов и совершенствование технологий их применения в неоднородных по проницаемости карбонатных коллекторах с ВВН является актуальной задачей.

**Цель работы** - заключается в научном обосновании и совершенствовании методик прогнозирования продвижения фронта вытеснения нефти водой, а также в разработке технологических решений, позволяющих повысить эффективность разработки турнейских объектов с высоковязкой нефтью за счет блокирования обводненных пропластков.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования**:

1. Исследовать особенности обводнения турнейских объектов разработки с высоковязкой нефтью и результаты потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в скважинах Ножовской группы месторождений.

2. Выполнить обзор существующих составов и технологий для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в добывающих и нагнетательных скважинах.

3. Оценить влияние геолого-технологических факторов на скорость продвижения фронта вытеснения нефти в неоднородных по проницаемости коллекторах с высоковязкой нефтью.

4. Разработать состав для потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в нагнетательных и добывающих скважинах с целью снижения обводненности добываемой нефти на объектах разработки с ВВН в неоднородных по проницаемости карбонатных коллекторах.

5. Обосновать рекомендации по выбору объектов и проведению водоизоляционных и потоковыравнивающих работ в скважинах с применением разработанного состава.

**Объект исследования** – залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса Ножовской группы нефтяных месторождений на территории Пермского края.

**Предмет исследования** – геолого-технические мероприятия по снижению обводненности скважинной продукции с применением методов и технологий потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в добывающих и нагнетательных скважинах.

**Методология и методы исследования.** Работа выполнена с применением методов математической статистики, проведением лабораторных опытов и гидродинамического моделирования. При использовании стандартизированных методик проведены исследования основных свойств разработанного гелеобразующего состава и выполнены фильтрационные эксперименты с ним на образцах керна карбонатных пород при пластовых термобарических условиях.

**Научная новизна результатов работы:**

- Установлено, что при значениях коэффициента подвижности пластов более  $2 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$  значительно возрастает скорость и снижаются сроки продвижения фронта вытеснения нефти водой.

- Разработаны модели определения времени продвижения фронта вытеснения нефти водой в неоднородных по проницаемости коллекторах, позволяющие прогнозировать и оптимизировать сроки проведения потокоотклоняющих и водоизоляционных работ на участках залежей.

- Для разработанного гелеобразующего потоковыравнивающего и водоизоляционного состава на основе 4,2%-ного раствора полиакриламида типа DP9-8177 предложены в виде многомерных зависимостей модели для проектирования начальной динамической вязкости и времени гелеобразования за счет изменения содержания в композиции технических лигносульфонатов в пределах от 27 до 38%, соляной кислоты (12%) в пределах от 2,7 до 26,7%, хлорида магния в пределах от 8 до 15 %.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

- Многомерные статистические модели для оценки времени продвижения фронта вытеснения нефти водой в слоисто неоднородном по проницаемости коллекторе, позволяющие оперативно прогнозировать сроки проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных мероприятий в скважинах.

- Гелеобразующий состав с регулируемой начальной вязкостью и временем гелеобразования на основе 4,2%-ного раствора полиакриламида, технических лигносульфонатов в пределах от 27 до 38%, соляной кислоты (12%) в пределах от 2,7 до 26,7%, хлорида магния в пределах от 8 до 15 % для блокирования высокопроводящих каналов и промытых слоев в коллекторе при потоковыравнивающих и водоизоляционных работах.

- Методика и рекомендации по выбору первоочередных объектов разработки и скважин при проведении потоковыравнивающих и водоизоляционных работ, включающие ранжирование с учетом обводненности и остаточных извлекаемых запасов.

**Теоретическая и практическая значимость работы:**

- Обобщен опыт применения потоковыравнивающих и водоизоляционных технологий при разработке нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами на территории Пермского края.

- Для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных работ на объектах с высокой вязкостью пластовой нефти в неоднородных карбонатных коллекторах при обводнении добывающих скважин по промываемым высокопроницаемым слоям разработан и предложен гелеобразующий состав на основе 4,2%-ного раствора полиакриламида типа DP9-8177 с включением технических лигносульфонатов, соляной кислоты и хлорида магния.

- Для определения сроков проведения работ, направленных на снижение обводненности добываемой нефти, предложены многомерные зависимости по оценке времени продвижения фронта вытеснения нефти водой в неоднородных

пластах с учетом их проницаемости и вязкости пластовой нефти (акт внедрения филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

- Предложена методика выбора объектов разработки и скважин для проведения работ по ограничению обводненности скважин с применением разработанного гелеобразующего состава.

- Обоснован выбор первоочередных объектов разработки и скважин для проведения водоизоляционных и потоковыравнивающих работ с применением предложенного гелеобразующего состава.

**Личный вклад автора** состоит в анализе и обобщении промысловых материалов по обводнению скважин и потоковыравнивающих работ с разработкой моделей для оценки времени продвижения фронта вытеснения; проведении лабораторных исследований гелеобразующего состава с оценкой динамики его начальных параметров при изменении содержания компонентов; гидродинамическом моделировании процессов вытеснения нефти и обработке полученных результатов.

**Степень достоверности и апробация результатов** определяется: 1) высокой сходимостью результатов теоретических расчетов и моделирования процесса вытеснения нефти водой в неоднородных коллекторах с учетом проницаемости горных пород и вязкости пластовой нефти; 2) проведением экспериментальных исследований с моделированием пластовых условий и использованием естественных образцов горных пород карбонатного коллектора на современном лабораторном оборудовании; 3) привлечением при моделировании и обработке данных современной компьютерной программы («TempestMore»).

Основные результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных ископаемых» в рамках всероссийского молодежного форума «Нефтегазовое и горное дело» (Пермь, 2014, 2017, 2018), на I Международной



научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (Армавир, 2018), на международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (Москва, 2017, 2018, 2019), научно-технической конференции молодых работников и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Пермь, 2019).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе две – в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ, и одна в изданиях, входящих в реферативные базы научных публикаций Web of Science, Scopus.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников, включающего 113 наименований. Материал диссертации изложен на 135 страницах, включает 29 таблиц и 75 рисунков.

# ГЛАВА 1. ВЫБОР ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ТУРНЕЙСКИХ ОБЪЕКТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НОЖОВСКОЙ ГРУППЫ

## 1.1. Выбор объекта исследований

Пермский край является нефтегазодобывающим регионом, на территории которого значительная часть нефтяных месторождений содержит высоковязкую нефть. Опыт показывает, что при разработке таких объектов происходит опережающее обводнение добывающих скважин.

По принятой классификации [87] нефти подразделяются по динамической вязкости в пластовых условиях на три группы: с малой ( $< 5$  мПа\*с), повышенной (5-30 мПа\*с) и высокой ( $> 30$  мПа\*с) вязкостью. Вязкость, равная 30 мПа\*с, соответствует пределу, за которым обычно наблюдаются осложнения при добыче нефти и отмечается заметное снижение эффективности обычного заводнения. Запасы нефти вязкостью более 30 мПа\*с относят к трудноизвлекаемым.

За рубежом нефти классифицируют по плотности с выделением пяти типов нефти и природных битумов. Нефти каждого типа характеризуются определенным диапазоном изменения вязкости при температуре 37,8°C и 100°C. Использование плотности в качестве классификационного параметра объясняется простотой её определения по сравнению с вязкостью.

В связи с тем, что реальный диапазон вязкости тяжелой нефти достаточно большой - от 30 мПа\*с до 150 мПа\*с и выше, на практике целесообразно объекты с высоковязкой нефтью классифицировать на следующие группы [22]:

I группа - от 30 до 50 мПа\*с;

II группа - от 50 до 80 мПа\*с;

III группа - более 80 мПа\*с.



Рисунок 1.1.1 - Распределение высоковязких нефтей в Пермском крае

Повышенная и высокая вязкость нефти свойственна объектам ряда месторождений в Пермском крае - осинской, чернушинской и Ножовской групп. В таблице 1.1.1 и на рисунке 1.1.1 приведено распределение объектов ВВН по указанным выше группам месторождений.

К месторождениям Ножовской группы в Пермском крае приурочены объекты разработки с наиболее вязкой нефтью в карбонатных коллекторах. Всего на рассматриваемой группе выделяется 14 объектов с вязкостью нефти более 30 мПа\*с, что составляет 26,4% от общего количества объектов с ВВН на территории Пермского края, в том числе на карбонатные объекты приходится 24,5%.

Таблица 1.1.1 - Распределение объектов с высокой динамической вязкостью  
пластовой нефти

Группа месторождений в Пермском крае	μ, мПа*с										
	30...50			51...80			более 80			Всего	
	Количество объектов										
	всего	терр.	карб.	всего	терр.	карб.	всего	терр.	карб.	терр.	карб.
Кунгурская	2	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
Ножовская	6	1	5	1	0	1	7	0	7	1	13
Осинская	14	10	4	1	1	0	0	0	0	11	4
Полазненская	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Северная	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Чернушинская	15	10	5	4	2	2	3	1	2	13	9
<b>Всего</b>	<b>37</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>27</b>

Из 9 объектов в карбонатных коллекторах с высокой вязкостью пластовой нефти более 80 мПа\*с 7 объектов приходится на Ножовскую группу. Обводненность добываемой нефти по турнейским карбонатным объектам с ВВН Ножовской группы существенно превышает выработку запасов, что является основанием для выбора этих объектов для исследования.

На объектах разработки с карбонатным коллектором (Ножовская группа) наблюдается интенсивное обводнение добывающих скважин, что связано с высокой динамической вязкостью пластовой нефти, наличием подошвенной воды, водонефтяных зон и неоднородностью коллектора по фильтрационным свойствам [14, 55, 64, 74, 66, 89].

Промытые и изолированные перемычками от нефтенасыщенных пропластков водонасыщенные слои в интервалах между нагнетательными и добывающими скважинами характеризуются, как правило, повышенными давлениями, под действием которых при достаточно длительных остановках скважин вода оттесняет нефть от забоев добывающих скважин и снижает фазовую проницаемость горных пород для нефти в призабойных зонах.

Наличие слоев горных пород с системами раскрытых сообщающихся трещин, что особенно характерно для карбонатных коллекторов, ускоряет процессы обводнения добывающих скважин [7, 66, 73].

Средняя динамическая вязкость пластовой нефти для 8 объектов разработки в отложениях турнейского (Т) яруса составляет 72,1 мПа\*с при высоком значении коэффициента расчлененности (6,2). Повышенной вязкостью нефти характеризуются объекты в тульских (Тл), тульско-бобриковских (Тл-Бб) и башкирских (Бш) отложениях [74]. В таблице 1.1.2 приведены средние по объектам разработки данные о выработке запасов нефти и обводненности продукции скважин в условиях поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт [66]. При наиболее неблагоприятных в отношении обводненности добывающих скважин условиях отношение «обводненность-выработка запасов» по турнейским объектам в 1,4 раза выше, чем для других объектов. На рисунке 1.1.2 в качестве примера показана динамика данного соотношения для турнейских объектов Березовского и Западного месторождений. Отклонение от «нормального» тренда таково, что без проведения работ по ограничению обводненности скважин выработка извлекаемых запасов при граничных условиях (обводненность 98% и выше) может быть не обеспечена [66].

Таблица 1.1.2 - Выработка извлекаемых запасов и обводненность продукции скважин (осредненные данные по Ножовской группе месторождений)

Объекты разработки	Средняя динамическая вязкость пластовой нефти, мПа*с	Отбор от НИЗ, %	Обводненность, %	Обводненность/выработка
Т	72,1	39,79	56,46	1,42
Тл, Бб	23,3	65,81	66,89	1,02
Бш	11,4	38,33	41,93	1,09

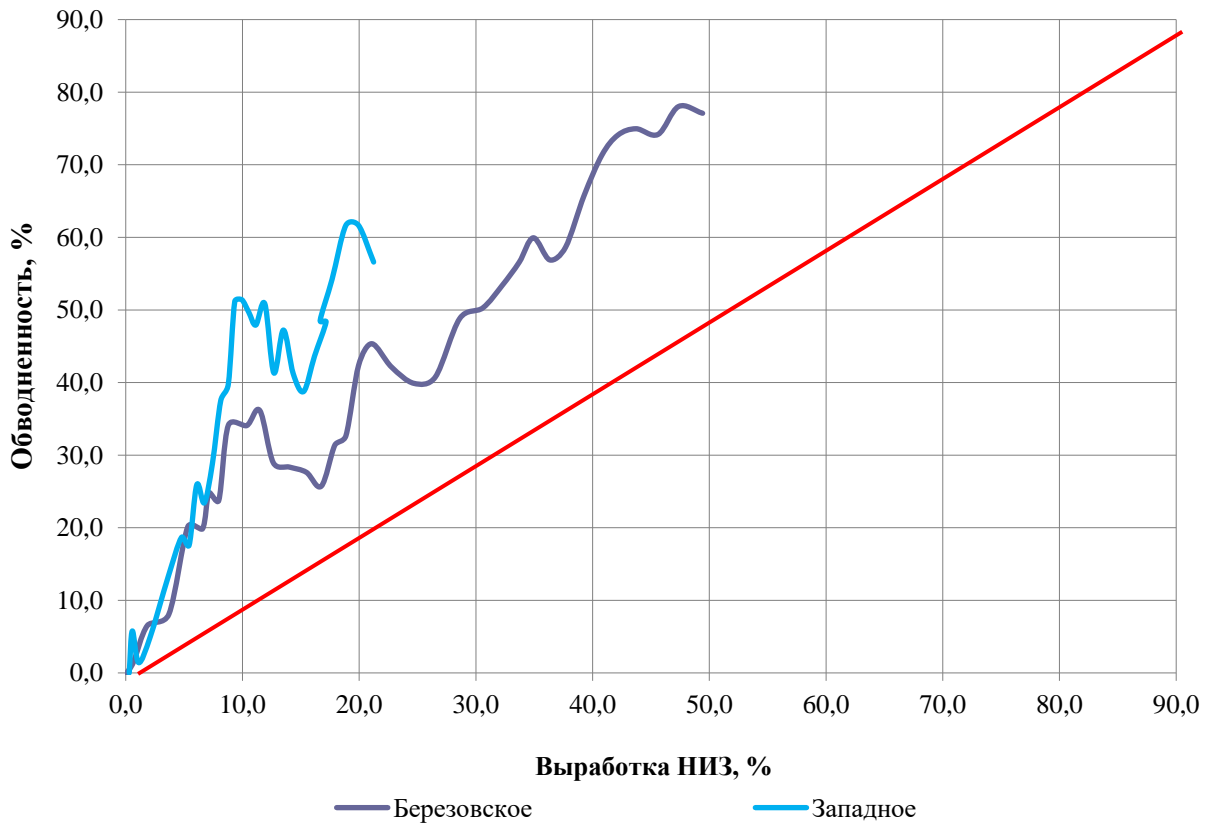


Рисунок 1.1.2 - Обводненность и выработка запасов нефти по турнейским объектам разработки (Березовское и Западное месторождения) [66]

Для регулирования процесса выработки запасов по скважинам проводятся водоизоляционные работы в добывающих и потоковыравнивающие работы (ПВР) в нагнетательных скважинах, направленные на снижение темпов обводнения продукции скважин. Для повышения эффективности разработки залежей и эксплуатации скважин необходимо исследовать технологии водоизоляционных и потоковыравнивающих работ с целью их совершенствования и разработки новых составов и технологий [16, 66, 82].

## 1.2. Сводная геолого-физическая характеристика объектов разработки месторождений Ножовской группы

Месторождения Ножовской группы относятся к сложным в геологическом отношении и, в основном, к средним по запасам. Все месторождения являются многопластовыми. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях нижнего и среднего карбона (тульский

и бобриковский горизонты) и в карбонатных отложениях (верейские, башкирские, турнейские). Для Ножовской группы месторождений высокая вязкость характерна для турнейских карбонатных объектов, геолого-физическая характеристика которых приведена в таблице 1.2.1 [66].

Таблица 1.2.1 - Геолого-физическая характеристика турнейских карбонатных объектов (Ножовская группа месторождений)

Показатель	Средние значения	Интервал значений
Нефтенасыщенная толщина, м	5,6	4,2-7,5
Коэффициент пористости, %	14,5	13-19
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	0,228	0,032-0,628
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,42	0,24-0,60
Коэффициент расчлененности, д.ед	6,2	3,6-8,3
Начальная пластовая температура, С°	32	28-33
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	72,1	48,8-87,1
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	915	914-922

Фазовая проницаемость и подвижность нефти в пласте существенным образом зависят от фактора газонасыщенности. Газонасыщенность пластовой нефти классифицируется следующим образом:

Группа	Газонасыщенность	Значение, м <sup>3</sup> /т
I	Низкая	менее 20
II	Средняя	20 ...60
III	Высокая	60...120
IV	Очень высокая	более 120

Низкая газонасыщенность (менее 20 м<sup>3</sup>/т) пластовой нефти имеет место практически для всех месторождений с высоковязкой нефтью Ножовской группы. Это объясняется повышением в составе нефтей нафтеновых и ароматических углеводородов, серосодержащих соединений, невысоким содержанием предельных парафиновых углеводородов.

В таблице 1.2.2 приведены средние данные по содержанию в группах высоковязких нефтей парафинов, смол, асфальтенов и серы. Асфальтено-смолистые вещества (АСВ) являются частично дисперсной фазой нефтей и определяют реологические свойства последних при фильтрации в пористой

среде. В тяжелых нефтях высокое содержание АСВ обуславливает проявление неньютоновских реологических свойств за счет образования внутренней жесткой надмолекулярной структуры жидкости. По рассматриваемым объектам разработки ВВН видно (таблица 1.2.2), что с увеличением вязкости пластовой нефти среднее содержание асфальтенов, смол и серы увеличивается, а содержание парафинов в целом уменьшается.

Таблица 1.2.2 - Средний состав высоковязких нефтей. Ножовская группа месторождений

Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа*с	Содержание в нефти, % мас.			
	парафины	смолы	асфальтены	сера
30...50	3,2	16,95	4,43	2,85
50...80	2,5	21,94	6,65	3,32
Более 80	2,8	23,03	6,74	3,78

Тип коллектора в значительной степени определяет структуру порового пространства и, в конечном счете, проницаемость для нефти и воды. Проницаемость продуктивных пластов напрямую влияет на дебиты и коэффициенты продуктивности скважин. В работах [8, 9, 10] предложено следующее разделение сложно-построенных карбонатных коллекторов порового и кавернового типа по фильтрационному параметру:

I группа – высокопроницаемые (проницаемость более 0,1 мкм<sup>2</sup>);

II группа – среднепроницаемые (проницаемость от 0,01 до 0,1 мкм<sup>2</sup>);

III группа – низкопроницаемые (проницаемость от 0,001 до 0,01 мкм<sup>2</sup>).

Согласно данной классификации проведено распределение эксплуатационных объектов с высоковязкой нефтью месторождений Ножовской группы (таблица 1.2.3). Объекты с высоковязкой нефтью преобладают в средне- и высокопроницаемых типах коллекторов и полностью отсутствуют в низкопроницаемых пластах, что связано, вероятно, с генезисом образования литологических ловушек высоковязкой нефти.



Таблица 1.2.3 - Распределение эксплуатационных объектов НГМ с высоковязкой нефтью по проницаемости

Высоко-проницаемый	Средне-проницаемый	Низко-проницаемый
количество объектов		
5	4	0

Одним из основных факторов появления объектов разработки с высоковязкой нефтью является потеря легких фракций в зонах разрывных дислокаций, а также гидрогеохимическое и биохимическое окисление нефтей в зонах палео- и современного гипергенеза. Подземные воды принимали основное участие во вторичных преобразованиях нефтей и их обогащении тяжелыми фракциями [38].

Для формирования залежи в процессе миграции нефти и последующего замещения нефти водой необходимы крупные по размерам поровые каналы для фильтрации и аккумуляции различных по вязкости первично рассеянных углеводородов. Один из возможных вариантов дальнейшего этапа формирования скоплений вязких нефтей заключается в хроматографической отгонке маловязких фракций нефти, хорошо фильтрующихся по системе тонкопоровых каналов пласта, которые для вязких компонентов являются непроницаемым экраном. В процессе длительного геологического времени в нефтяной высокопроницаемой ловушке происходит накопление тяжелого остатка УВ и последующее геохимическое преобразование его под действием гравитации, высоких тектонических давлений, температур и свободного кислорода подземных вод.

Основная доля объектов ВВН приходится на высокопроницаемые карбонатные коллекторы (таблица 1.2.3).

Коллекторы турнейских объектов разработки Ножовской группы месторождений содержат до 14 нефтенасыщенных проницаемых прослоев с толщинами от 0,2 до 14,6 м и с проницаемостью по керну от 0,00036 до 0,774 мкм<sup>2</sup>. При выработке запасов нефти из таких коллекторов происходит

неравномерное движение фронта вытеснения и повышается вероятность опережающего обводнения добывающих скважин (таблица 1.2.4).

Таблица 1.2.4 - Неоднородность объектов. Ножовская группа месторождений

Месторождение	Количество прослоев	Толщина прослоев, м	Проницаемость прослоев (по керну), мкм <sup>2</sup>	Проницаемость в ПТД, мкм <sup>2</sup>
Западное	8	0,4 - 7,8	0,0008 — 0,385	0,229
Ножовское	9	1,2 - 14,6	0,0009 — 0,774	0,035
Первомайское	8	0,4 - 10	0,0008 — 0,6	0,272
Бугровское	7	0,4 - 10,2	0,0007 — 0,452	0,189
Змеевское	9	0,8 - 14,6	0,0005 — 0,399	0,628
Падунское	7	0,3 - 2,0	0,0006 — 0,258	0,400
Березовское	4	0,4 - 1,1	0,00146 — 0,368	0,035
Опалихинское	14	0,2 - 7,5	0,00036 — 0,469	0,032

Термодинамические условия пласта - такие как пластовое давление, температура, оказывают значительное влияние на геолого-физическую характеристику объекта разработки. Объекты нижнего карбона, имеющие большую глубину залегания по сравнению с объектами среднего карбона, характеризуются повышенными на 13,1 % значениями пластового давления и более высокой (на 20,3 %) температурой залежей.

Объекты разработки с высоковязкой нефтью Ножовской группы месторождений характеризуются существенной неоднородностью. Средний коэффициент песчаности составляет 0,42, средний коэффициент неоднородности 6,2.

### 1.3. Эксплуатация скважин на объектах с высоковязкой нефтью

Карбонатные залежи с высоковязкой нефтью НГМ эксплуатируются 267 добывающими скважинами. Основная их часть оборудована штанговыми глубинными насосами (ШГН) (51%), значительно меньшее число скважин оборудовано электроцентробежными (22%) и электро-винтовыми (16%) насосами, штанговыми винтовыми насосами (9%). В режиме непрерывной (суточной) эксплуатации работает 98 % скважин рассматриваемых объектов.

Более 50 % скважин эксплуатируется с дебитами по жидкости до 10 м<sup>3</sup>/сут. Около 62 % скважин работает с дебитами по нефти менее 5 м<sup>3</sup>/сут.

Низкопродуктивными являются около 50 % всех рассматриваемых скважин. Около 25 % скважин имеют продуктивность более 5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

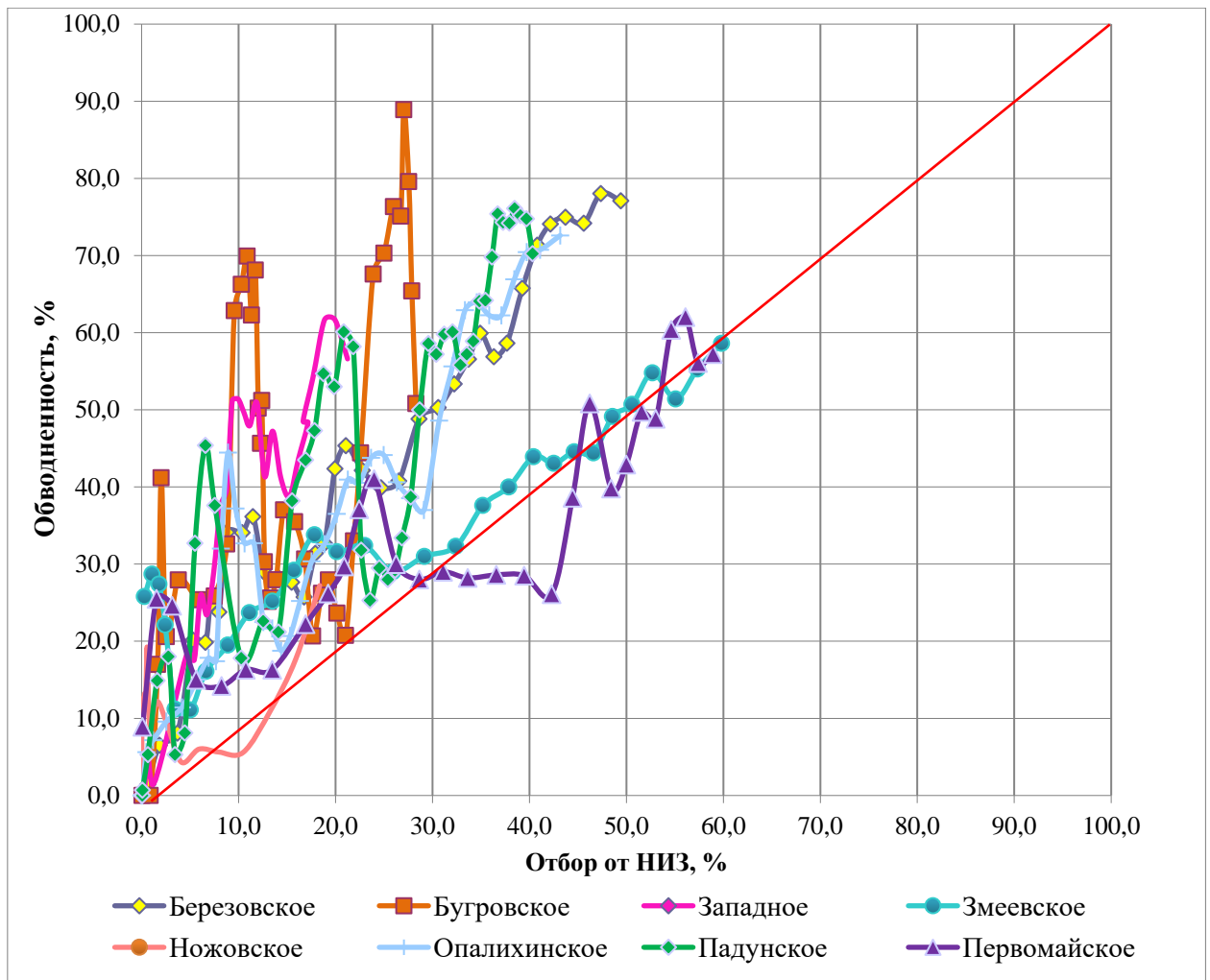
Исследовано распределение фонда скважин основных карбонатных объектов по обводненности. С обводненностью менее 25% работают 16% общего количества скважин.

Интервал изменения обводненности, %	% от общего количества
0-25	16,5
25-50	32,0
50-75	41,7
75-100	9,8
Итого:	100

В целом по карбонатным объектам большая часть скважин работает с обводненностью более 50 %. Исключение составляют скважины Ножовского месторождения, имеющие горизонтальное окончание вдоль верхней части продуктивного пласта.

#### **1.4. Особенности обводнения добывающих скважин турнейских объектов**

Соотношение динамики отбора начальных извлекаемых запасов и обводненности по турнейским объектам НГМ приведено на рисунке 1.4.1.



Рисунке 1.4.1 - Соотношение обводненности и отбора начальных извлекаемых запасов по турнейским объектам разработки [66]

На дату анализа соотношение выработки запасов и обводненности, близкое к единице, наблюдается для турнейских объектов Первомайского и Змеевского месторождений. Незначительное отклонение имеет место для турнейского объекта Ножовского месторождения. Для перечисленных трех объектов увеличение объемов закачки приводит к изменению параметров работы добывающих скважин, росту отборов нефти и жидкости, а также обводненности и пластового давления. При этом невысокие темпы выработки запасов нефти в значительной степени исключают опережающее обводнение добывающих скважин.

Для других объектов наблюдается существенное опережение обводнения добывающих скважин по отношению к выработке запасов с начала процесса

разработки, чему способствуют неоднородность коллектора, наличие высокопроводящих слоев горных пород, особенно в связи с их трещиноватостью, высокая вязкость пластовой нефти.

Трещиноватость коллектора характерна для залежи на Северном куполе Березовского месторождения (пласт Т1). Результаты потокометрических исследований скважин указывают на неравномерную выработку запасов по разрезу залежи. Наибольшим охватом выработкой выделяются интервалы, приуроченные к нижней части разреза.

Залежь пласта Т Луконинского купола Западного месторождения введена в промышленную эксплуатацию в 1989 г. (рисунок 1.4.2). Залежь характеризуется наличием зон литологического замещения, невыдержанностью толщин по площади и разрезу, а также значительной изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов. Коэффициент песчаности 0,45, расчлененности 6,95. Для пород эффективной части разреза характерна трещиноватость. Трещины чаще всего полые с признаками битума и нефти, осложнены порами выщелачивания.

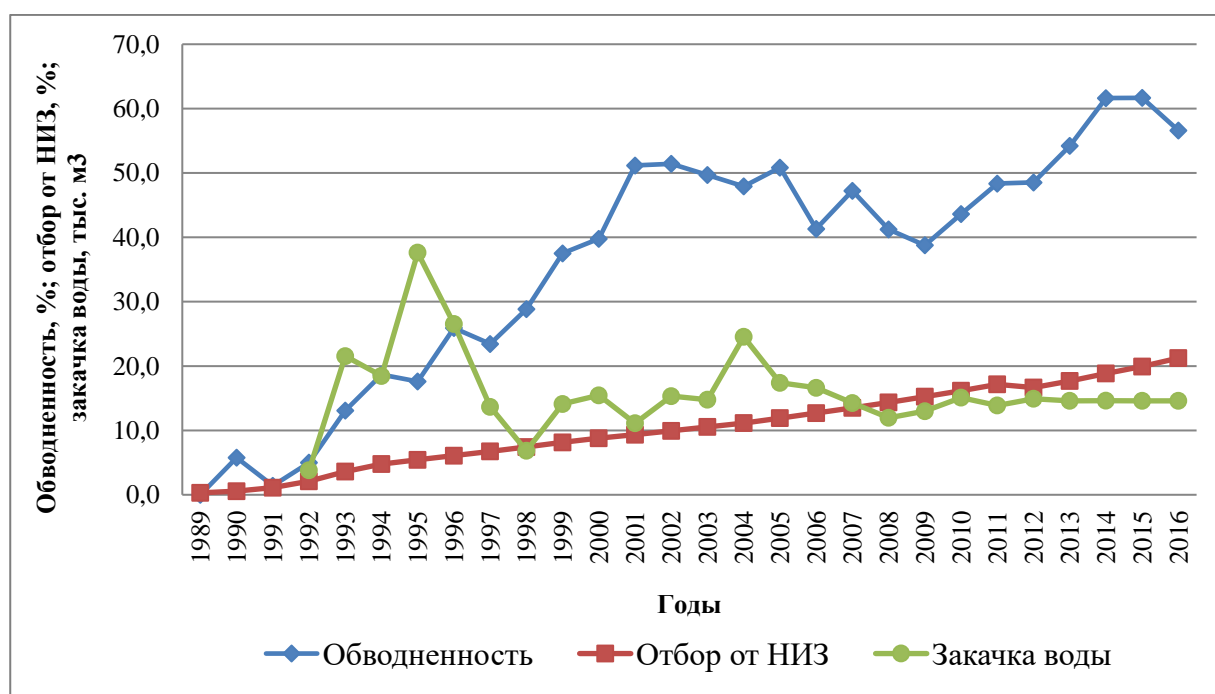


Рисунок 1.4.2 - Динамика обводненности, накопленной закачки воды и отбора от НИЗ. Западное месторождение, Луконинский купол, объект Т

На дату анализа скважины работают со средней обводненностью 54,3 % при отборе от НИЗ 23,8%. Закачка воды для поддержания пластового давления ведется в одну скважину.

Опережающее обводнение скважин объекта разработки связано с фильтрацией воды по трещинам и наиболее проницаемым пропласткам к добывающим скважинам.

Эксплуатация турнейской залежи нефти Опалихинского месторождения началась в сентябре 1978 г. По строению залежь относится к пластово-массивному типу, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 1,4 до 20 м (в среднем 9 м). Коэффициент долевого содержания коллекторов 0,451, коэффициент расчлененности 9,4.

В 2016-2017 годах на участке нагнетательных скважин 1023, 1016 проведены трассерные исследования, по результатам которых охарактеризована зона фильтрации с проницаемостями от 0,4 до 2244 мкм<sup>2</sup>.

Анализ данных потокометрических исследований показал, что фильтрация, преимущественно, происходит по узким слоям, приуроченным к кровле пласта Т.

В западной части залежи на участке скважин 1006, 1014, 1015, 1017, 1019 пластовое давление ниже давления насыщения. Скважины являются окружением нагнетательной скважины 1016. По данным потокометрических исследований закачиваемая вода уходит в нижний интервал перфорации, имеющий ограниченную гидродинамическую связь с окружающими добывающими скважинами 1014 и 1019.

Для снижения обводненности добывающих скважин и увеличения охвата пласта воздействием следует снизить проницаемость существующих каналов фильтрации для воды.

Объект Т<sub>0</sub>+Т Падунского купола Падунского месторождения разрабатывается с 1971 г. Особенностью турнейской залежи является наличие подстилающей залежь воды. Турнейский эксплуатационный объект (Т<sub>0</sub>+Т)

представляет собой совокупность большого числа малотолщинных проницаемых пропластков.

В 1982 г. достигнут максимальный годовой отбор нефти (161,8 тыс. т), при этом среднегодовая обводненность составляла 17,8 % (рисунок 1.4.3).

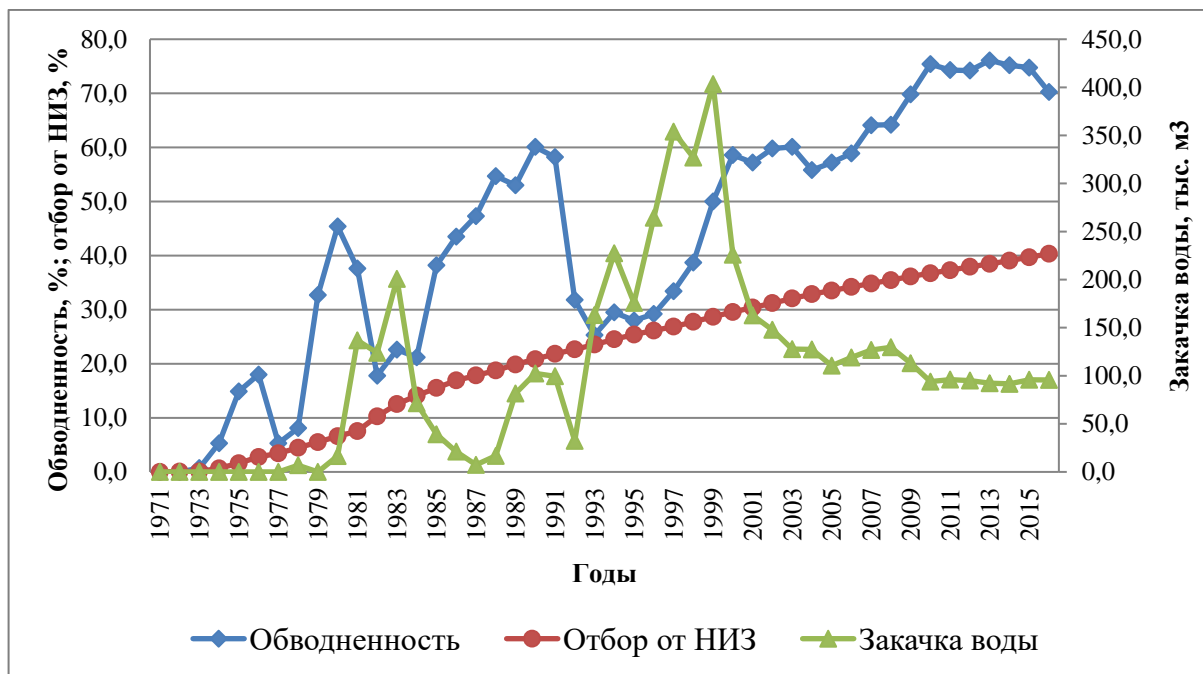


Рисунок 1.4.3 - Динамика обводненности, накопленной закачки воды и отбора от НИЗ. Падунское месторождение, Падунский купол, объект Т<sub>0</sub>+Т

На большей части указанных объектов с ВВН наблюдается существенное опережение обводнения по отношению к выработке извлекаемых запасов [67]. По ряду объектов обводненность продукции превышает выработку извлекаемых запасов в 1,5 раза и более. Как показывает анализ результатов проведенных работ по выявлению источников обводнения, наряду с высокой вязкостью пластовой нефти причинами более интенсивного обводнения являются опережающее проникновение воды по более проницаемой части (отдельным слоям) слоисто-неоднородного коллектора (56,3%), прорыв законтурной воды (18,8%) и конусообразование (12,5%) [66, 67, 94].

В целом турнейский объект разрабатывается с низкой эффективностью из-за его сложного геолого-физического строения – расчлененности продуктивного пласта на большое число малотолщинных пропластков при высокой вязкости пластовой нефти. В этих условиях выработка запасов нефти

происходит путем ее вытеснения по наиболее проницаемым пропласткам водой, закачиваемой в систему нагнетательных скважин по площадной схеме.

### **1.5. Составы для водоизоляции и выравнивания профилей приемистости в скважинах**

Главная цель при проведении водоизоляционных работ в добывающих и выравнивания профилей приемистости в нагнетательных скважинах – снижение фильтрационных параметров в промываемой части пласта с целью уменьшения обводненности добываемой продукции. В промысловых условиях для формирования изолирующих экранов в обводненных пропластках применяют различные композиции, способные существенно снижать проницаемость горных пород.

По механизму воздействия на область пласта с различными насыщающими жидкостями выделяются селективные и неселективные методы ограничения притока воды [3, 31, 69]. Неселективные методы подразумевают насыщение пород призабойной зоны материалом, который со временем затвердевает или загеливается, изолируя в той или иной степени пласт от ствола скважины по всей обработанной толщине независимо от характера насыщения. При этом возникает необходимость проведения дополнительных мероприятий по повторному вскрытию нефтенасыщенной части пласта. К составам, которые используются при неселективных методах изоляции водопритока, относятся цементные растворы, синтетические смолы и др. Тампонажные цементные растворы характеризуются низкими фильтрующими свойствами, что затрудняет создание протяженного изолирующего экрана в пласте. Образующийся при затвердевании цементный камень довольно хрупок, имеет невысокую адгезию по отношению к поверхности горных пород и к материалу труб. К недостаткам цементных растворов можно отнести усадку тампонажного камня и невысокую коррозионную стойкость. При неэффективной изоляции водопритока или при невозможности освоения после



ВИР с цементным раствором скважины переводят из добывающего фонда в другие категории.

Для улучшения свойств цементных составов в них добавляют различные компоненты, такие как сополимер акриламида, акрилата натрия и др. [25, 30]. Добавление данных веществ позволяет улучшить сцепление частиц цемента между собой и с породой, увеличить время схватывания и прочность цементного камня.

При проведении ВИР нашли также применение нефцецементные растворы. Такие составы включают цемент и нефть или дизельное топливо в количестве 40 - 50% от массы цемента. Для повышения проникающей способности раствора в него добавляют до 2% поверхностно-активных веществ. Важным преимуществом такого состава является его несхватываемость при отсутствии воды в поровом пространстве горных пород. При смешивании с водой данный раствор становится менее подвижным и образует цементный камень.

Последнее время в промышленной практике активно используются так называемые микроцементы. Микроцемент - тонкодисперсное минеральное вяжущее вещество, содержащее порошок, полученный путем воздушной сепарации пыли при измельчении цементного клинкера. Микроцемент используется в виде водной суспензии, которая отличается высокой текучестью даже при незначительном соотношении вода-цемент и высокой проникающей способностью, что позволяет рассматривать такой состав как альтернативу полимерным композициям и жидкому стеклу. Прочность цементного камня в результате закачки цементной суспензии значительно превышает прочность обычного цементного камня. Микроцементный раствор способен проникать в пласт на значительное расстояние от скважины, сохраняя при этом свои свойства. Одно из преимуществ использования микроцементов - возможность применения типового оборудования для закачки цементных составов.

При неселективных методах изоляции водонасыщенного пласта используются также синтетические смолы. На нефтяных месторождениях используются фенолформальдегидные смолы ТСД-9, ТСД-10, жидкие фенолформальдегидные смолы СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, резорциноформальдегидные и мочевиноформальдегидные смолы, которые могут отверждаться в присутствии формалина, уротропина, органических и минеральных кислот независимо от свойств жидкой среды пласта [14, 31, 85]. Смолы на основе сланцевых фенолов ТСД-9 предназначены к использованию в качестве материала для изоляции в скважинах, где температура не превышает 40 °С, а ТСД-10 - 50-80 °С. Указанные смолы получили распространение при проведении РИР в следующих случаях :

- изоляция отдельных водонасыщенных интервалов;
- устранение негерметичности цементного кольца;
- при ремонте нарушений в обсадных колоннах.

Синтетические смолы характеризуются повышенной проникающей способностью в поры и трещины коллектора, регулируемой скоростью отверждения, экологичностью материалов и др. Синтетические смолы рекомендуются для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) при низкой приемистости объектов изоляции. Во время проведения изоляционных работ принимаются меры для ограничения поступления смол в нефтенасыщенные интервалы.

Селективные способы изоляции подразумевают использование водоизоляционных составов (ВИС), которые увеличивают фильтрационное сопротивление в водонасыщенных интервалах. Избирательная закупорка водонасыщенных интервалов обеспечивается изменением фазового состояния водоизоляционного состава под действием воды. При закачке тампонажного раствора значительное влияние оказывают технологические приемы, геологические характеристики пласта, свойства породы, а также физико-химические характеристики насыщающих флюидов. Проведение селективных

водоизоляционных работ эффективно в пластах, которые представлены изолированными участками или в пластах со значительной анизотропией. В слоистых и неоднородных пластах приток нефти осуществляется, в основном, по хорошо проницаемым интервалам, по которым в первую очередь происходит обводнение скважин. Тампонирующий состав преимущественно проникает в зоны с повышенной проницаемостью и закупоривает их, снижая приток воды в скважину и создавая условия для увеличения притока из низкопроницаемых слоев, например за счет снижения забойного давления.

По типу действия выделяют водоизоляционные составы отверждающиеся, гелеобразующие, набухающие, осадкообразующие, инвертные водонефтяные эмульсии, модификаторы поровой поверхности коллектора [30]. Данную группу представляют, в основном, синтетические отверждающиеся материалы, например, кремнийорганические, имеющие различные модификации под названием АКОР [42, 46].

Для получения таких составов используют этиловые, пропиловые и бутиловые эфиры ортокремниевой кислоты и кристаллогидраты солей переходных металлов IV-VIII групп. При взаимодействии композиции АКОР с пластовыми минерализованными водами происходит ее отверждение по всему объему. Кремнийорганические составы образуют высокопрочный гель, способный отверждаться в присутствии воды различной минерализации. При закачке таких составов не требуется дополнительное оборудование, что упрощает их применение. К основным достоинствам данных составов относятся низкая динамическая вязкость, высокая проникающая способность и повышенная прочность образующегося тампонажного камня. Существенным недостатком подобных составов является высокая чувствительность к содержанию и степени минерализации вод, при взаимодействии с которыми может происходить быстрое отверждение.

В результате закачки гелеобразующих композиций в пласт и структурирования в поровом пространстве образуется гель с высокой

вязкостью. Главными представителями данной группы являются составы с содержанием полиакриламида (ПАА), карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Также в эту группу относят и вязкоупругие составы (ВУС) с применением ПАА и ацетата хрома, биополимеров, а также с использованием водных растворов алюмохлорида и силиката натрия.

К биополимерам относятся водорастворимые полимеры, относящиеся к группе полисахаридов – глюканов, ксентановой смолы и др. Примером такого вещества является продукт БП-92. При изоляции водопритоков с применением биополимеров образуется гелеобразная масса в результате, например, смешивания раствора на основе биополимеров и хромокалиевых квасцов перед закачкой в скважину. Помимо перечисленных составов, которые используются для образования гелеобразной массы в пласте, применяют также составы с алюмохлоридом.

В поровом объеме карбонатного коллектора и при взаимодействии с минерализованной пластовой водой водные растворы алюмохлорида образуют гели различной вязкости. В промышленных условиях успешно испытан водоизолирующий состав с использованием алюмохлорида и щелочных стоков, который образует в пласте гелеобразную массу с высокими адсорбционными свойствами. Максимальный закупоривающий эффект имеет место при содержании 5% алюмохлорида в водных растворах, взаимодействующих с карбонатной породой. Гели, которые образуются в системе «алюмохлорид-карбонат кальция», становятся прочнее с добавлением полиакриламида. К недостаткам указанных составов можно отнести сложность регулирования времени гелеобразования.

Известен такой компонент гелеобразующих составов, как силикат натрия (жидкое стекло), на основе которого разработано большое количество технологий ограничения водопритока [93]. Образование гелей с использованием жидкого стекла происходит в присутствии растворов кислот или солей. Для получения высоких прочностных характеристик образующегося

камня в качестве отвердителя используют натрий кремнефтористый. Для отверждения силикатных растворов с силикатным модулем более 3 отвердителями выступают эфиры и амиды карбоновых кислот (уксусной, муравьиной) с добавлением в качестве поверхностно-активного элемента неонола АФ9-12. К недостаткам данных составов относят низкую структурную устойчивость, затруднения при регулировании скорости гелеобразования, значительную стоимость компонентов, входящих в состав.

Из группы водоизолирующих гелеобразующих материалов широкое применение нашли составы на основе водорастворимых полимеров акрилового ряда [6, 48]. К ним относятся полиакриламид (ПАА), полиакрилонитрил (гипан, гивпан), реагент МАК-ДЭА (сополимер метакриловой кислоты с ее диэтиламмониевой солью) и др.

Изолирующие составы на основе ПАА образуют тампонирующий материал в виде геля (преимущественно) или в виде осадка. Гелеобразование происходит в водных растворах ПАА в присутствии сшивающих агентов - поливалентных металлов. Замедлителями гелеобразования являются карбоновые кислоты (муравьиная, уксусная, молочная). В качестве сшивающего агента часто применяется ацетат хрома.

Водные растворы полиакриламида и ацетата хрома при наличии стабилизатора – хлорида аммония - вступают в реакцию с формированием прочной гелеобразной системы. Значимым недостатком данного состава является частичный вынос образовавшегося геля с продукцией скважины из-за недостаточных прочностных и адгезионных характеристик, а также значительная скорость сшивки полимера. В таком случае возможно применение добавок, замедляющих реакцию.

Селективная водоизоляция обводненных пропластков происходит с образованием гелеобразной массы в результате процесса коагуляции гипана при взаимодействии с поливалентными катионами [50, 92].

Действие электролитов в составе пластовой воды оказывает влияние на образование гелеобразной массы, в связи с этим рассматриваемый компонент широко применяется при значительной минерализации пластовой воды (от 50г/л). Электролитами могут выступать, например, растворы хлористого кальция или соляной кислоты. Растворы гипана хорошо проникают в пласт, однако при контакте с электролитами (пластовыми водами) происходит быстрая коагуляция гипана, что может существенно ограничивать поступление водоизоляционного состава в обводненные интервалы пласта. В таких случаях требуется применение разделительных жидкостей, обычно – пресной воды.

Среди химических реагентов для использования в качестве основы выделяются технические лигносульфонаты. Известен состав для выравнивания профиля приемистости скважин, содержащий технические лигносульфонаты, хлорид алюминия, соляную кислоту и нефтепродукты [62]. При взаимодействии соли алюминия с карбонатной породой выпадает осадок, а введение в состав технических лигносульфонатов усиливает осадкообразующие свойства и способствует гелеобразованию. Соляная кислота в данном составе применяется для понижения значения рН, что облегчает процесс приготовления состава. После закачки в пласт приготовленного состава водородный показатель увеличивается, что приводит к гелеобразованию и осадкообразованию в пласте. Использование нефтепродуктов в рассматриваемом составе увеличивает его вязкость, что повышает селективные свойства материала в неоднородных коллекторах.

Существует состав на основе отработанной щелочи и лигносульфоната. При закачке в пласт описанного состава происходит осадкообразование гидроксидов и карбоната кальция и магния, что в дальнейшем, при взаимодействии с лигносульфонатом, приводит к гелеобразованию.

В составе на основе полиакриламида, феррохромлигносульфоната, воды и бишофита (хлорида магния) [60] данные компоненты при смешивании образуют гелеобразную систему при закачке в пласт. Особенностью данного

состава является использование хлорида магния в качестве компонента для медленного растворения полиакриламида, что позволяет готовить растворы ПАА высокой концентрации и закачивать их в пласт. При повышении температуры в пластовых условиях происходит интенсификация растворения ПАА, в результате происходит образование высоковязких растворов, которые в присутствии феррохромлигносульфоната сшиваются с образованием геля. Хлорид магния используется и в другом направлении нефтедобычи – создании цементных магнезиальных растворов при цементировании ствола скважины. Применение данного компонента повышает прочность цементного камня, улучшает адгезионные свойства и уменьшает усадку [45].

Рассмотренные выше виды потоковыравнивающих и водоизолирующих технологий обобщены в таблице 1.5.1.

Перспективными из всех рассмотренных материалов являются гелеобразующие составы. Различные способы получения геля, вариативность, возможность регулирования свойств, высокая проникающая способность, применение в высокоминерализованных средах, селективность изоляции – эти параметры способствуют широкому применению гелеобразующих композиций.

Использование полиакриламида в качестве основного гелеобразующего компонента позволяет получать тампонирующий состав, способный проникать на значительные расстояния от забоя скважины, что повышает надежность тампонирующего при изоляции водоносных пропластков. Применение дополнительных компонентов позволяет на основе данного вещества создавать тампонирующие составы с высокими прочностными и адгезионными свойствами. Разработка состава с применением ПАА в качестве основного гелеобразующего компонента является перспективным направлением в области потоковыравнивающих технологий.

Таблица 1.5.1 - Виды потоковыравнивающих и водоизолирующих технологий

Вид состава	Композиции	Добывающие	Нагнетательные	Литоология	
				карбонатный	терригенный
Кремнийорганические реагенты	АКОР	+		+	+
Суспензии	Водонабухающий полимер (ВНП) (В-415, В-615, В-820, МЯРС-0,4 и др) и нефть	+	+	+	+
Гелеобразующие технологии	Сшитые полимерные системы (на основе растворов полимера, сшивателя, ПАВ, кислоты, DSGA; Гелий; BASF); Вязко-упругие системы (на основе растворов полимера, сшивателя, ПАВ); Кислотные гели,	+	+	+	+
	КАРФАС; Ритин; ПАА с добавкой хромпик	+		+	
	Технологии на основе силиката натрия (Силикатно-полимерные гели (Силикат натрия, кислота, полимер); Гипан)	+	+	+	+
	Биополимеры (Ксантан)		+	+	+
Гидрофобные эмульсии	СНПХ-9633; ДНПХ-8700	+	+	+	+
Твердеющие составы	Смолы; ДТС	+	+	+	+
Осадкообразующие технологии	ОЛИНС; АМИН; ЭМКО; ГПАН; ОВП-2; ЦСПК	+	+	+	+



## 1.6. Технологическая эффективность мероприятий по водоизоляции и выравниванию профилей приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах.

### 1.6.1. Технологическая эффективность работ в добывающих скважинах

Известно, что для замедления процесса обводнения добывающих скважин целесообразно проведение работ в нагнетательных скважинах по выравниванию профилей приемистости [1, 16, 66, 46, 88, 110], закачке растворов полимеров [47, 63, 99, 100, 102, 107] и использование других технологий [102]. При этом более эффективны мероприятия по так называемому системному воздействию, когда работы в нагнетательной скважине и водоизоляционные работы в добывающей скважине скоординированы во времени.

На рисунке 1.6.1 показано распределение по технологиям водоизоляционных работ (ВИР), выполненных на нефтяных месторождениях Пермского края за 15 лет [66]. Результаты ВИР приведены в таблице 1.6.1 [12, 58].

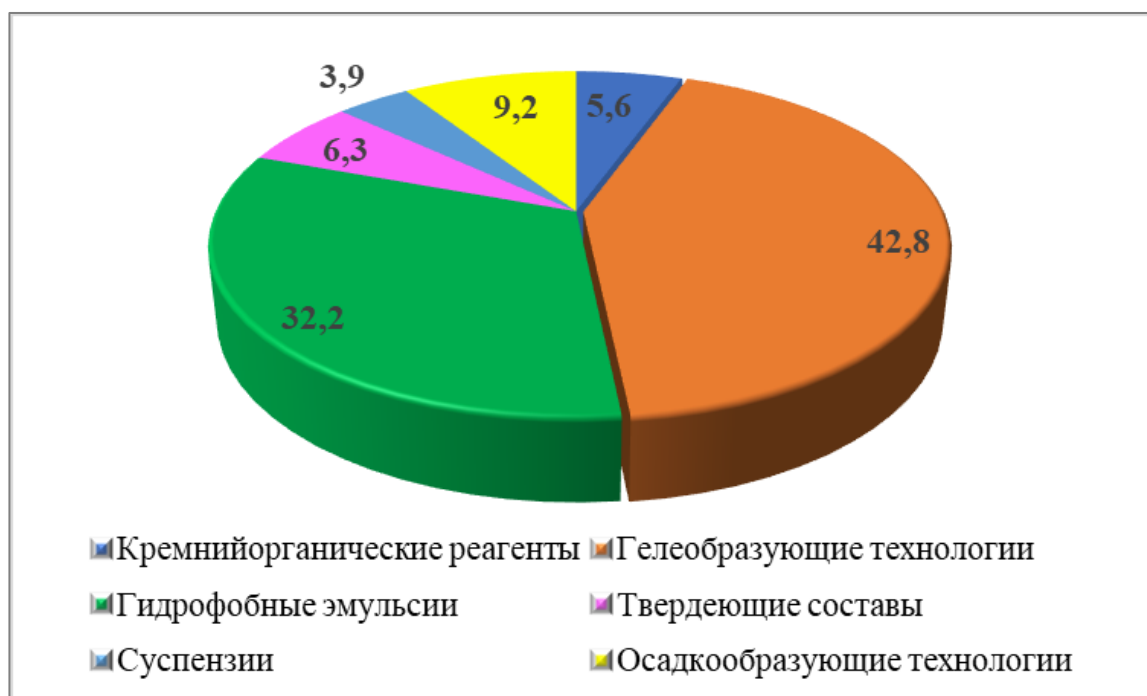


Рисунок 1.6.1- Распределение водоизоляционных работ в скважинах по применяемым технологиям

Таблица 1.6.1 - Результаты работ по ограничению обводненности продукции добывающих скважин

Вид ВИР	Количество операций всего	Кол-во успешных операций всего	Доп. добыча нефти на 1 обр., тыс. т.	Продолжительность эффекта на 1 обр (снижение обводненности), сут	Успешность, %
Кремнийорганические реагенты	17	16	3,5	851,9	94,1
Гелеобразующие технологии	130	95	1,63	709,3	73,1
Гидрофобные эмульсии	98	68	2,1	961,7	69,4
Твердеющие составы	19	12	1,6	814,4	63,2
Суспензии	12	7	2,75	1012,5	58,3
Осадкообразующие технологии	28	15	0,4	264,6	53,6

Основное количество проведенных мероприятий приходится на использование гелеобразующих технологий. Твердеющие составы (цементные растворы) применялись, в основном, для полного перекрытия определенных участков интервалов перфорации в скважинах.

В скважинах, эксплуатирующих карбонатные объекты, в период с 2000 по 2018 гг. проведено 133 обработки. Распределение по технологиям приведено на рисунке 1.6.2, результаты применения - в таблице 1.6.2. Более высокая эффективность при ограничении притока воды по промытым слоям для пластов с карбонатным коллектором отмечена для гелеобразующих технологий [66] и технологий с кремнийорганическими реагентами. Эффективность оценивалась по накопленной дополнительной добыче нефти в расчете на одно мероприятие.

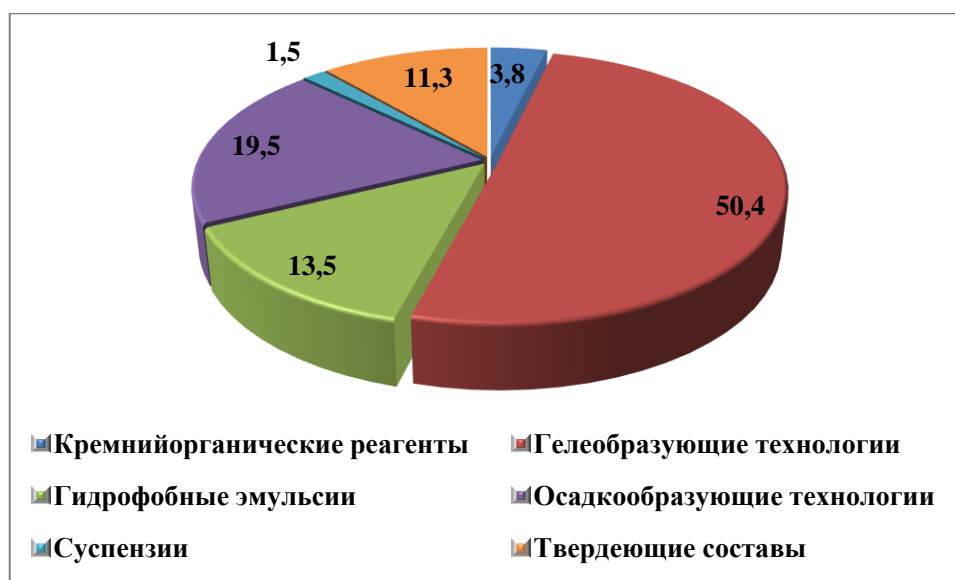


Рисунок 1.6.2. - Применение технологий ВИР в скважинах карбонатных объектов

Таблица 1.6.2 - Результаты работ по ограничению обводненности продукции добывающих скважин в карбонатных коллекторах

Вид ВИР	Количество операций всего, опер	Количество успешных операций всего, опер	Доп. добыча нефти на 1 обр., тыс. т.	Продолжительность эффекта на 1 обр. (снижение обводненности), сут	Успешность, %
Кремнийорганические реагенты	5	5	2,22	387,1	100
Гелеобразующие технологии	67	44	1,72	908	65,7
Гидрофобные эмульсии	18	12	1,12	649,8	66,7
Осадкообразующие технологии	26	13	0,38	152,3	50
Суспензии	2	1	0,04	25	50
Твердеющие составы	15	8	1,61	235,3	53,3
Сумма/Средние значения	133/-	83/-	-/1,37	-/465,5	62,4

Из рисунка видно, что основная доля проведенных мероприятий по ограничению водопритока в добывающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные объекты, приходится на гелеобразующие технологии (КАРФАС и др.). За рассматриваемый период с этим реагентом проведено 67 обработок, то есть 50% от общего количества мероприятий. В среднем дополнительная добыча нефти от проведения одной обработки по ограничению водопритока по

гелеобразующим технологиям составила 1,72 тыс.т, при этом продолжительность эффекта по снижению обводненности равна 2,5 года. Применение осадкообразующих технологий (ЭМКО, ОВП-2) является менее распространенным видом водоизоляционных работ, проведено 26 операций (20%). Следующим по количеству проведенных обработок является применение гидрофобных эмульсий - проведено 18 работ (14%).

На рисунке 1.6.3 приведено распределение технологий по успешности проведения ВИР. Успешность применения кремнийорганических реагентов наиболее высокая, однако продолжительность действия эффекта по этим технологиям оказалась ниже среднего значения по всем мероприятиям.

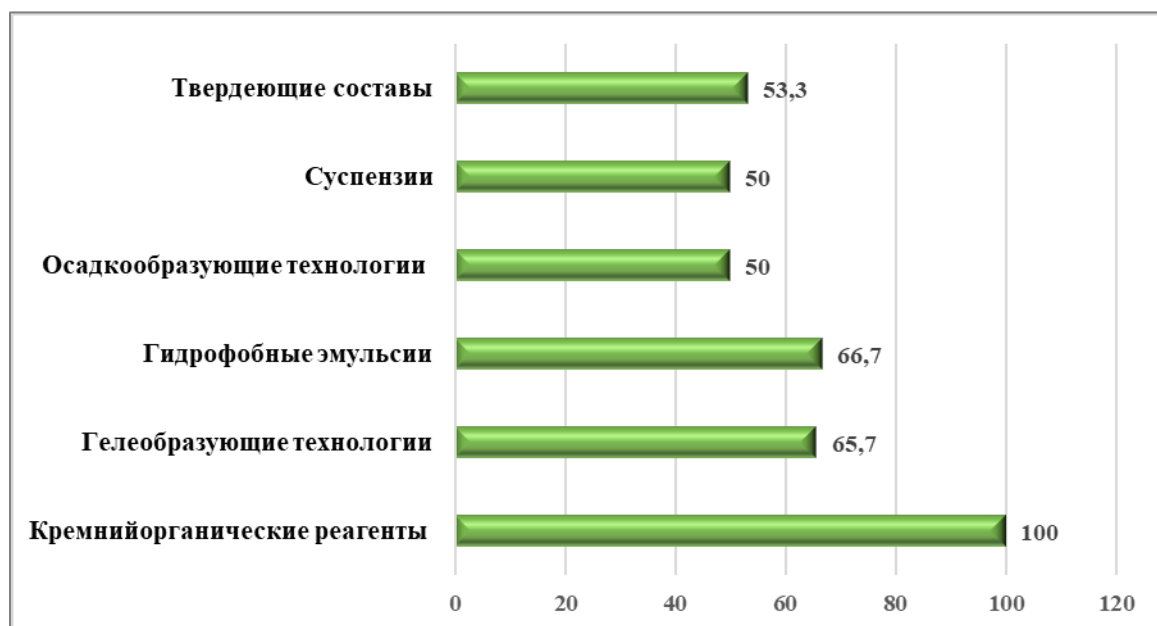


Рисунок 1.6.3 - Распределение технологий по успешности проведения ВИР

### 1.6.2. Технологическая эффективность работ в нагнетательных скважинах

В нагнетательных скважинах карбонатных объектов работы по выравниванию профилей приемистости осуществлялись, в основном, с применением твердеющих и гелеобразующих технологий (рисунок 1.6.4) [66]. Твердеющие составы использовались, в основном, для перекрытия интервалов

перфорации на определенных участках при переходе на другие объекты и при вскрытии перфорацией новых участков на объекте. В таблице 1.6.3 приведены основные результаты проведения мероприятий на нагнетательных скважинах. Технологическая эффективность оценивалась по изменению уровней добычи нефти в реагирующих добывающих скважинах [66].

Таблица 1.6.3 - Результаты работ в нагнетательных скважинах по выравниванию профилей приемистости [66]

Группа технологий	Количество операций	Доп. добыча нефти на 1 обр., тыс. т.	Продолжительность эффекта, сут
Твердеющие составы	152	0,9	361
Осадкообразующие	1	1	516
Гелеобразующие	142	0,93	359
<b>Всего/среднее</b>	<b>295</b>	<b>0,9</b>	<b>360,6</b>

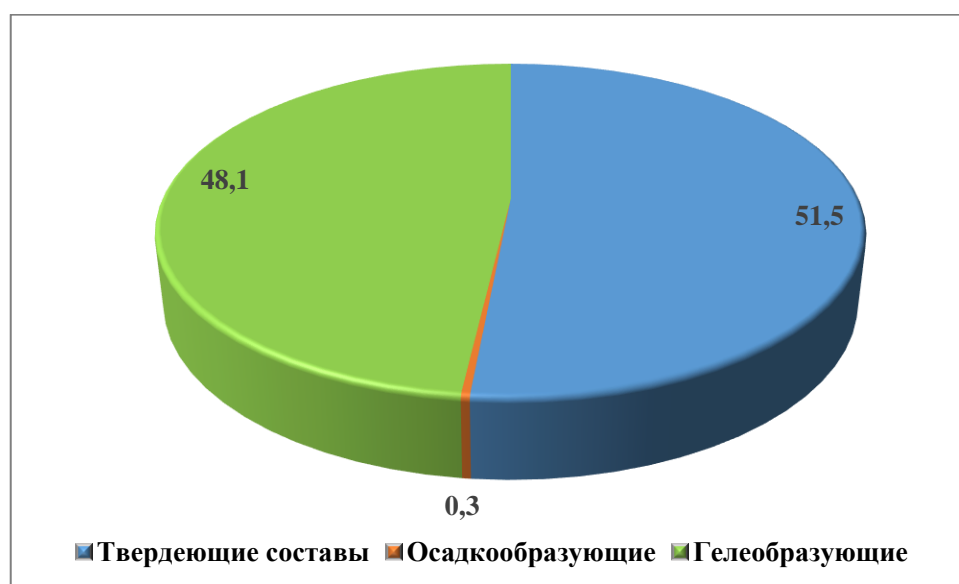


Рисунок 1.6.4 - Применение потоковыравнивающих технологий в нагнетательных скважинах

Средняя продолжительность эффекта при проведении работ по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных скважинах составила 360 суток [66, 67].

### 1.6.3. Технологическая эффективность мероприятий по снижению обводненности турнейских объектов на месторождениях Ножовской группы

За последние 20 лет на турнейских объектах месторождений Ножовской группы проведено более 40 мероприятий по снижению обводненности и изменению профилей притока и приемистости скважин на добывающем и нагнетательном фонде. Основные результаты мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах приведены в таблице 1.6.4 [66].

Таблица 1.6.4 - Результаты мероприятий по снижению обводненности и изменению профилей притока и приемистости скважин на турнейских объектах месторождений Ножовской группы

Группа технологий	Количество операций	Доп. добыча нефти на 1 обр., т.	Продолжительность эффекта на 1 обр., сут
Добывающие скважины			
Твердеющие составы	10	4476	1426
Осадкообразующие	1	1100	672
Гелеобразующие	15	265	766
Нагнетательные скважины			
Твердеющие составы	1	120	183
Осадкообразующие	1	980	516
Гелеобразующие	13	372	247 (эффект продолжается, комплексное воздействие)

Основной объем мероприятий выполнен на турнейских объектах Опалихинского и Падунского месторождений.

На турнейской залежи Опалихинского месторождения с 1999 по 2015гг. проведены РИР с использованием цементов (тампонирование интервалов перфорации) на 4 добывающих скважинах, при этом технологический эффект составил 6600 тонн нефти. При РИР цементом (тампонирование интервала

перфорации) на нагнетательной скважине технологический эффект составил 31 тонну нефти.

В дальнейшем рассматриваются технологии, основанные на пластовом осадко- и гелеобразовании, включающие технологии на основе силиката натрия.

В 2018г. на участке турнейской залежи Опалихинского месторождения проведены комплексные воздействия с применением потокоотклоняющих технологий на нагнетательном фонде и интенсификации притока в добывающих скважинах (рисунок 1.6.5).

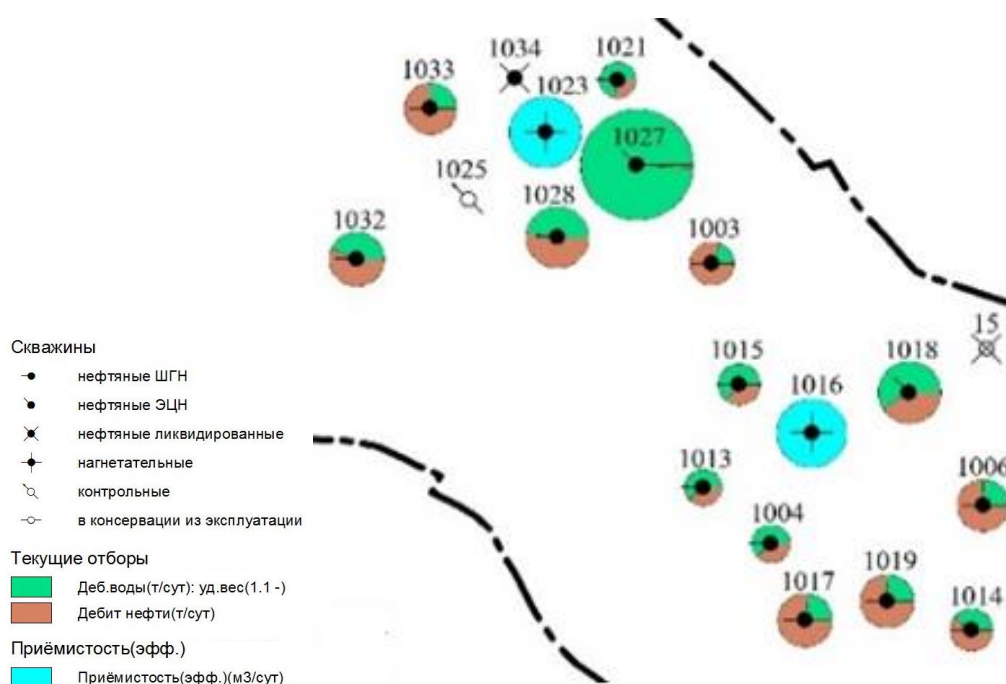


Рисунок 1.6.5 - Участок залежи Опалихинского месторождения

В нагнетательные скважины 1016 и 1023 выполнена закачка сшивающихся полимерных систем, а через 1-2 месяца в добывающих скважинах 1017, 1018, 1006, 1019, 1028, 1032, 1033 проведено кислотное воздействие с приростом в добыче нефти после мероприятий в 3,4 - 4,0 т/сут.

Общая приёмистость нагнетательных скважин участка после проведения ГТМ не изменилась. Обводненность добывающих скважин в течение года после ГТМ снизилась на 4 - 20%.

На турнейской залежи Падунского месторождения для нагнетательных скважин использовались составы на основе полиакриламида. При обработке 10

скважин средний прирост добычи нефти по реагирующим добывающим скважинам составил 1,2 т/сут, средняя дополнительная добыча в расчете на одно мероприятие - 160 т [66].

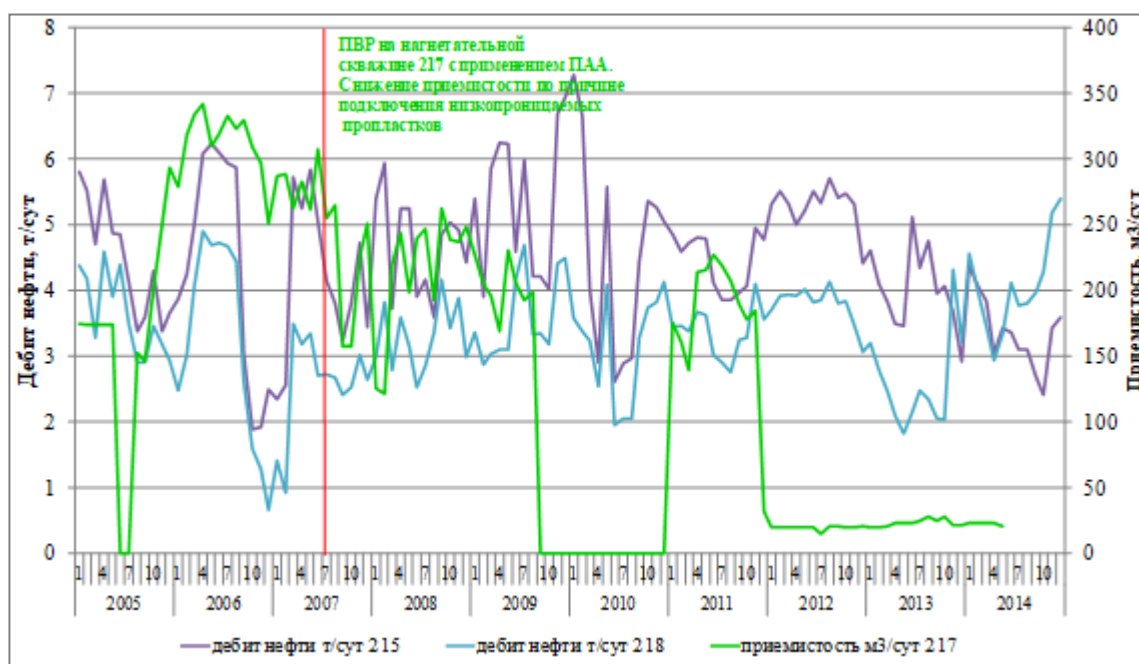


Рисунок 1.6.6 - Взаимодействие работы нагнетательной и добывающих скважин

На рисунке 1.6.6 показано взаимодействие добывающих скважин 215, 218 и нагнетательной скважины 217. С подключением в работу после обработки скв.217 ранее недренируемых пропластков отмечается увеличение дебитов нефти реагирующих скважин [66]. Дебит нефти по скважине 218 увеличился, в среднем, с 2,5 т/сут до 3,7 т/сут в течение последующих двух лет. При этом воздействие на добывающие скважины не осуществлялось.

На нагнетательной скважине 351 выравнивание профиля приемистости проведено с применением состава ОЛИНС (осадкообразующий лигносульфонатно-нефтяной состав), разработанного в ПНИПУ [66]. Средний дебит по нефти реагирующих скважин увеличился на 1,9 т/сут, дополнительная добыча нефти составила около 980 т при продолжительности эффекта более года [66]. Использованный состав включал сернокислый алюминий  $Al_2(SO_4)_3$ , лигносульфонат марки А, соляную кислоту, безводную нефть с установки УППН и пресную воду.



По техническим причинам полный профиль приемистости до мероприятия не был установлен. Результаты термометрии перед проведением мероприятия показали, что закачиваемая вода (приемистость 150 м<sup>3</sup>/сут) проникала, преимущественно, по промытой части верхнего интервала перфорации. Обработка призабойной зоны составом позволила снизить приемистость этого интервала до 18% от общей (рисунок 1.6.7).



а)



б)

Рисунок 1.6.7 - Профиль приемистости скважины 351: а) до обработки; б) после обработки составом ОЛИНС

Закачка вязкоупругих систем в две нагнетательные скважины позволила получить средний технологический эффект в 140 тонн нефти на операцию.

В добывающих скважинах турнейского объекта выполнены водоизоляционные работы с применением водного раствора гидролизованного полиакриламида ОВП-2 (6 скважин) и кремнийорганического вещества АКОР-

БН (1 скважина) [66]. В скважинах, обработанных составом ОВП-2, обводненность снизилась в среднем на 7%, продолжительность эффекта при этом составила около трех месяцев. Проведение обработки составом АКОР-БН позволило снизить обводненность с 97,2 до 96%, эффект кратковременный - один месяц. При этом дополнительная добыча нефти не превысила 70 тонн на операцию.

На добывающем фонде Первомайского месторождения, эксплуатирующем турнейскую залежь, ГТМ по снижению обводненности и перераспределению фильтрационных потоков не проводились.

В целом технологическая эффективность мероприятий по снижению обводненности и изменению профилей притока и приемистости скважин за счет изменения (увеличения) фильтрационных сопротивлений в обводняющихся слоях продуктивных пластов на турнейских залежах Ножовской группы существенно ниже средних значений по другим месторождениям в Пермском крае. Продолжительность эффекта при использовании гелеобразующих технологий в нагнетательных скважинах турнейских объектов составляет 247 сут при 359 сут в среднем по региону, дополнительная добыча нефти на 1 обработку ниже в 2,5 раза.

### **Выводы к главе 1**

Турнейские эксплуатационные объекты Ножовской группы месторождений характеризуются сложным геолого-физическим строением – расчлененность продуктивных пластов, большое число пропластков, высокая вязкость пластовой нефти. В этих условиях выработка запасов происходит путем вытеснения нефти по отдельным, в том числе трещиноватым, наиболее проницаемым пропласткам водой, закачиваемой в нагнетательные скважины.

Турнейские залежи на Ножовской группе месторождений, по которым имеет место значительное отставание выработки запасов нефти по отношению

к обводненности, приняты в данной работе в качестве объекта для исследования.

Для снижения обводненности добывающих скважин в последние годы на месторождениях Пермского Прикамья наибольшее применение получили технологии с гидрофобными эмульсиями, сшитыми полимерными составами и гелеобразующими материалами. Гелеобразующие технологии показали наиболее высокую продолжительность действия эффекта от проведения мероприятий. На объектах с карбонатными коллекторами наибольшее применение получили гелеобразующие и осадкообразующие технологии. Для технологий с гелеобразованием отмечены наиболее высокие значения продолжительности действия эффекта и дополнительной добыче нефти.

При проведении мероприятий по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных скважинах в указанный выше период использовались, в основном, осадко- и гелеобразующие технологии и эмульсионно-дисперсные системы (ЭДС).

Технологическая эффективность мероприятий по снижению обводненности и изменению профилей притока и приемистости скважин на турнейских залежах Ножовской группы месторождений существенно ниже средних значений по месторождениям на территории Пермского края.

Следует отметить высокую технологическую эффективность от комплексного воздействия (в добывающих и нагнетательных скважинах) на Опалихинском месторождении с использованием гелеобразующих технологий, позволившего снизить обводненность добывающих скважин на участке до 20%.

В этих условиях актуальным является исследование материалов и разработка эффективных составов для водоизоляционных и потоковыравнивающих работ в добывающих и нагнетательных скважинах, а также прогнозирование технологической эффективности мероприятий по снижению обводненности добываемой нефти на рассматриваемых объектах разработки.

## **ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРА**

Разработка залежей нефти осуществляется, преимущественно, с закачкой воды с целью поддержания пластового давления (ППД) [47]. Данный вид воздействия способствует увеличению темпов выработки запасов и увеличению нефтеотдачи пластов, но, одновременно, ведет к повышению обводненности скважин [47]. При высоких значениях слоистой неоднородности коллектора и вязкости нефти возрастает вероятность неравномерного продвижения фронта вытеснения по пропласткам с низкими фильтрационными сопротивлениями и преждевременного обводнения добывающих скважин [37]. Наряду с геологическими факторами [33, 75, 77, 81] на обводнение скважин влияют система разработки и технологические режимы работы скважин [13, 26, 27, 36, 51, 29, 65, 86]. С увеличением обводненности часто снижается текущая добыча нефти, увеличивается ее себестоимость, интенсифицируется отложение неорганических солей в скважинах и системах сбора [50]. К основным причинам обводнения скважин относятся конусообразование и опережающее продвижение фронта закачиваемой воды по пропласткам с высокой проницаемостью [44, 47, 95, 104, 109, 112, 105]. На месторождениях Пермского края обводнение продукции добывающих скважин по наиболее проницаемым пропласткам является одной из основных причин [47]. Для предупреждения преждевременного обводнения и увеличения охвата пласта воздействием осуществляют закачку полимеров, циклическое заводнение, при этом наибольшая технологическая эффективность отмечается по гелеобразующим технологиям [2, 18, 25, 32, 39, 47, 51, 52, 54, 56, 64, 65, 70, 74, 95].

В работах [2, 97] выполнена оценка обводненности скважин в зависимости от выработки извлекаемых запасов для нефти с различной вязкостью. Зависимости позволяют прогнозировать показатель обводненности на различных этапах разработки залежей [47]. Коэффициенты извлечения

нефти (КИН) и темпы извлечения запасов зависят от проницаемости коллекторов, динамической вязкости пластовой нефти, уровней добычи и компенсации отборов жидкости закачкой воды [15, 47].

## 2.1. Исследование скорости движения фронта вытеснения в неоднородных коллекторах

В [17] предложено устанавливать взаимосвязь между дебитами скважин и давлениями на их забоях в условиях жесткого режима вытеснения нефти водой.

До прорыва воды дебит одной нагнетательной или одной добывающей скважин при пятиточечной системе их расположения на начальной стадии можно определить по формуле

$$\frac{2\pi kh(P_n - P_d)}{\mu_v q} = 12z_\phi + 25z_\phi^2 + 1,7 \ln \frac{r_\phi}{r_{сн}} + \mu_0 \ln \frac{d^2}{4r_\phi r_{сд}}, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости;  $h$  – эффективная толщина пласта;  $P_n$  – забойное давление нагнетательной скважины;  $P_d$  – забойное давление добывающей скважины;  $\mu_v$  – динамическая вязкость пластовой воды;  $d$  – расстояние от нагнетательной скважины до ближайшей нефтедобывающей;  $r_\phi$  – радиус текущего положения фронта водонефтяного контакта;  $\mu_0 \leq 10$  – отношение вязкости нефти к вязкости воды;  $z_\phi = 0,1 \sqrt{\frac{\mu_0}{1,5(1 - S_{но} - S_{св}) - z_\phi}}$  – величина, характеризующая насыщенность на фронте водонефтяного контакта;  $S_{но}$  – остаточная нефтенасыщенность;  $S_{св}$  – доля связанной воды.

Период достижения водонефтяным фронтом расстояния  $r_\phi$  определяется по формуле

$$t = \frac{\mu_v m \delta r_\phi^2}{2k(P_n - P_d)} \left[ 12z_\phi + 25z_\phi^2 + \mu_0 \ln \frac{d^2}{4r_{сн} r_{сд}} + (1,7 - \mu_0) \ln \frac{r_\phi}{r_{сн} \sqrt{e}} \right], \quad (2)$$

где  $\delta = 1 - S_{св} - S_{он} - \frac{2}{3} z_\phi$ .

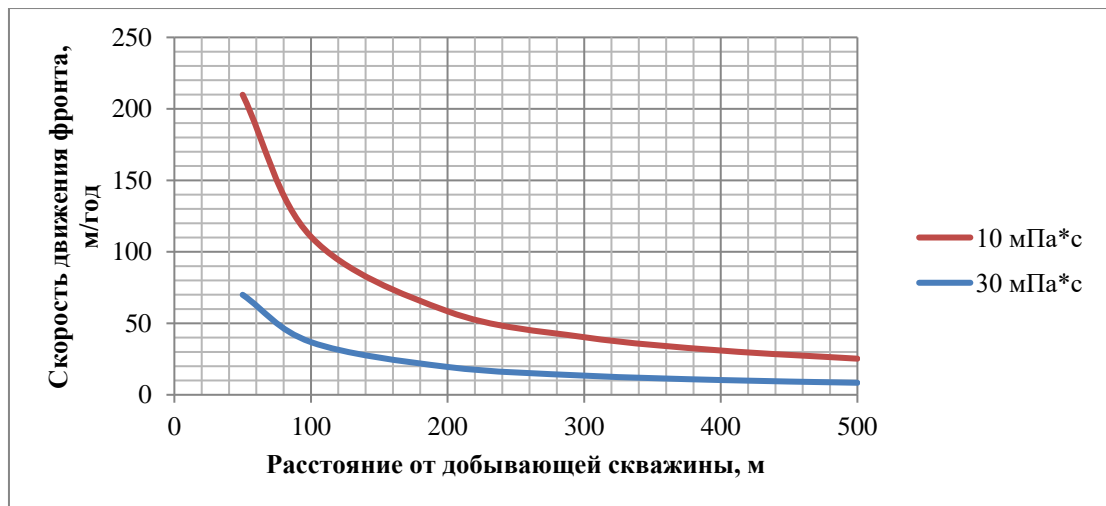
Скорость продвижения фронта воды зависит от проницаемости, динамической вязкости нефти и вытесняющего агента, остаточной нефтенасыщенности и др.

По формуле (2) выполнены модельные расчеты времени продвижения фронта вытеснения. Расстояние между скважинами принято 500 м. Скорость продвижения фронта рассчитывалась как соотношение расстояния и времени продвижения. Получены зависимости этих показателей от основных геолого-технологических параметров.

При вычислениях использовались следующие исходные данные:

$P_H - P_D$	МПа	8...11
$\mu_B$	мПа*с	1...3
$\mu_H$	мПа*с	5...30
k	$10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	50...500
Расстояние от добывающей скважины	м	50...500
$S_{HO}$	%	25...35
$S_{CB}$	%	10..25
m	%	15..20

С приближением к добывающей скважине скорость движения фронта вытеснения увеличивается в связи с уменьшением площади фильтрации. С увеличением вязкости нефти средняя скорость движения фронта существенно снижается при прочих равных условиях (рисунок 2.1.1).



Рисунке 2.1.1 - Зависимость скорости движения фронта вытеснения от расстояния до добывающей скважины (коэффициент проницаемости 0,1 мкм<sup>2</sup>,  $P_H - P_D = 8$  МПа)

При наличии пропластков разной проницаемости на объекте разработки происходит опережающее движение фронта вытеснения по слоям с высокой проницаемостью (рисунок 2.1.2).

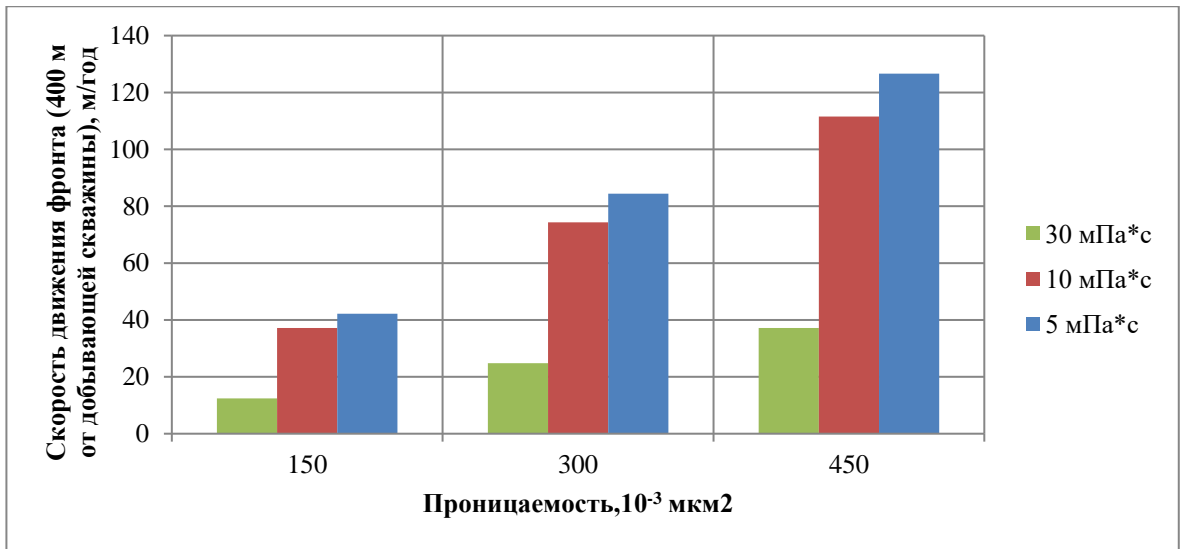


Рисунок 2.1.2 - Зависимость скорости движения фронта вытеснения от проницаемости пропластка и динамической вязкости нефти ( $P_n - P_d = 8$  МПа)

При увеличении проницаемости и снижении вязкости пластовой нефти скорость движения фронта существенно увеличивается (рисунок 2.1.3). Наличие пропластков с различной проницаемостью ведет к опережающему обводнению более проницаемых слоев.

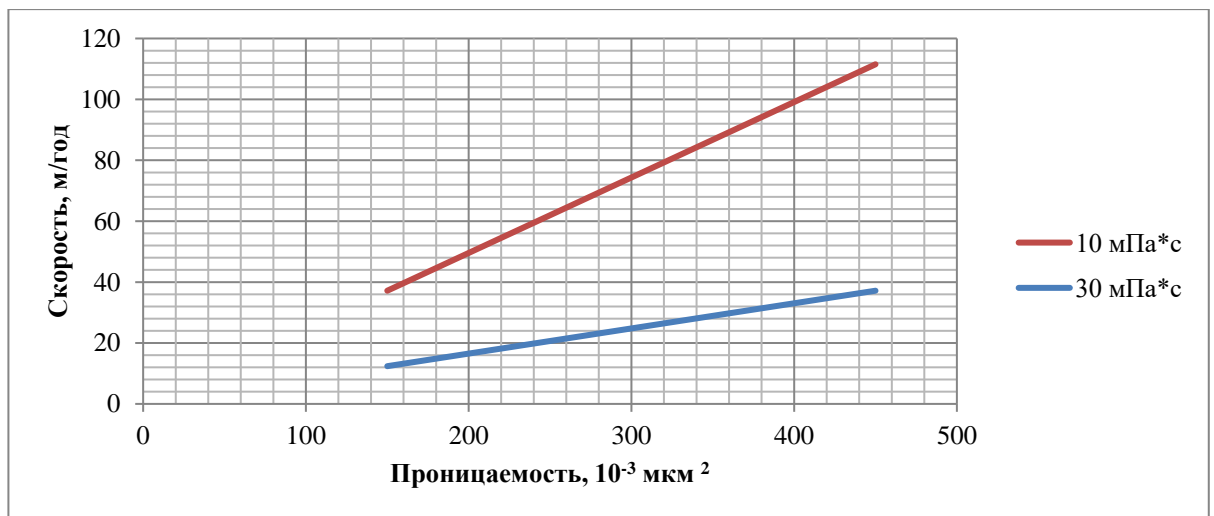


Рисунок 2.1.3 - Зависимость скорости движения фронта вытеснения (расстояние от добывающей скважины 400 м,  $P_n - P_d = 8$  МПа) от проницаемости пропластка и динамической вязкости нефти

На рис. 2.1.4 приведены результаты расчётов, характеризующие время продвижения фронтом расстояния 100, 300 и 400 м от коэффициента подвижности (рисунок 2.1.4). На расстоянии 100 м от добывающей скважины

существенно уменьшается это время и увеличивается скорость перемещения водонефтяного фронта при подвижности, превышающей  $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$ .

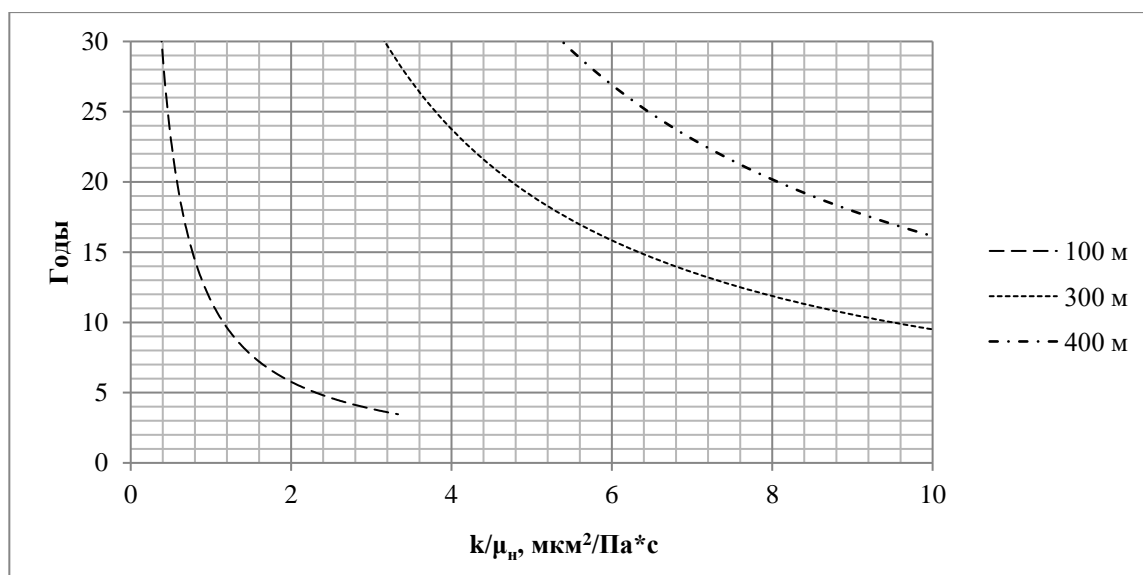


Рисунок 2.1.4 - Зависимость времени продвижения фронта вытеснения от коэффициента подвижности (при  $P_n - P_d = 8 \text{ МПа}$ )

Зависимость скорости продвижения фронта вытеснения воды от коэффициента подвижности показана на рис. 2.1.5.

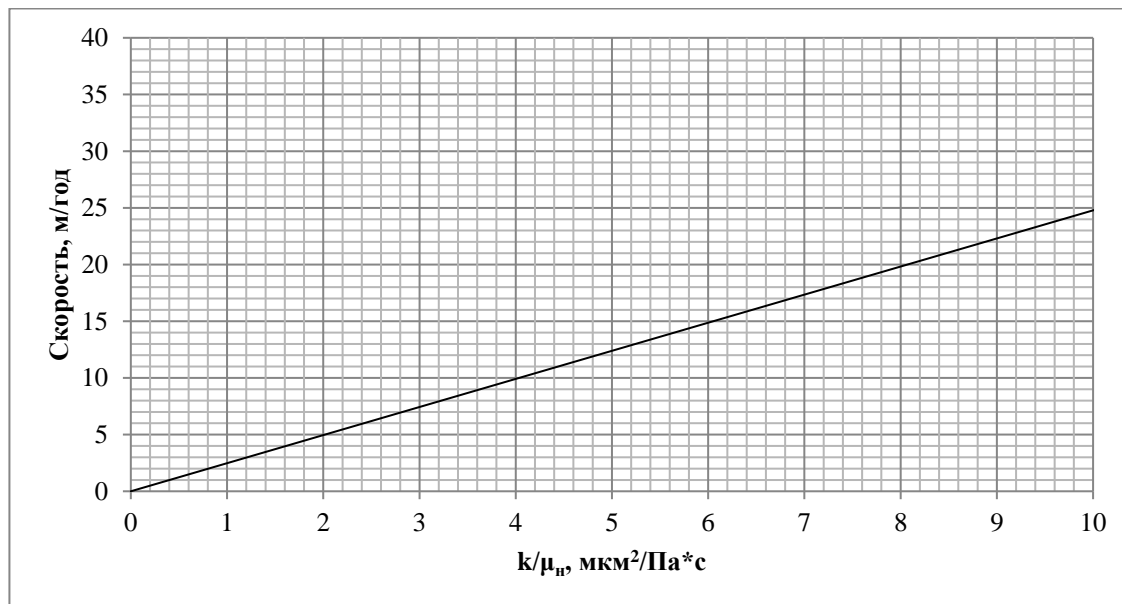


Рисунок 2.1.5 - Зависимость скорости продвижения фронта вытеснения воды от коэффициента подвижности (расстояние 400 м,  $P_n - P_d = 8 \text{ МПа}$ )

На скорость перемещения фронта вытеснения существенное влияние оказывают геолого-физические параметры пласта. При увеличении проницаемости коллектора скорость движения фронта возрастает. Увеличение



остаточной нефтенасыщенности и доли связанной воды приводит к уменьшению сечения каналов фильтрации и увеличению скорости перемещения фронта вытеснения. Наличие неоднородности коллектора с пропластками высокой проницаемости приводит к опережающему продвижению фронта воды и преждевременному обводнению скважин.

## 2.2. Гидродинамическое моделирование вытеснения нефти водой

Вычисления, выполненные в разделе 2.1, основаны на известных зависимостях и могут не учитывать определенную часть физических процессов в горных породах реальных объектов разработки.

Для оценки расчетного времени достижения фронтом вытеснения забоя добывающей скважины с реальными условиями создана модель участка залежи с добывающей и нагнетательной скважинами в программном комплексе Tempest More [67].

Участок состоял из трех пропластков толщиной по 1,5 м. Интервалы перфорации - вся толщина пропластков. Расстояние между скважинами 500 м. Пропластки однородные. При вычислениях использовались следующие исходные данные:

$P_n - P_d$	МПа	8...11
$\mu_v$	мПа*с	1,57
$\mu_n$	мПа*с	10...100
k	$10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	50...500
Расстояние от добывающей скважины	м	50...500

Основные параметры начальной упрощенной модели следующие:

WATR denwsc denwref comprsw pref viscw

1168 1168 0.00002826 1\* 1.57 /

BASIC denosc oilmv gmwgr

914 2\* /

TEMP 30 /

OPVT po bo visco rs comprso dvisc

1.0	1.000	67.12	0.0000	/
20.0	1.011	47.24	0.0038	/
50.0	1.015	37.74	0.0065	/
86.0	1.018	30.20	0.0089	0.00006379 0.0050744 /

/ end

GPVT	pg	bg	viscg	Rv
13.0	84.5	0.9771	/	
23.0	46.9	0.9587	/	
33.0	32.1	0.9411	/	
43.0	24.2	0.9245	/	
53.0	19.3	0.9093	/	
63.0	15.9	0.8955	/	
73.0	13.7	0.8833	/	
83.0	11.8	0.8729	/	
93.0	10.5	0.8644	/	
103.0	9.4	0.8580	/	
113.0	8.5	0.8536	/	
123.0	7.8	0.8512	/	
133.0	7.2	0.8507	/	
143.0	6.7	0.8521	/	
153.0	6.2	0.8552	/	
163.0	5.9	0.8598	/	

/ end

Оценивались скорость и время перемещения фронта воды на заданные расстояния.

На рис. 2.2.1 приведено изображение расчетной гидродинамической модели.

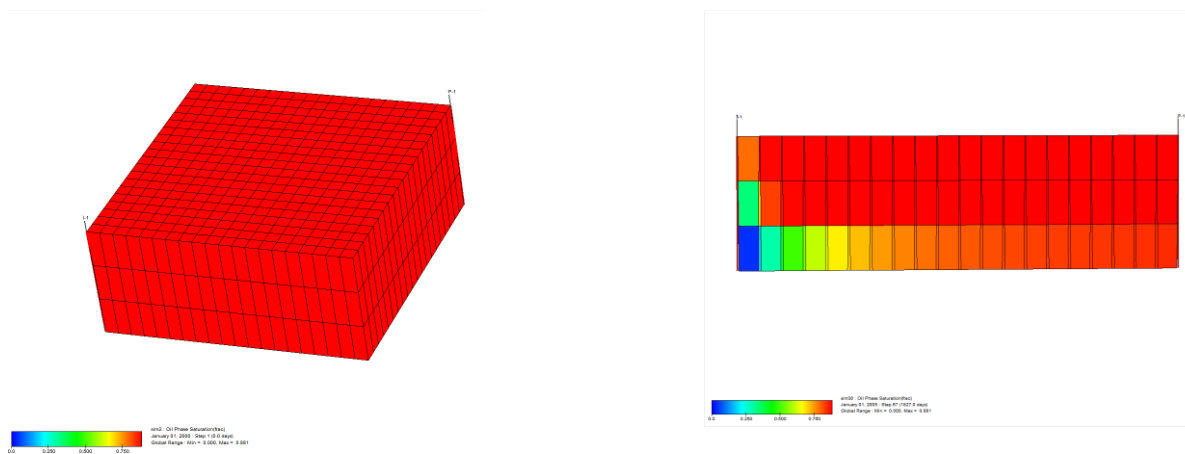


Рисунок 2.2.1 – Гидродинамическая модель участка

Для эффективного применения технологий по выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин и водоизоляции в добывающих скважинах необходимо прогнозировать интенсивность продвижения фронта вытеснения по участкам залежи с различной проницаемостью и время обводнения добывающих скважин [66, 68, 69, 70, 71].

При моделировании выполнены расчеты продвижения фронта вытеснения от нагнетательной к добывающей скважине в зависимости от свойств пластовой нефти, проницаемости коллектора и давлений на забоях скважин [68]. Положение фронта вытеснения в пласте отмечалось по изменению водонасыщенности ячеек модели.

Результаты оценки времени и скорости перемещения фронта вытеснения приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Результаты оценки скорости и времени перемещения фронта вытеснения

Расстояние до добывающей скважины, м	к, мкм <sup>2</sup>	Вязкость, мПа*с	Р <sub>н</sub> -Р <sub>д</sub> , МПа	Время, годы	Скорость, м/год
350	150	30	8	29	12,2
350	150	60	8	34	10,3
350	150	30	11	19	18,2
350	150	60	11	25	14,2
350	300	30	8	11	32,2
350	300	60	8	16	21,6
350	300	87,1	8	21	16,6
350	300	60	11	7	52,0
350	300	87,1	11	12	30,3
350	450	60	8	6	60,9
350	450	87,1	8	11	33,1
400	150	30	8	31	13,1
400	150	60	8	36	11,1
400	150	30	11	21	18,9
400	150	60	11	26	15,1
400	300	30	8	13	31,4
400	300	60	8	18	22,1
400	300	87,1	8	23	17,5

Расстояние до добывающей скважины, м	k, мкм <sup>2</sup>	Вязкость, мПа*с	P <sub>н</sub> -P <sub>д</sub> , МПа	Время, годы	Скорость, м/год
400	300	60	11	9	46,6
400	300	87,1	11	13	29,8
400	450	60	8	8	52,6
400	450	87,1	8	12	32,2
500	450	30	8	6	83,9
500	450	60	8	11	44,3
500	450	87,1	8	16	31,0
500	450	87,1	11	7	75,3
500	150	30	8	34	14,6
500	150	60	8	40	12,6
500	150	30	11	25	20,1
500	150	60	11	30	16,6
500	300	30	8	16	30,5
500	300	60	8	22	23,0
500	300	87,1	8	27	18,8
500	300	30	11	7	72,1
500	300	60	11	12	40,7
500	300	87,1	11	17	29,2
500	450	30	8	6	83,9
500	450	60	8	11	44,3
500	450	87,1	8	16	31,0
500	450	87,1	11	7	75,3
250	150	30	8	25	10,0
350	300	87,1	8	21	16,6
350	300	60	11	7	52,0
350	300	87,1	11	12	30,3
350	450	60	8	6	60,9
400	450	5	8	2	166,7
400	300	5	8	6	66,7
400	150	5	8	13	30,8
400	450	10	8	3	133,3
400	450	30	8	7	57,1
400	300	30	8	13	31,4
400	150	30	8	31	13,1
100	50	60	11	15	6,7
100	10	60	11	85	1,2
100	20	60	8	77	1,3
100	30	60	8	66	1,5
100	100	60	8	10	10,0
100	200	60	8	9	11,1
100	400	60	8	1	100,0
300	50	60	10	54	5,5
300	30	60	10	67	4,4
300	100	60	10	36	8,2
300	200	60	10	8	37,5
300	400	60	10	5	60,0

Зависимость скорости движения фронта вытеснения от проницаемости пропластка и динамической вязкости нефти по результатам расчетов в Tempest More показана на рисунке 2.2.2.

Средняя скорость продвижения фронта вытеснения при проницаемости  $450 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и вязкости 30 мПа\*с составила 37 м/год при ее определении по известным зависимостям и 57 м/год при определении по упрощенной модели.

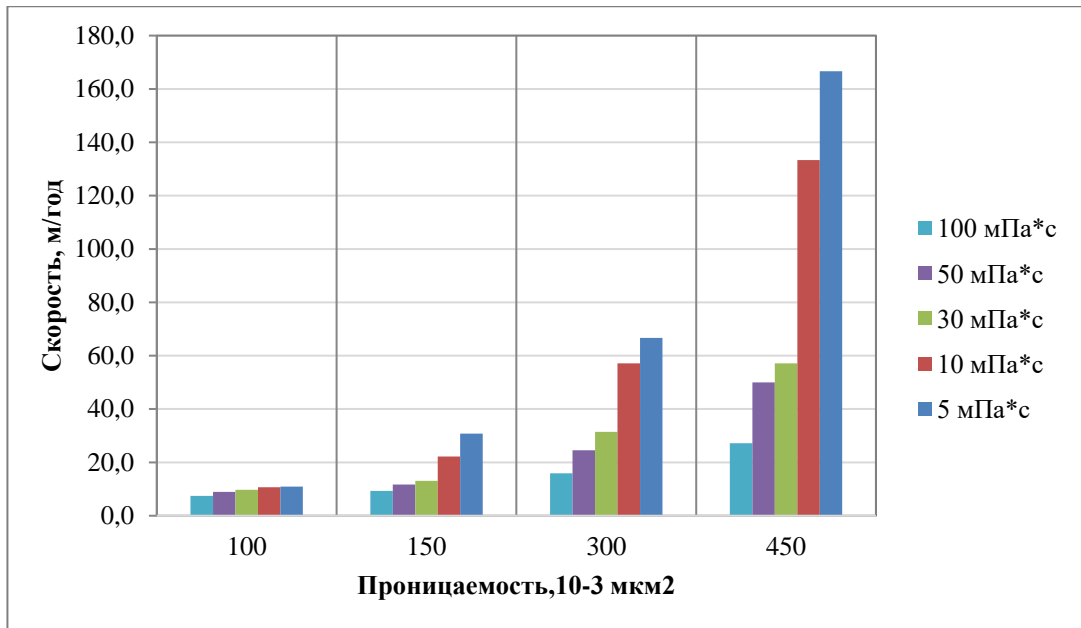


Рисунок 2.2.2 - Зависимость скорости перемещения фронта вытеснения от проницаемости пропластка и динамической вязкости нефти (расстояние 400 м,  $P_n - P_d = 8$  МПа)

Сопоставление результатов расчетов по известной формуле и упрощенной гидродинамической модели представлено на рис. 2.2.3. Средние скорости движения водонефтяного фронта для аналогичных условий по упрощенной модели с ростом проницаемости заметно возрастают, при этом время перемещения, соответственно, снижается. Скорость перемещения фронта увеличивается при росте подвижности (рис. 2.2.4).

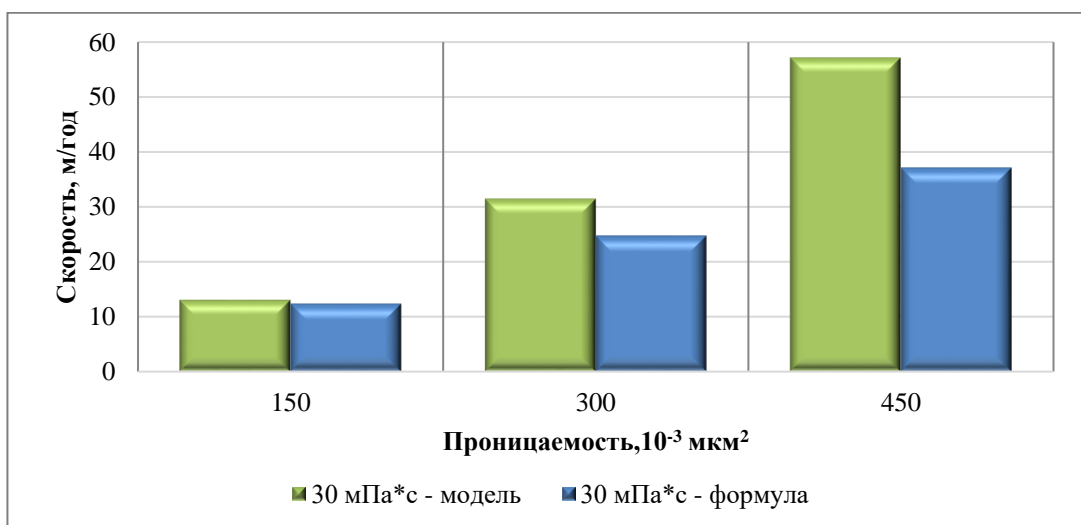


Рисунок 2.2.3 - Сопоставление результатов расчетов по известной формуле и по упрощенной гидродинамической модели (расстояние 400 м,  $P_n - P_d = 8$  МПа)

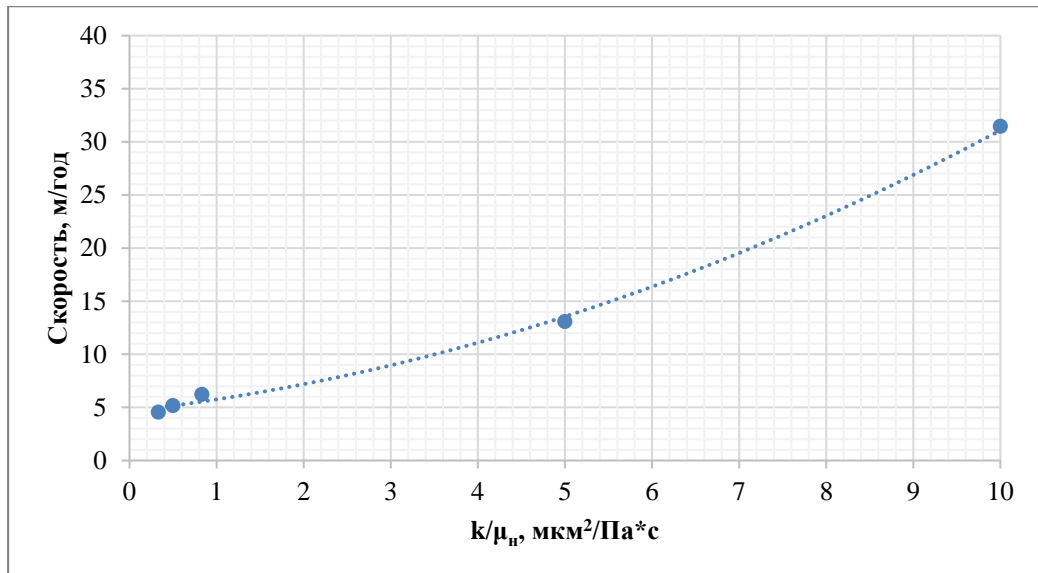


Рисунок 2.2.4 - Зависимость скорости продвижения фронта вытеснения воды от коэффициента подвижности (расстояние 400 м,  $P_n - P_d = 8$  МПа)

Результаты расчетов по известной формуле и упрощенной модели имеют идентичную динамику показателей. На продолжительность продвижения фронта вытеснения на определенное расстояние влияет, как и в случае расчета по формулам раздела 2.1, коэффициент подвижности (отношение коэффициентов проницаемости и динамической вязкости пластовой нефти) (КП) (рисунок 2.2.5).

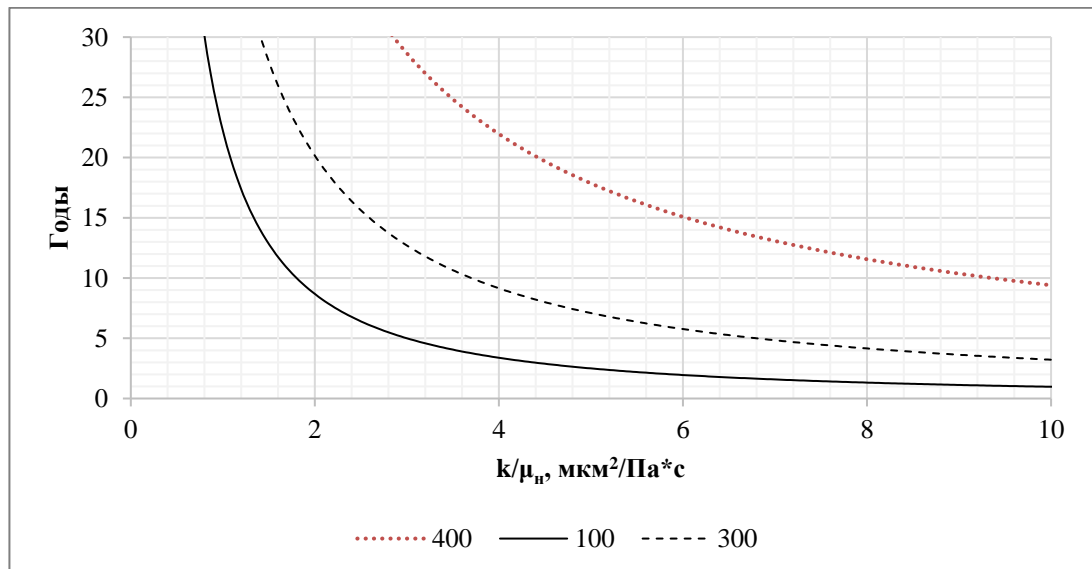


Рисунок 2.2.5 - Зависимость времени продвижения фронта вытеснения воды от коэффициента подвижности и расстояния 100, 300 и 400 м от добывающей скважины (при  $P_n - P_d = 8$  МПа)

Результаты модельных расчетов показывают, что по мере приближения фронта к добывающей скважине скорость его перемещения существенно увеличивается, а сроки достижения фронтом окрестностей скважины соответственно снижаются. При расстоянии 100 м в пропластках с коэффициентом подвижности менее 2 мкм<sup>2</sup>/Па\*с сроки продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины к добывающей резко увеличиваются, при более 2 мкм<sup>2</sup>/Па\*с они становятся меньше 8-9 лет. Необходимо отслеживать на объектах разработки продвижение водонефтяного фронта в пропластках с высоким коэффициентом подвижности и планировать мероприятия по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных и профилей отбора в добывающих скважинах [28, 55, 51, 71].

При наличии пропластков разной проницаемости на объекте разработки происходит опережающее перемещение фронта вытеснения.

### 2.3. Исследование обводнения добывающих скважин по промысловым данным

Выполнено исследование динамики обводнения добывающих скважин турнейских объектов разработки Ножовской группы месторождений.

Результаты оценки времени обводнения добывающих скважин по промысловым данным приведены в табл. 2.3.1. Скважина считалась обводненной при обводненности выше 80%.

Таблица 2.3.1 - Время перемещения фронта вытеснения (годы) от нагнетательной скважины до добывающей

№	Месторождение	Скважина	k, мкм <sup>2</sup>	Расстояние, м	Дин. вязкость, мПа*с	P <sub>н</sub> -P <sub>д</sub> , МПа	Время обводнения, годы
1.	Березовское	44	0,025	250	87,08	13,1	18,3
2.	Березовское	747	0,0724	450	87,08	17,6	19
3.	Березовское	750	0,0252	450	87,08	7,6	22,9
4.	Березовское	766	0,1862	350	87,08	9,2	14,3
5.	Березовское	771	0,2323	350	87,08	11	15,5
6.	Березовское	772	0,2303	350	87,08	9	6
7.	Березовское	774	0,7586	350	87,08	10	2,6
8.	Березовское	788	0,1723	300	87,08	9,9	8,2
9.	Березовское	793	0,9671	200	87,08	11,8	2,6

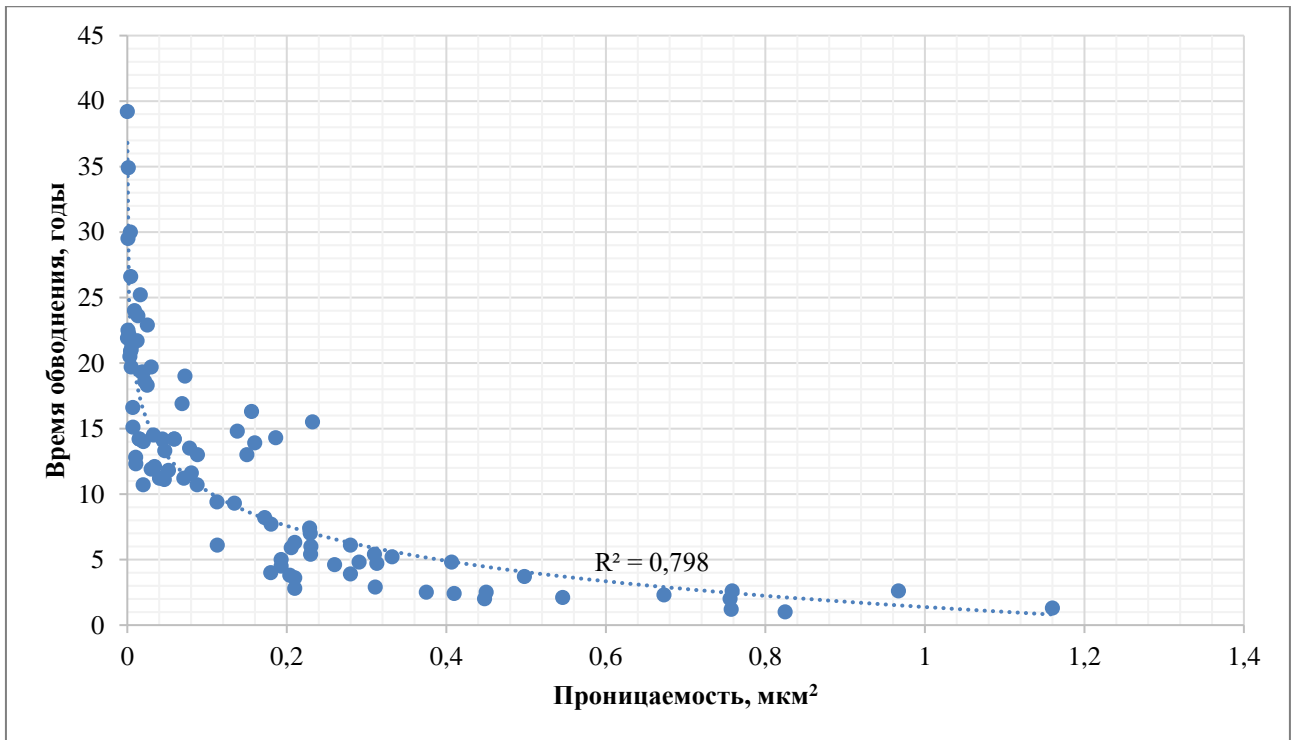
№	Месторождение	Скважина	k, мкм <sup>2</sup>	Расстояние, м	Дин. вязкость, мПа*с	P <sub>н</sub> -P <sub>д</sub> , МПа	Время обводнения, годы
10.	Березовское	926	0,088	350	87,08	13,4	13
11.	Березовское	942	0,1559	300	87,08	12,5	16,3
12.	Западное	308	0,15	500	87,1	15,5	13
13.	Западное	685	0,0165	500	87,1	11	25,2
14.	Западное	687	0,0041	300	87,1	8,8	20,9
15.	Западное	688	0,005	300	87,1	9	21
16.	Западное	694	0,0014	450	87,1	8,2	34,9
17.	Западное	706	0,004	300	87,1	11,1	30
18.	Бугровское	701	0,375	250	87,08	13	2,5
19.	Бугровское	711	0,825	300	87,08	15,7	1
20.	Бугровское	712	0,022	250	87,08	15,9	18,6
21.	Бугровское	714	0,1345	250	87,08	5,8	9,3
22.	Бугровское	715	0,03	400	87,08	16,7	11,9
23.	Бугровское	716	0,673	350	87,08	12,9	2,3
24.	Бугровское	719	0,005	250	87,08	16,9	19,7
25.	Бугровское	722	0,313	500	87,08	12	4,7
26.	Первомайское	832	0,0329	250	48,8	15	14,5
27.	Первомайское	833	0,007	300	48,8	16,5	16,6
28.	Первомайское	887	0,0001	250	48,8	7	39,2
29.	Первомайское	948	0,02	200	48,8	13,3	19,3
30.	Первомайское	982	0,0124	300	48,8	8,6	21,7
31.	Первомайское	985	0,2057	350	48,8	12	5,9
32.	Первомайское	1009	0,0405	250	48,8	15,2	11,2
33.	Змеевское	574	0,0876	350	48,8	11,5	10,7
34.	Змеевское	853	0,31	350	48,8	11,8	5,4
35.	Змеевское	857	0,23	350	48,8	15,4	5,4
36.	Змеевское	861	0,193	400	48,8	11	4,5
37.	Змеевское	863	0,311	350	48,8	12,8	2,9
38.	Змеевское	867	0,059	300	48,8	14,1	14,2
39.	Змеевское	869	0,41	350	48,8	14,2	2,4
40.	Змеевское	877	0,21	350	48,8	9,3	3,6
41.	Змеевское	949	0,1125	350	48,8	8,6	9,4
42.	Змеевское	951	0,28	500	48,8	13,7	6,1
43.	Змеевское	953	0,059	350	48,8	13,8	14,2
44.	Змеевское	954	0,26	400	48,8	13,1	4,6
45.	Змеевское	955	0,21	350	48,8	5,5	6,3
46.	Змеевское	957	0,1803	350	48,8	14,3	7,7
47.	Змеевское	974	0,2288	500	48,8	16,6	7,4
48.	Змеевское	977	0,193	450	48,8	11,3	5
49.	Змеевское	997	0,332	550	48,8	16	5,2
50.	Змеевское	998	0,113	250	48,8	14	6,1
51.	Змеевское	1056	0,28	300	48,8	17,3	3,9
52.	Змеевское	1058	0,0153	250	48,8	17,6	14,2
53.	Змеевское	1068	0,0202	250	48,8	16,6	14
54.	Змеевское	1204	0,0466	250	48,8	13,7	11,1
55.	Змеевское	1219	0,0441	250	48,8	15,2	14,2
56.	Змеевское	1225	0,015	400	48,8	16,5	14,2
57.	Змеевское	1226	0,546	400	48,8	16,6	2,1
58.	Змеевское	1228	0,21	400	48,8	13	2,8
59.	Змеевское	1228	0,7574	400	48,8	12,8	1,2
60.	Змеевское	1234	0,18	500	48,8	13,1	4
61.	Змеевское	1295	0,4067	350	48,8	12,2	4,8
62.	Змеевское	1304	1,16	250	48,8	10,7	1,3
63.	Опалихинское	391	0,138	300	87,1	14,2	14,8
64.	Опалихинское	392	0,0108	500	87,1	8	12,3
65.	Опалихинское	401	0,45	400	87,1	11,3	2,5



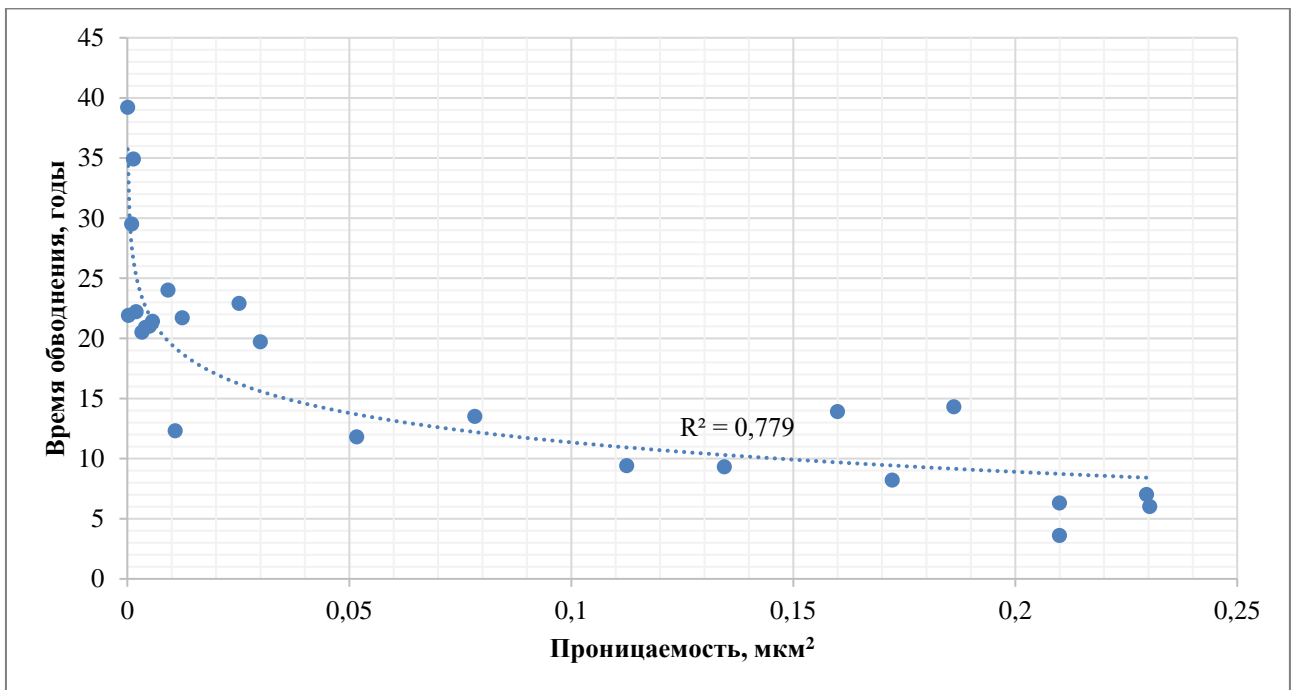
№	Месторождение	Скважина	k, мкм <sup>2</sup>	Расстояние, м	Дин. вязкость, мПа*с	P <sub>н</sub> -P <sub>д</sub> , МПа	Время обводнения, годы
66.	Опалихинское	411	0,0517	300	87,1	4,2	11,8
67.	Опалихинское	414	0,03	250	87,1	7,2	19,7
68.	Опалихинское	415	0,0033	350	87,1	3,5	20,5
69.	Опалихинское	417	0,0092	350	87,1	8	24
70.	Опалихинское	418	0,2038	450	87,1	12	3,8
71.	Опалихинское	422	0,0783	400	87,1	8,4	13,5
72.	Опалихинское	435	0,018	350	87,1	11,2	19,3
73.	Опалихинское	437	0,0689	300	87,1	14,4	16,9
74.	Опалихинское	440	0,001	450	87,1	10,3	22,5
75.	Опалихинское	444	0,0471	450	87,1	15,3	13,3
76.	Опалихинское	445	0,002	400	87,1	7,4	22,2
77.	Опалихинское	446	0,0134	300	87,1	11,2	23,6
78.	Опалихинское	452	0,498	250	87,1	18,4	3,7
79.	Опалихинское	453	0,0044	400	87,1	11,4	26,6
80.	Опалихинское	456	0,16	350	87,1	9,4	13,9
81.	Опалихинское	457	0,0057	400	87,1	6,6	21,4
82.	Опалихинское	472	0,2908	250	87,1	14,3	4,8
83.	Опалихинское	489	0,4481	300	87,1	14	2
84.	Опалихинское	493	0,001	750	87,1	8,4	29,5
85.	Опалихинское	1004	0,071	350	87,1	11	11,2
86.	Опалихинское	1013	0,0804	400	87,1	12,9	11,6
87.	Опалихинское	1014	0,02	750	87,1	10,8	10,7
88.	Опалихинское	1018	0,2296	350	87,1	8,2	7
89.	Опалихинское	1021	0,0071	300	87,1	17,3	15,1
90.	Опалихинское	1027	0,0107	300	87,1	17,6	12,8
91.	Опалихинское	1028	0,0003	350	87,1	8	21,9

Результаты анализа промысловой информации (табл. 2.3.1) позволяют оценить закономерности сроков обводнения в зависимости от коэффициента проницаемости, расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, давлениями на забоях скважин, динамической вязкости пластовой нефти. Информация о прогнозных сроках обводнения позволяет в оперативном порядке планировать мероприятия по регулированию фронта вытеснения нефти путем выравнивания профилей приемистости и отбора в нагнетательных и добывающих скважинах.

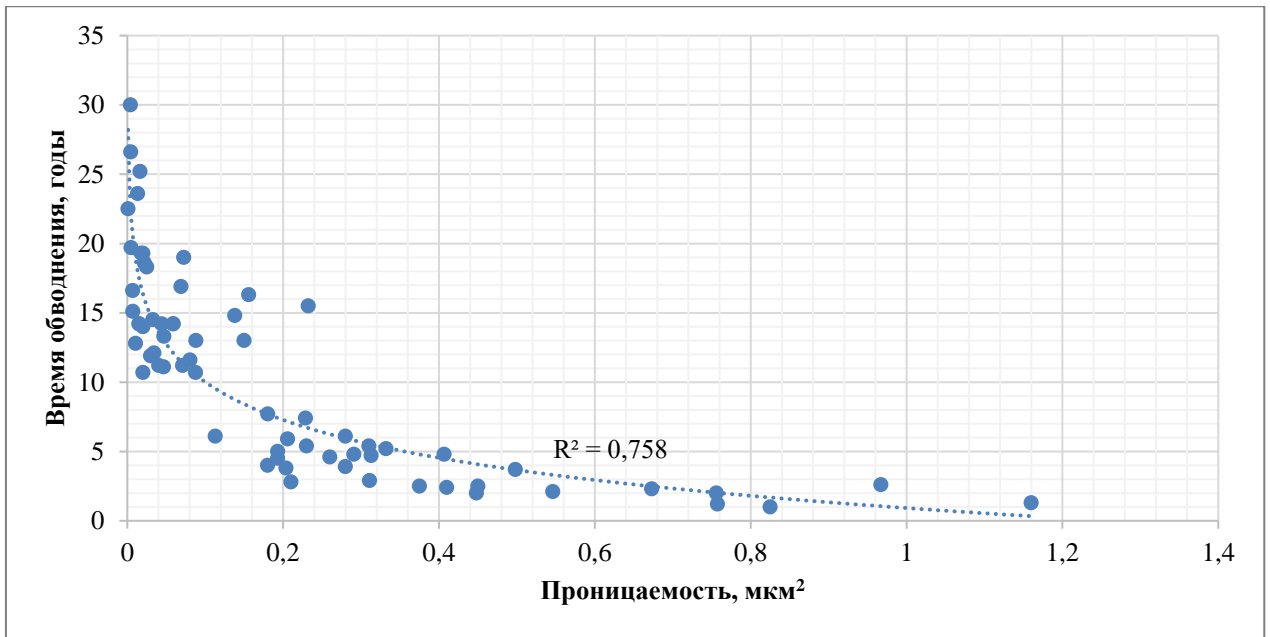
Время обводнения существенно снижается при увеличении проницаемости пропластков (рис. 2.3.1) и коэффициента подвижности (рис. 2.3.2). При проницаемости коллектора более 0,25 мкм<sup>2</sup> средний срок обводнения не превышает 6 лет.



а)



б)



В)

Рисунок 2.3.1 – Зависимость сроков обводнения скважин от проницаемости:  
 А) зависимость для всех скважин в табл. 2.3.1; Б) при  $P_n - P_d < 10$  МПа; В) при  $P_n - P_d > 10$  МПа

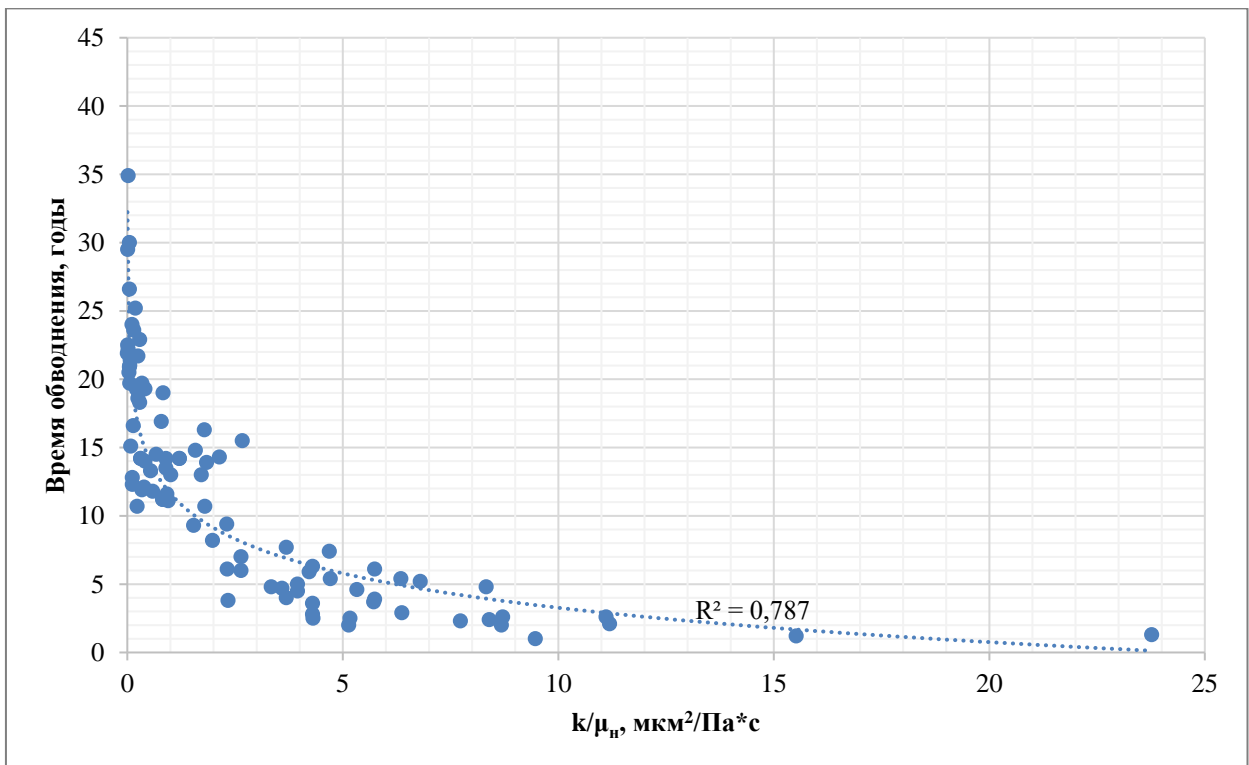


Рисунок 2.3.2 – Зависимость сроков обводнения скважин от подвижности

Построены зависимости времени перемещения фронта вытеснения от подвижности. Зависимости по промысловым данным аналогичны по тренду

теоретическим зависимостям, построенным с помощью упрощенной гидродинамической модели (рис. 2.3.3). Однако по упрощенной модели сроки перемещения фронта от нагнетательной скважины к добывающей получились больше. Среднее время обводнения скважин при подвижности более  $2 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$  составляет 6,3 года. Указанные факты могут свидетельствовать о более продолжительном периоде обводнения добывающих скважин при прогнозировании с помощью геолого-гидродинамического моделирования.

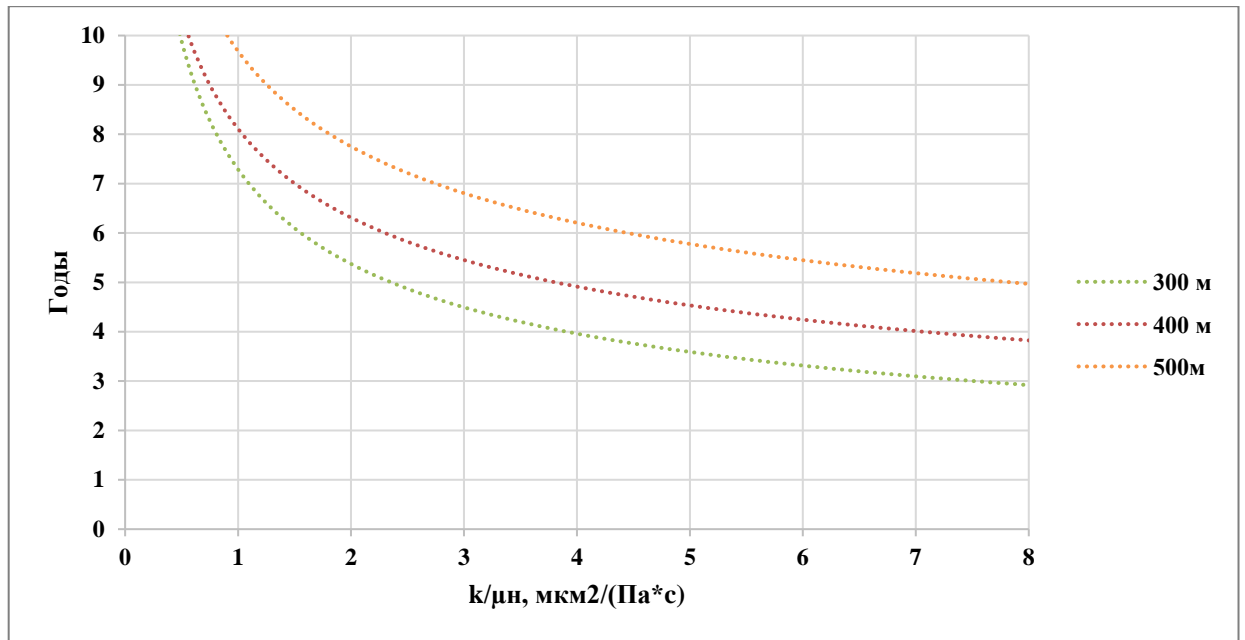


Рисунок 2.3.3 – Зависимость сроков обводнения скважин от коэффициента подвижности: 300 м, 400 м, 500 м - расстояние от нагнетательной скважины

Получено уравнение для оценки времени перемещения фронта вытеснения (годы) на расстояние  $L$  от нагнетательной скважины (скважин - 91):

$$T = 38,40 - 8,26 \cdot \lg(k/\mu \cdot 10^3) + 0,001 \cdot L - 0,11 \cdot (P_n - P_d); R = 0,88 \quad (3)$$

где  $L$  – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м;  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  – динамическая вязкость пластовой нефти, Па·с;  $P_d$  – забойное давление в добывающей скважине, МПа;  $P_n$  – забойное давление в нагнетательной скважине, МПа.

Для зависимости (3) следует использовать следующие пределы по исходным параметрам:

$$L - 300 \dots 500, \text{ м};$$

$k/\mu - 0,1 \dots 15 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с});$

$P_n - P_d - 4 \dots 17 \text{ МПа}.$

Сопоставление прогнозных (по формуле (3)) и фактических значений показано на рис. 2.3.4.

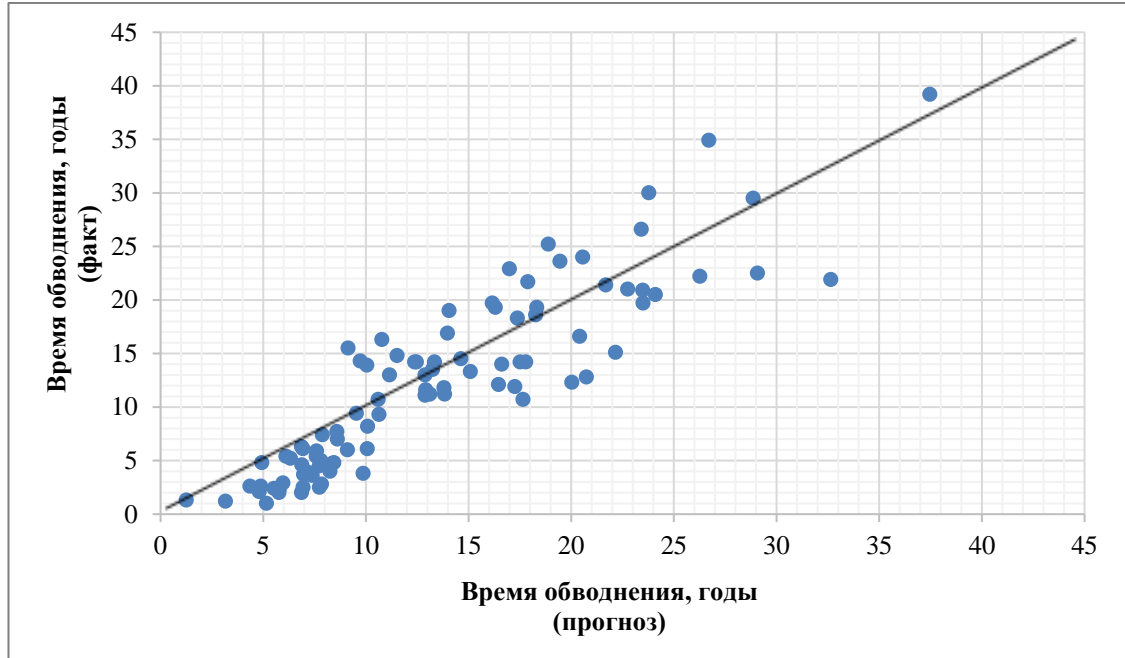


Рисунок 2.3.4 – Сопоставление прогнозных и фактических значений времени обводнения

По данным табл. 2.3.1 средний срок обводнения скважин составляет 12 лет. Наиболее актуальны при прогнозировании обводнения условия, при которых имеет место преждевременное достижение фронтом вытеснения окрестностей добывающих скважин, то есть наблюдаются низкие значения времени обводнения.

Зависимости времени обводнения от проницаемости и подвижности при сроках обводнения менее 12 лет показаны на рис. 2.3.5 и 2.3.6. Они указывают на существенное влияние проницаемости и подвижности на сроки обводнения скважин.

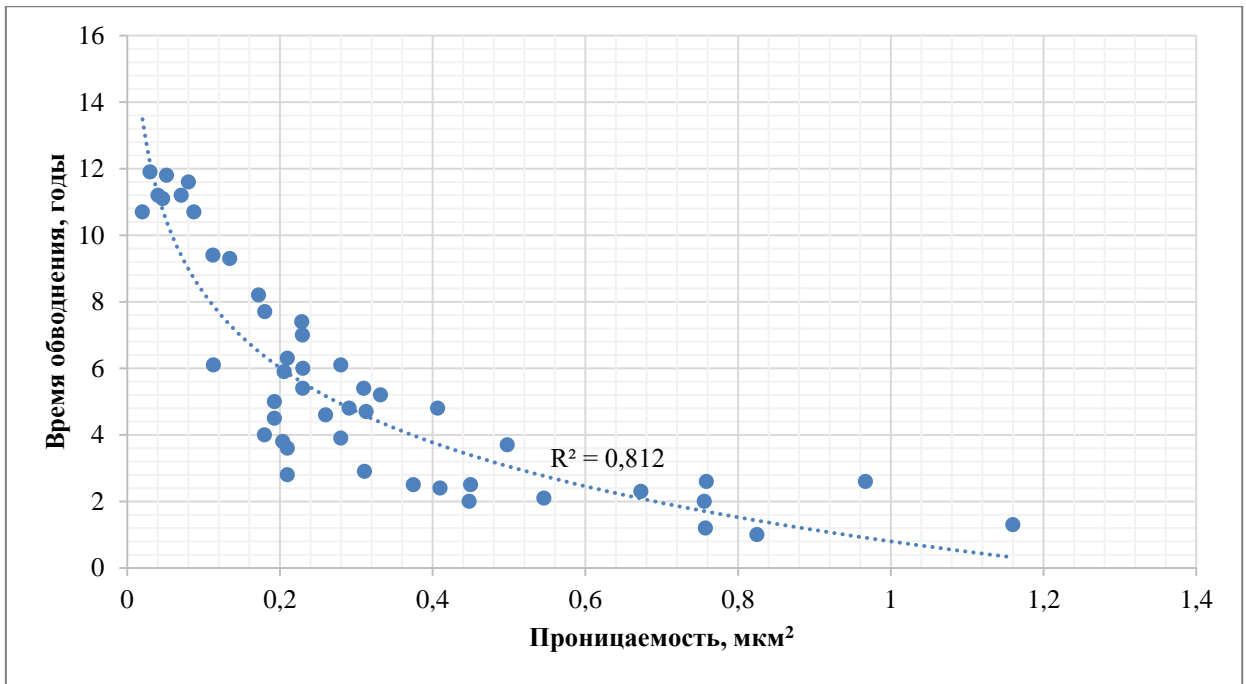


Рисунок 2.3.5 – Зависимость сроков обводнения скважин от коэффициента проницаемости

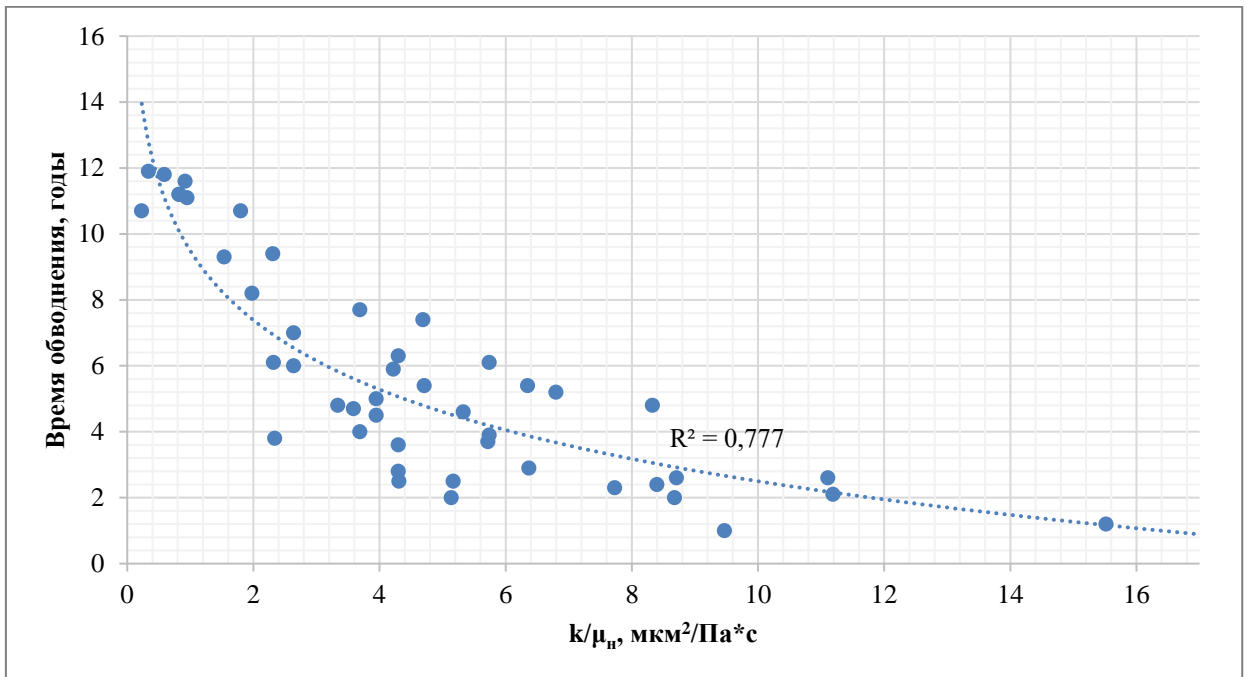


Рисунок 2.3.6 – Зависимость сроков обводнения скважин от коэффициента подвижности

Получено уравнение для оценки времени перемещения фронта вытеснения от нагнетательной до добывающей скважины, не превышающего 12 лет ( для 47 скважин ):

$$T = 23,19 - 7,33 \cdot \lg(k) + 0,01 \cdot \mu + 0,001 \cdot L - 0,08 \cdot (P_n - P_d); R = 0,91 \quad (4)$$

где  $L$  – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м;  $k$  – проницаемость пласта,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  – динамическая вязкость пластовой нефти, мПа\*с.

Соотношение прогнозных (формула (4)) и фактических значений времени обводнения показано на рис. 2.3.7 (при  $T$  менее 12 лет).

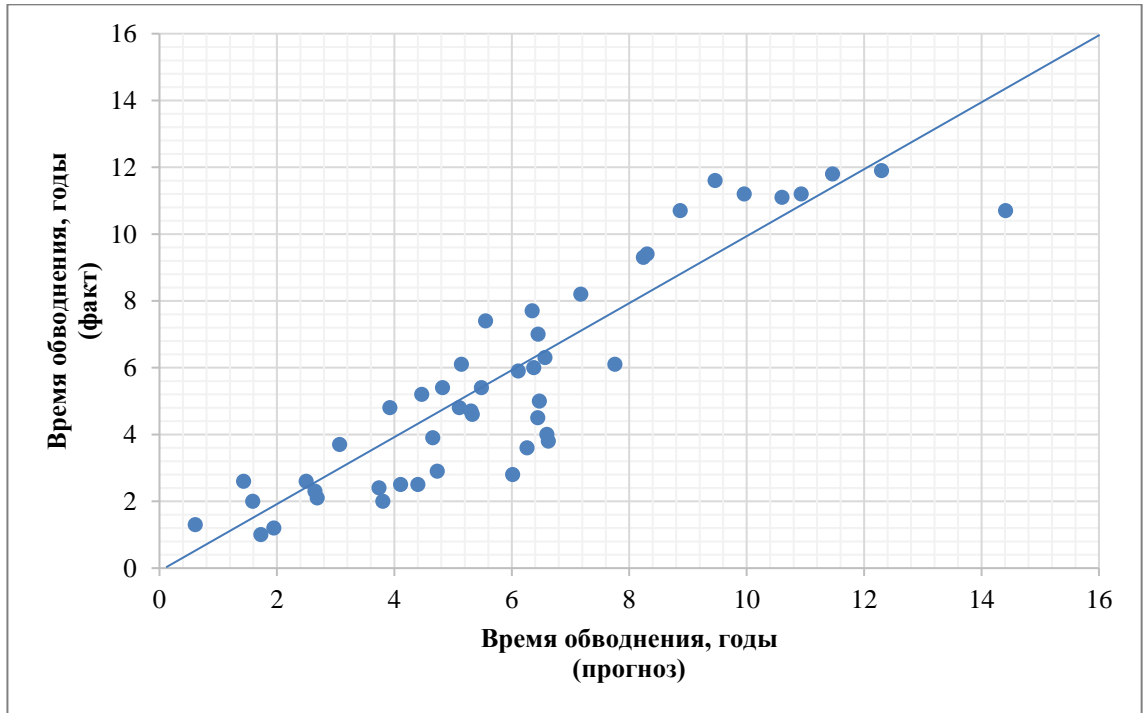


Рисунок 2.3.7 – Сопоставление прогнозных и фактических значений времени обводнения

Приведенные графики показывают достаточно хорошую сходимость периодов продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины к добывающей, рассчитанных по формулам (3) и (4), с фактическими данными, что указывает на возможность их применения на практике. Рекомендуется выполнять прогнозирование сроков обводнения с применением обеих формул.

#### 2.4. Прогнозирование обводнения добывающей скважины 449

На турнейском объекте Опалихинского месторождения при разработке проектного документа рассмотрены скважины 449 (добывающая) и 450 (нагнетательная). На рис. 2.4.1 приведена схема размещения данных скважин на площади залежи, на рис.2.4.2-корреляционная схема.

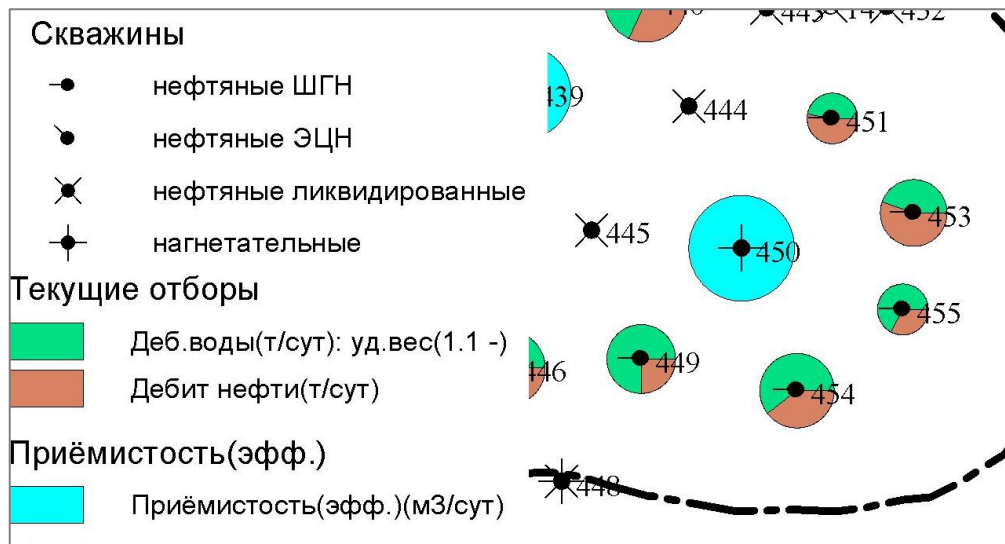


Рисунок 2.4.1 - Схема размещения скважин на Опалихинском месторождении. Турнейский объект

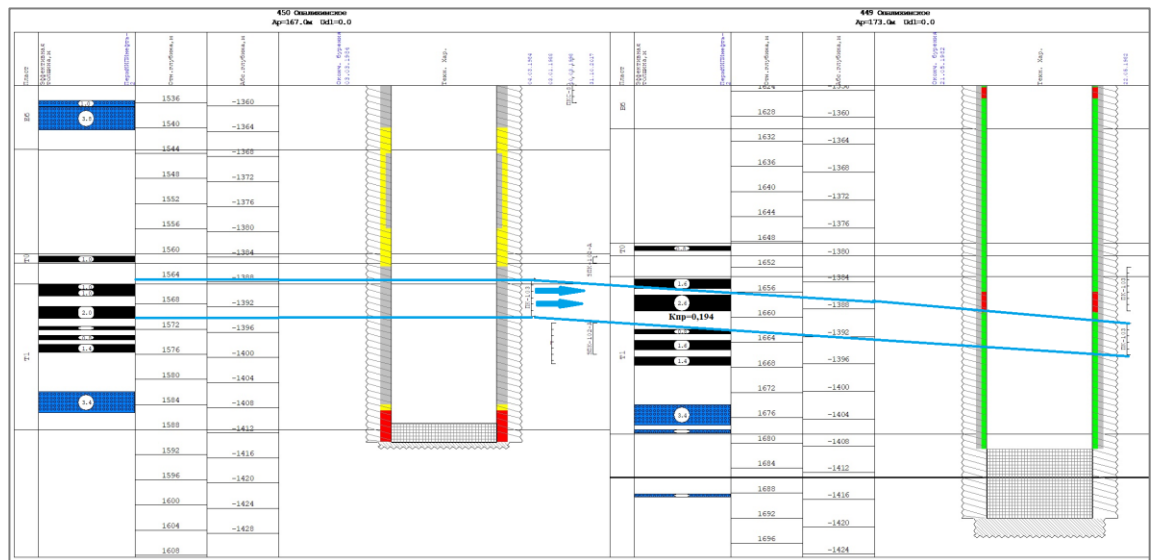


Рисунок 2.4.2 - Корреляционная схема по скв.449 -добывающая и 450 – нагнетательная

По данным гидродинамических исследований в начальный период работы добывающей скважины 449 проницаемость вскрытого пропластка составляла  $0,197 \text{ мкм}^2$ , вязкость пластовой нефти  $87,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . В рамках проектного документа проведен расчет перемещения фронта вытеснения от нагнетательной к добывающей скважине в гидродинамической модели объекта разработки. Период перемещения фронта составил 36 лет, обводненность продукции скважины за это время достигнет 80% (рис. 2.4.3). По скважине 449 запланировано проведение водоизоляционных работ в 2036г. (акт внедрения



филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, приложение 1). На рисунке 2.4.3 представлена динамика обводненности продукции скважины фактическая и согласно расчетам на ГДМ. По формуле (4) период перемещения фронта составляет 35,9 года.

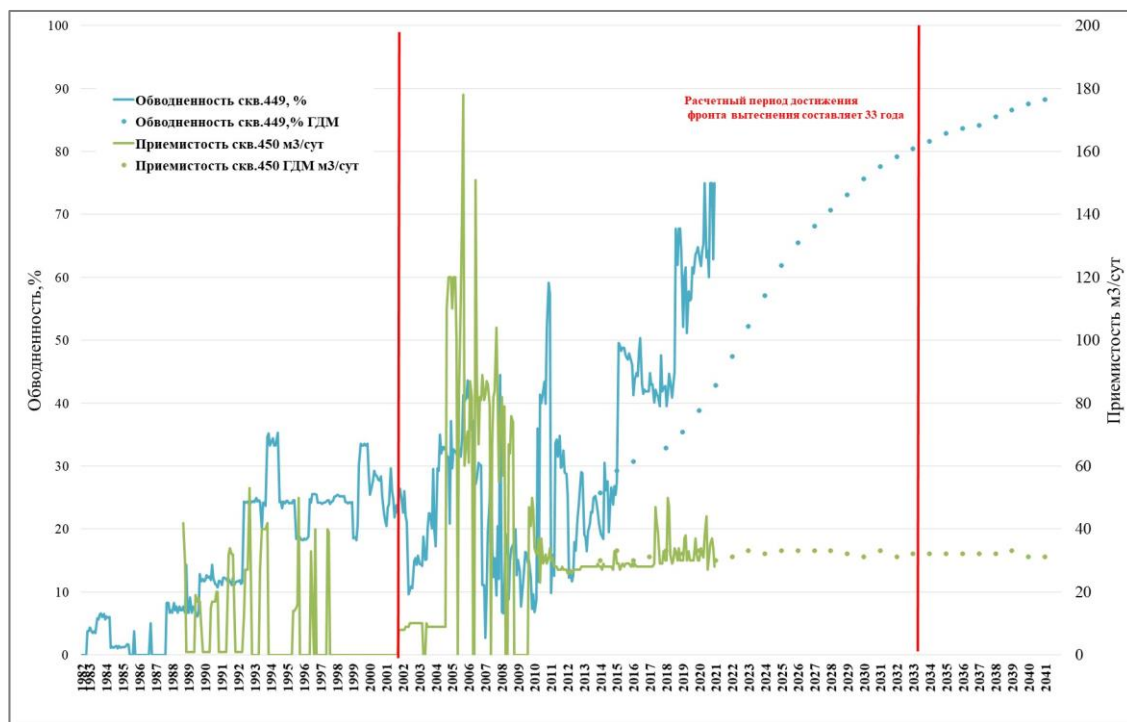


Рисунок 2.4.3 - Динамика обводнения скважины 449. Опалихинское месторождение. Турнейский объект

## Выводы к главе 2

Выполнено гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти водой с учетом проницаемости пластов и вязкости пластовой нефти. Получены зависимости для оценки скорости перемещения фронта вытеснения и определения времени перемещения фронта на определенные расстояния от нагнетательной к добывающей скважине. Расчеты по полученным зависимостям сопоставлены с результатами гидродинамических расчетов по известным формулам.

Установлено, что при коэффициентах подвижности для проницаемых пластов более  $2 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$  имеет место значительное увеличение скорости продвижения водонефтяного фронта по высокопроницаемым слоям [71].

Оценочные расчеты по полученным зависимостям позволяют в оперативном порядке планировать мероприятия по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных и водоизоляционные (потокоравнивающие) работы в добывающих скважинах.

## ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СОСТАВА ДЛЯ ПОТОКОВЫРАВНИВАЮЩИХ И ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

### 3.1. Планирование проведения экспериментальных исследований

Анализируя достоинства и недостатки существующих водоизоляционных и потоковыравнивающих технологий, можно выделить следующие требования к применяемым при этих работах материалам:

- селективность воздействия;
- доступность реагентов, входящих в состав;
- низкая начальная вязкость, высокая проникающая способность;
- способность коагулировать (изолировать) высокопроницаемые пропластки;
- способность к образованию однородной изолирующей массы;
- возможность регулирования сроков гелеобразования или затвердевания;
- отсутствие усадки при формировании тампонирующего экрана.

Как было отмечено ранее, одним из перспективных направлений при разработке потоковыравнивающих составов является использование гелеобразующих композиций на основе полиакриламида и лигносульфонатов.

Растворы полиакриламида получили распространение в нефтяной промышленности для снижения проницаемости фильтрационных каналов в качестве основы для формирования гелевых систем при относительно невысокой стоимости и высокой эффективности [33]. Гелеобразование является процессом перехода коллоидного раствора в студнеобразное состояние.

Имеется значительное разнообразие марок ПАА, которые различаются своими свойствами и эффективностью в применении для процессов водоизоляции и потоковыравнивания.

Турнейские отложения на Ножовской группе нефтяных месторождений характеризуются невысокой температурой – в пределах до 33 градусов Цельсия, поэтому вопрос термоустойчивости полимера в этих условиях не

будет иметь существенного значения. Однако при выборе марки ПАА следует учитывать адаптацию ПАА к высокоминерализованным средам и механическую прочность.

Минерализация пластовой воды для турнейских отложений достигает 260 г/л. Полимерный раствор подвергается довольно жестким механическим воздействиям в процессе его приготовления и транспорта в призабойную зону пласта. В результате разрушаются макромолекулы и происходит снижение вязкоупругих свойств раствора. Поэтому использование только водного раствора ПАА нецелесообразно.

Начиная с 80-х годов прошлого века отечественные и зарубежные исследователи отмечали, что, создавая композиции раствора ПАА, соли и соляной кислоты, можно получать однородные маловязкие составы [61]. При этом после закачки в пласт происходит реакция соляной кислоты с карбонатными горными породами, рН среды возрастает и происходит сшивка полимера в порах и трещинах. В лабораторных экспериментах показано, что с увеличением концентрации ПАА до 5% коэффициент вытеснения дополнительно возрастает на 15% [61].

В [79] отмечено, что полимерные составы можно разделить условно на два типа:

1) низкоконцентрированные полимерные составы с содержанием ПАА до 2%. Составы обладают высокой проникающей способностью в пласт вследствие низкой вязкости. Низкая прочность составов ведет к разрушению композиции, ее выносу из пласта, что в итоге снижает технологическую эффективность закачки;

2) высококонцентрированные полимерные составы с содержанием ПАА 5 – 7 %. Повышение концентрации полимера и сшивателя в полимерных составах ведет к повышению их прочности, а также к росту эффективной вязкости. Полимерные составы приобретают высокую прочность при

содержании полимера, начиная от 3% и более. Пластическая прочность водоизоляционных композиций со временем, как правило, возрастает.

Основываясь на вышеизложенном, для блокирования высокопроницаемых каналов фильтрации следует применять высококонцентрированные полимерные составы, способные создавать прочную водоизолирующую систему в коллекторе.

Для снижения начальной вязкости полимерной композиции возможно использование низкомолекулярного ПАА, однако снижение молекулярной массы требует повышения концентрации ПАА в растворе для достижения необходимых физико-химических и структурно-механических свойств полимерного состава [78].

Выбор компонентов разработанного состава состоял в анализе и обзоре специальной литературы, патентной базы и результатов использования различных марок ПАА на промыслах.

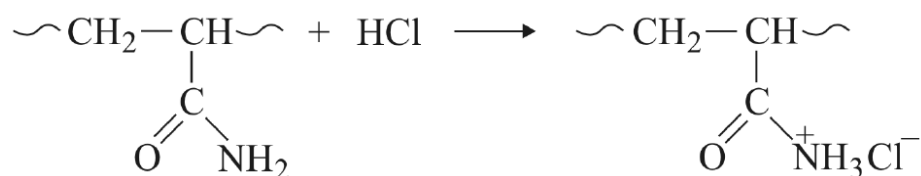
В настоящее время получил распространение полиакриламид марки DP9-8177, который представляет собой гигроскопичный белый сухой порошок, хорошо растворимый в воде. Данный полиакриламид является низкомолекулярным и адаптированным к высокоминерализованным средам. Применение данного типа способствует получению высокопрочных и пластичных гелей. Согласно ГОСТ 12.1.007-76 реагент относится к 4 классу опасности (малоопасные вещества). В качестве основы для приготовления водоизоляционного состава использовался полиакриламид типа DP9-8177.

Создание надежного водоизолирующего экрана достигается не только за счет прочности тампонирующего материала, но и за счет полноты заполнения им водонасыщенных пропластков. При закачке состава в скважину важно замедлять растворение основного гелеобразующего компонента. Это позволит регулировать вязкость и скорость гелеобразования и обеспечит более глубокое проникновение состава в пласт. В качестве замедлителя растворения ПАА может являться раствор соли. Пластовые воды являются, в основном, водами

хлоркальциевого типа, поэтому наилучшим вариантом является использование хлоридов, например, хлорида магния (бишофита). Хлорид магния представлен в виде кристаллов, хорошо растворим в воде, экологически безопасен, принадлежит к 3 классу опасности согласно ГОСТ 12.1.007-76.– «умеренно опасные вещества» [18].

Для улучшения сцепления полученного состава с породой необходимо использовать реагенты с поверхностно-активными свойствами. Улучшение сцепления позволит повысить продолжительность эффекта от проведения ВИР на скважине. Одним из веществ с поверхностно-активными свойствами являются лигносульфонаты. Технические лигносульфонаты представляют собой однородную вязкую жидкость темно-коричневого цвета, пожаро- и взрывобезопасны, относятся к 4 классу по степени безопасности. Лигносульфонаты относятся к классу коллоидных поверхностно-активных веществ [41].

Для регулирования кислотности среды и усиления межмолекулярного взаимодействия внутри раствора используется соляная кислота. Процесс гидролиза низкоконцентрированной кислоты протекает медленно при невысокой температуре (20, 32 град.) и не вызывает процесса имидизации (выпадения в осадок продуктов реакции), усиливает межмолекулярное взаимодействие внутри раствора, что приводит к образованию более прочных связей внутри системы. При взаимодействии соляной кислоты и полиакриламида образуются структуры следующего строения:



Добавление соляной кислоты также замедляет скорость гелеобразования [24, 53].

В итоге в качестве реагентов для получения потоковыравнивающего и водоизоляционного состава использовались полиакриламид марки DP9-8177, лигносульфонаты технические, разбавленная соляная кислота и хлорид магния шестиводный.

Совместно перечисленные вещества ранее не применялись в исследуемых концентрациях для создания состава для водоизоляционных и потоковыравнивающих работ. Особенностью предлагаемого состава для водоизоляционных и потоковыравнивающих работ является повышение проникающей способности, увеличение фильтрационных сопротивлений после гелеобразования по сравнению с аналогами и более низкая стоимость компонентов.

### **3.2. Методика проведения лабораторных опытов**

Для оценки взаимодействия компонентов исследуемых составов в лабораторных условиях осуществлялось их последовательное смешивание. Для приготовления гелеобразующего состава предварительно готовили необходимые объемы воды и технических лигносульфонатов, масса сыпучих компонентов определялась с помощью высокоточных весов AND EJ – 300.

Смешивание компонентов осуществлялось в лабораторных стаканах из стекла с помощью мешалки марки "HS-50A" WiseStir.

При проведении опытов сначала готовили водный раствор ПАА, для этого в требуемое количество воды при постоянном перемешивании постепенно добавляли порошок ПАА.

В полученную систему добавляли заданное количество хлорида магния в воде, лигносульфонаты и соляную кислоту. Процесс смешивания компонентов производился непрерывно. В результате перемешивания происходило образование жидкого состава светло-коричневого цвета (рисунок 3.2.1).



Рисунок 3.2.1 - Гелеобразующий состав. Начальное состояние

Стакан с полученным раствором герметично закрывался и для определения времени гелеобразования производился запуск таймера.

При исследовании физико-химических свойств полученных составов определялись их динамическая вязкость и время гелеобразования.

### 3.3. Определение динамической вязкости составов

Вязкость - одно из основных свойств, которое следует учитывать при оценке условий эффективного применения полученного состава для проведения водоизоляционных и потоковыравнивающих работ. Динамическая вязкость определялась с помощью ротационного вискозиметра «Rheotest» RV 2.1. Принцип действия данного прибора основан на том, что исследуемое вещество подвергается сдвигу в зазоре между двумя цилиндрами, один из которых вращается (внутренний).

Изменение крутящего момента путем регулирования числа оборотов внутреннего цилиндра интерпретируется в качестве зависимости между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Изменение скорости сдвига в каждой точке исследуемой жидкости зависит от ширины зазора между цилиндрами.



### 3.4. Определение времени гелеобразования

При определении времени гелеобразования приготовленный состав переливался в стеклянный стакан и помещался в сушильный шкаф, в котором далее выдерживался при разных температурных режимах (20 и 32°C), с отсчетом времени гелеобразования. Момент гелеобразования определялся визуально при наклоне стакана на угол в 45° каждые 5 мин. В случае, если угол не изменялся при наклоне, состав считался загеленным [23, 40, 90]. Определялось время с момента изготовления состава до формирования геля [90]. В случае, если гель не структурировался в течение 24 часов, опыт прекращался.

При смешивании полиакриламида и лигносульфонатов в стандартных условиях с увеличением содержания ПАА в составе увеличивалась его начальная вязкость и сокращалось время гелеобразования (рисунок 3.5.1). При увеличении содержания в составе лигносульфонатов вязкость его уменьшалась (рисунок 3.5.3). Увеличение содержания в составе соляной кислоты приводило к уменьшению начальной динамической вязкости, время гелеобразования при этом увеличивалось. С увеличением содержания хлорида магния в составе вязкость системы снижалась, время гелеобразования увеличивалось (рисунок 3.5.2).

Эксперименты показали, что на технологические характеристики геля значительное влияние оказывает содержание полиакриламида и соли. Изменяя содержание реагентов, можно получать системы с различными сроками гелеобразования. В [23] отмечено, что продолжительность периода гелеобразования для подобных систем может составлять от 30 до 1200 минут.

Для гелеобразования состава в пределах ПЗП и ускоренного ввода скважин в работу после воздействия предлагается выбирать состав со временем гелеобразования от 3 до 4 часов.

### 3.5. Результаты лабораторных исследований состава

Данные, полученные при проведении лабораторных исследований, приведены в таблице 3.5.1.

Температура оказывает влияние на гелеобразование, с ее повышением процесс ускоряется. Нагревание усиливает движение молекул внутри системы, что приводит к увеличению скорости сцепления между молекулами. Динамическая вязкость при этом незначительно уменьшается. При взаимодействии с высокоминерализованной пластовой водой, которая выступает в качестве электролита в процессе образования геля, незначительное уменьшение вязкости системы не оказывает весомого влияния на гелеобразование.

На рисунках 3.5.1-3.5.9 представлены результаты исследования предлагаемого состава при изменении содержания каждого из компонентов.

При увеличении содержания ПАА динамическая вязкость состава возрастает. Динамическая вязкость состава снижается при увеличении содержания раствора хлорида магния и ЛСТ.

Таблица 3.5.1 - Основные результаты исследований составов при стандартных условиях

№п/п	Содержание ПАА, масс, %	Содержание хлорида магния, масс, %	Содержание соляной кислоты (12%), масс, %	Содержание ЛСТ, масс, %	Начальная динамическая вязкость, мПа*с	Динамическая вязкость через 1 час, мПа*с	Время гелеобразования, мин
1	1,3	10,6	20,1	31,2	114	758	-
2	2,4	10,6	20,1	31,2	143	956	618
3	3,0	10,6	20,1	31,2	179	1235	576
4	3,3	10,6	20,1	31,2	194	1524	384
5	3,8	10,6	20,1	31,2	235	1789	333
6	4,2	10,6	20,1	31,2	259	2536	186
7	4,6	10,6	20,1	31,2	357	2987	66
8	5,4	10,6	20,1	31,2	506	3400	24
9	4,2	8,9	20,1	31,2	311	2548	153
10	4,2	9,7	20,1	31,2	281	2541	164
11	4,2	10,1	20,1	31,2	269	2539	181
12	4,2	12,1	20,1	31,2	204	2529	246
13	4,2	13,8	20,1	31,2	150	2523	317
14	4,2	14,8	20,1	31,2	107	2515	360
15	4,2	16,5	20,1	31,2	96	2498	376
16	4,2	10,6	2,7	31,2	480	2583	38
17	4,2	10,6	7,7	31,2	428	2575	57
18	4,2	10,6	10,0	31,2	384	2569	98
19	4,2	10,6	12,3	31,2	370	2562	108
20	4,2	10,6	15,0	31,2	347	2548	131
21	4,2	10,6	23,5	31,2	175	2526	292
22	4,2	10,6	26,7	31,2	126	2517	423
23	4,2	10,6	20,1	27,4	319	2552	76
24	4,2	10,6	20,1	29,4	285	2544	151
25	4,2	10,6	20,1	33,0	224	2532	336
26	4,2	10,6	20,1	34,6	210	2530	512
27	4,2	10,6	20,1	35,5	205	2527	598
28	4,2	10,6	20,1	36,2	190	2527	710
29	4,2	10,6	20,1	37,7	175	2525	864
30	4,2	10,6	20,1	39,0	158	2522	923

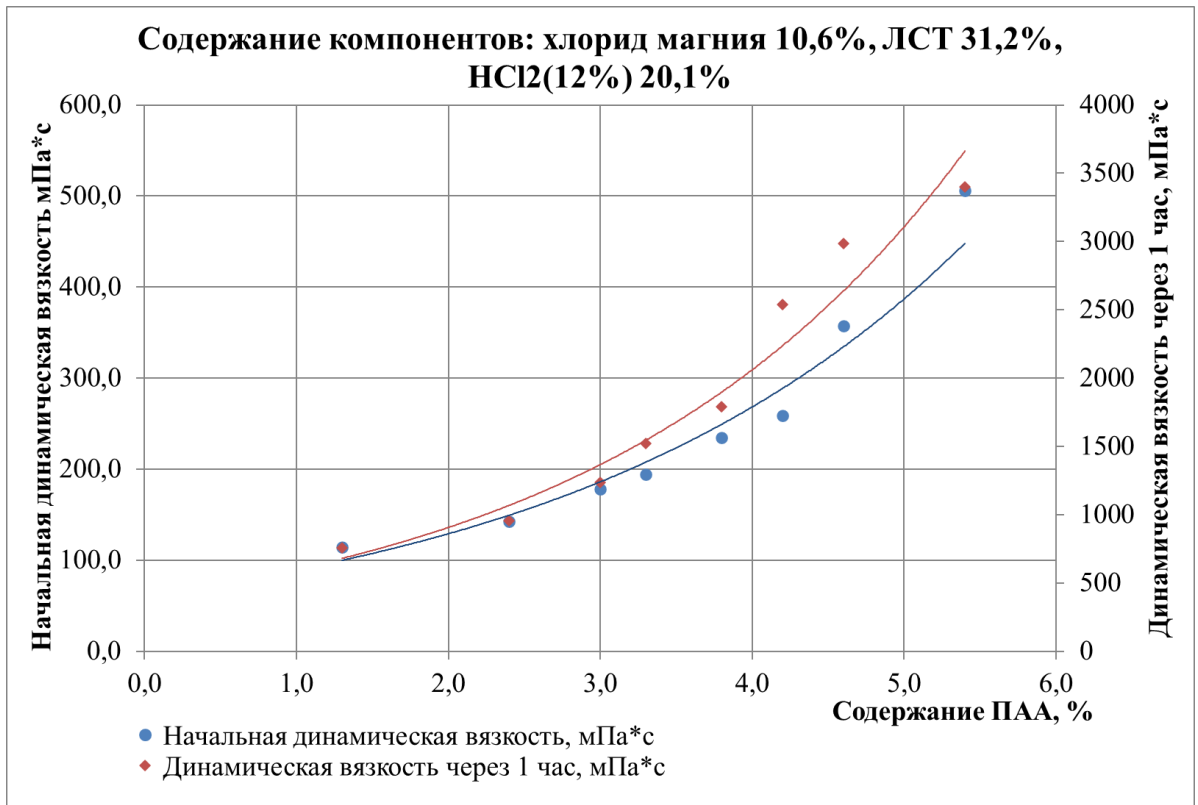


Рисунок 3.5.1 - Зависимость начальной динамической вязкости от содержания ПАА

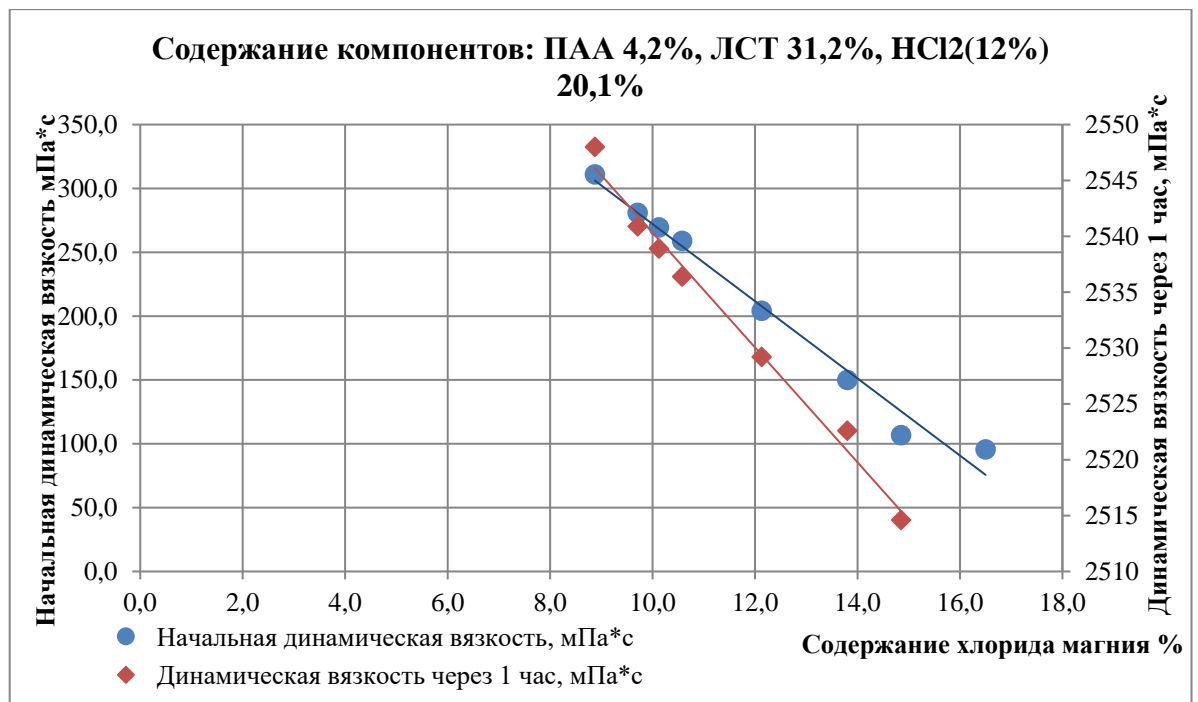


Рисунок 3.5.2 - Зависимость динамической вязкости от содержания хлорида магния

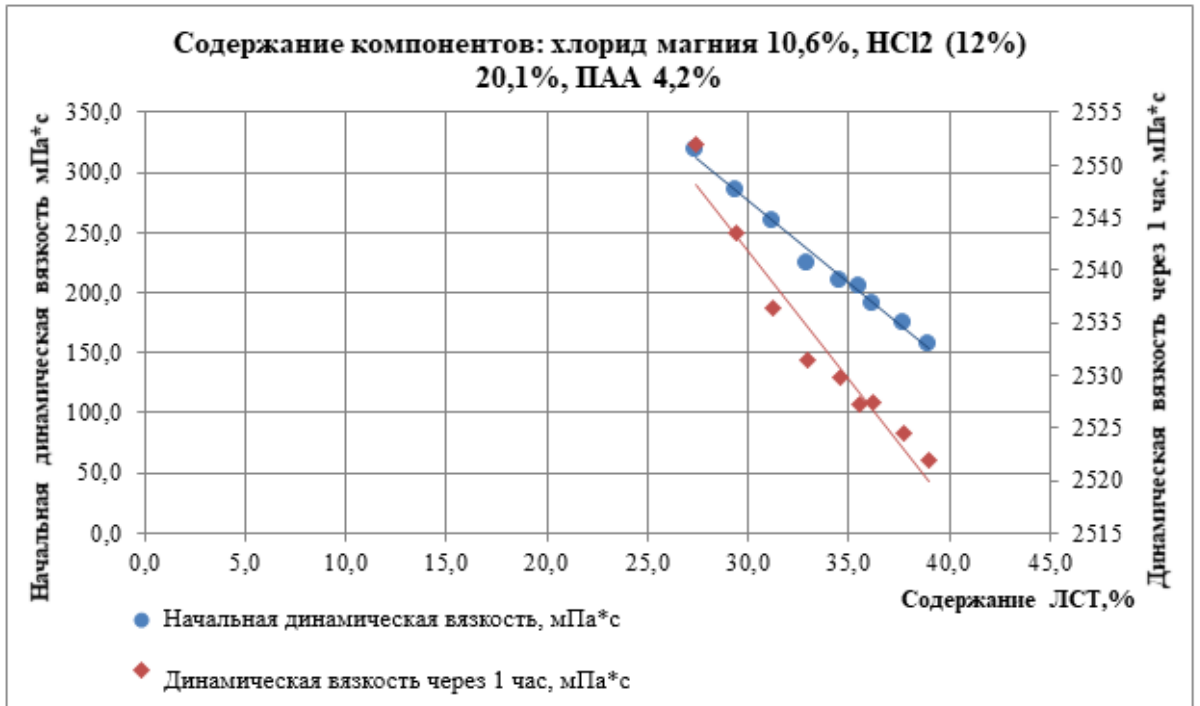


Рисунок 3.5.3 - Зависимость динамической вязкости от содержания лигносульфонатов

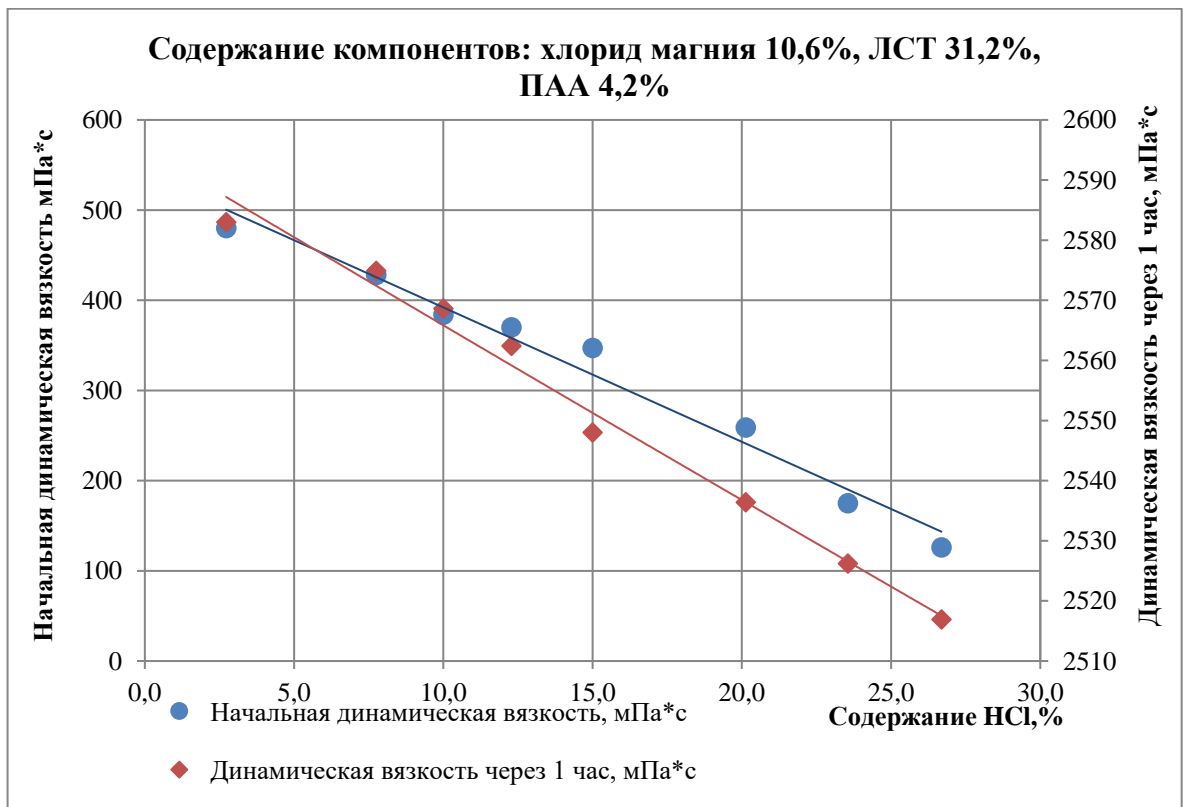


Рисунок 3.5.4 - Зависимость динамической вязкости от содержания соляной кислоты

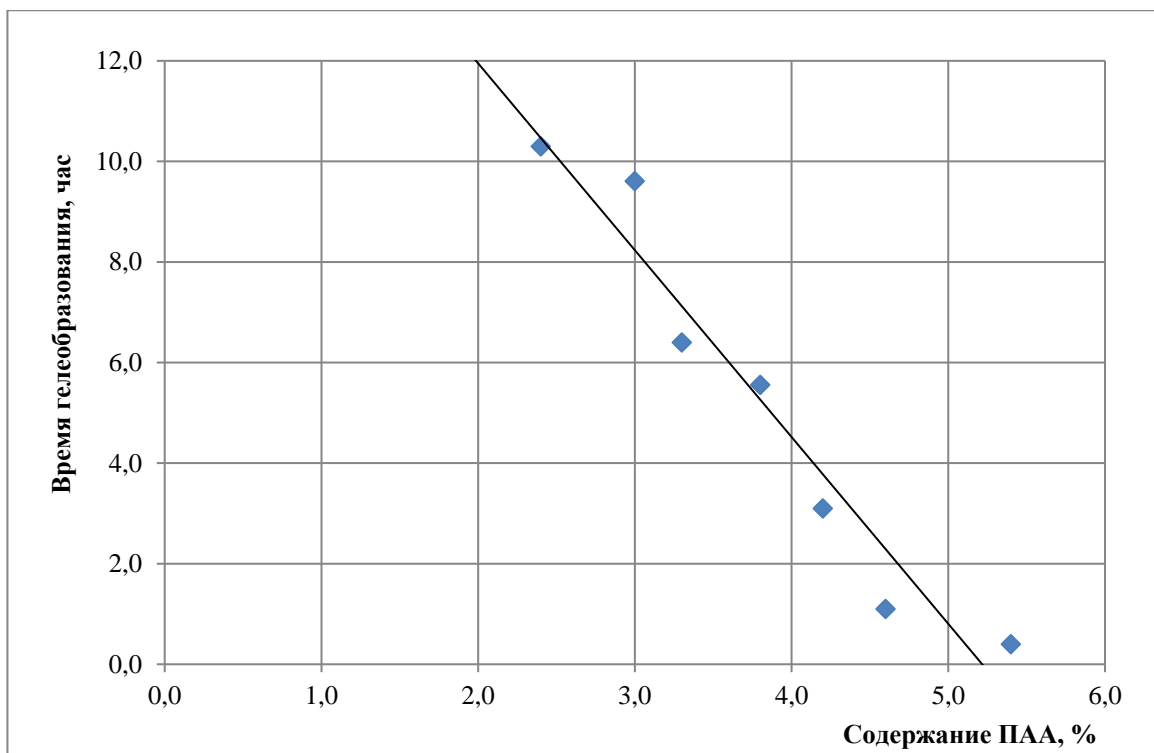


Рисунок 3.5.5 - Зависимость времени гелеобразования от содержания ПАА.  
Содержание компонентов хлорид магния 10,6%, HCl (12%) 20,1%, ЛСТ 31,2%

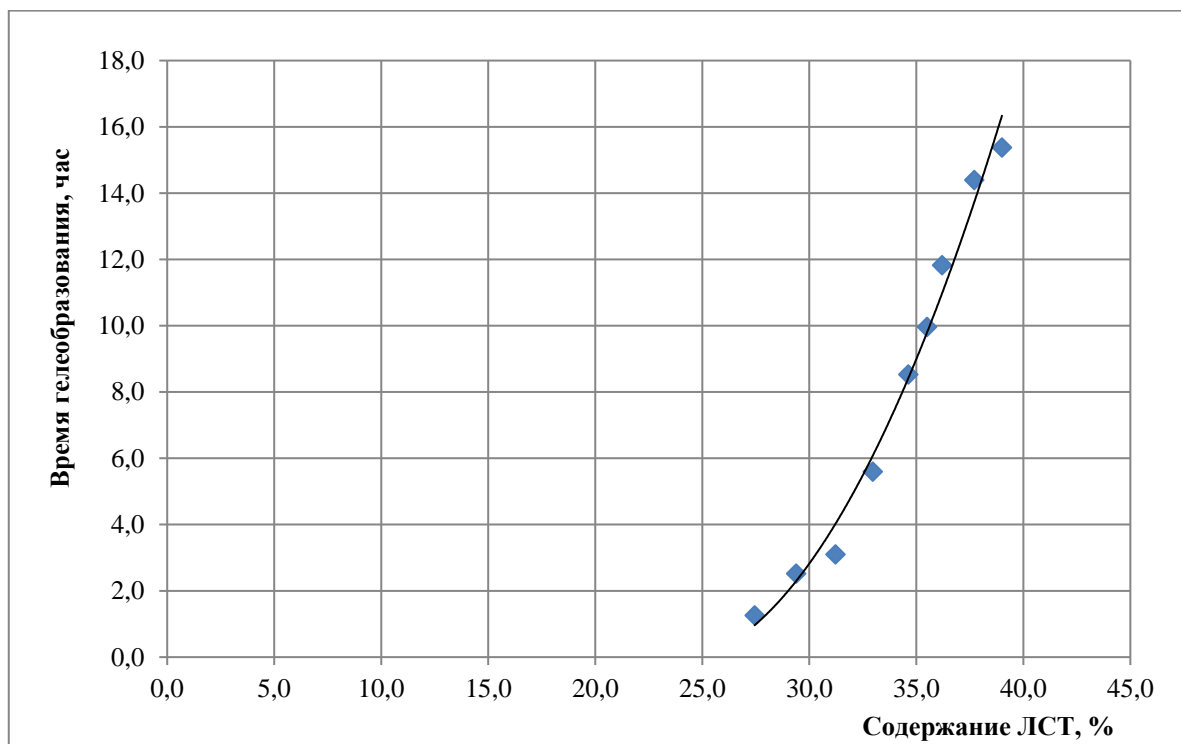


Рисунок 3.5.6 - Зависимость времени гелеобразования от содержания ЛСТ.  
Содержание компонентов хлорид магния 10,6%, HCl (12%) 20,1%, ПАА 4,2%.

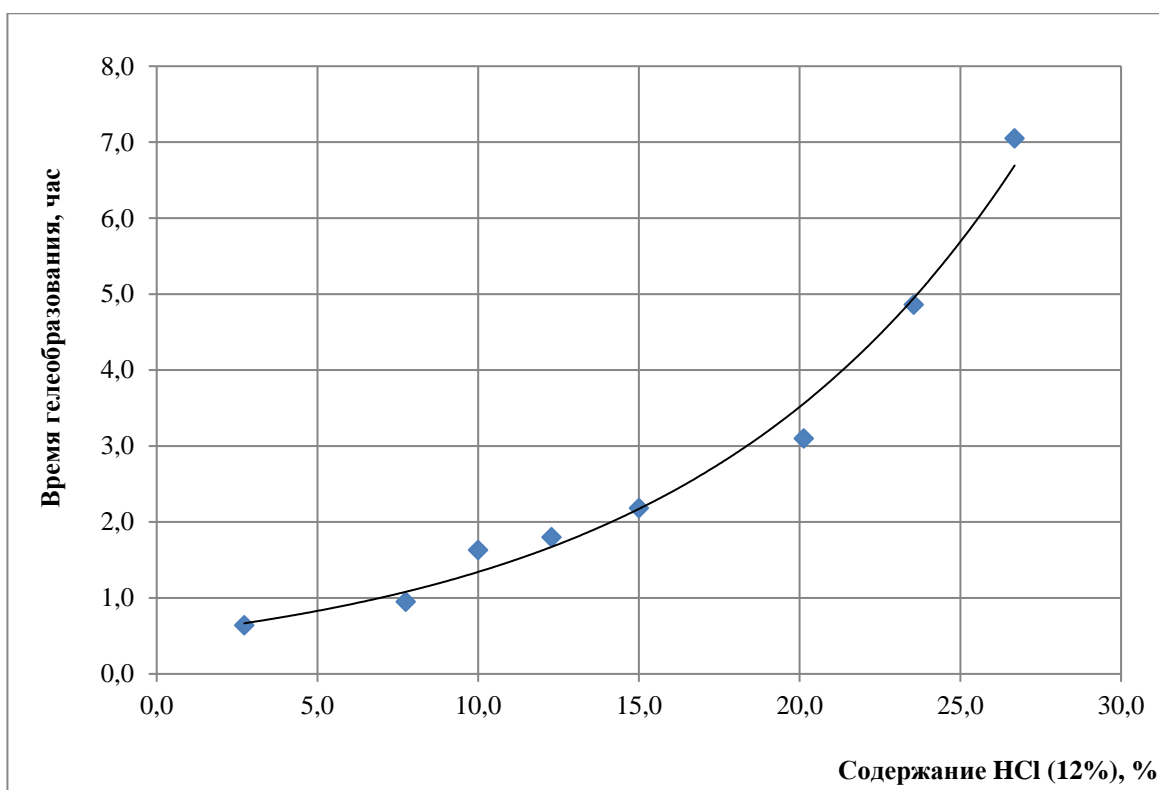


Рисунок 3.5.7 - Зависимость времени гелеобразования от содержания HCl. Содержание компонентов хлорид магния 10,6%, ЛСТ 31,2%, ПАА 4,2%.

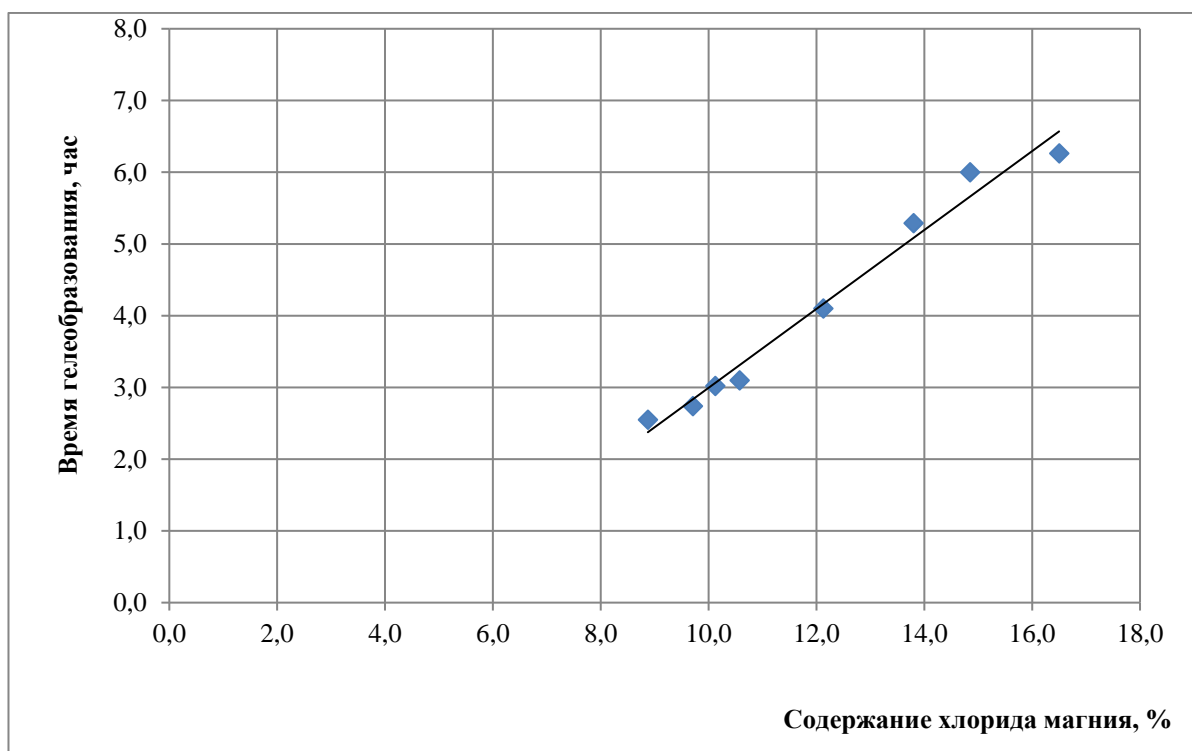


Рисунок 3.5.8 - Зависимость времени гелеобразования от содержания хлорида магния. Содержание компонентов, ЛСТ 31,2%, ПАА 4,2%, HCl (12%) 20,1%/

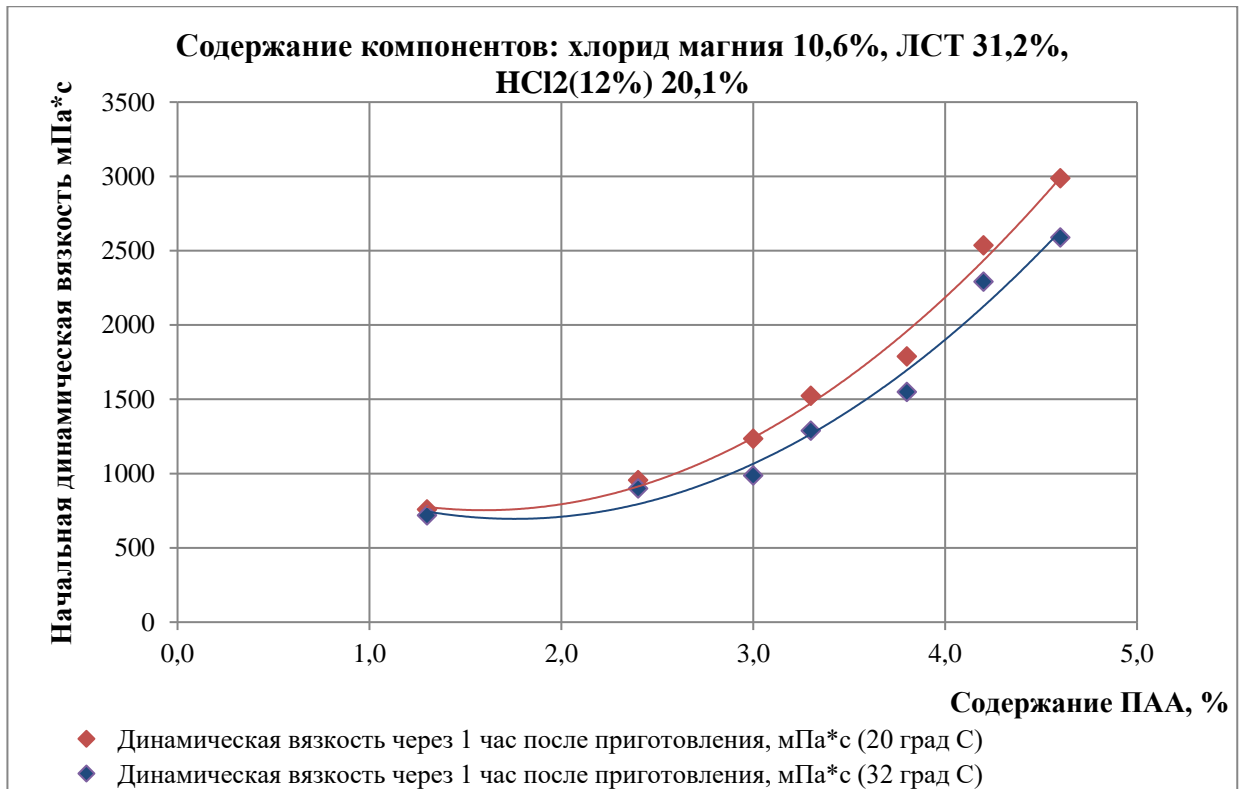


Рисунок 3.5.9 - Зависимость времени гелеобразования от содержания ПАА и температуры



Рисунок 3.5.10 - Состав через 24 часа после замешивания



В системах поддержания пластового давления используются сточные воды, отделяемые от нефти при ее промышленной подготовке, которые в той или иной мере являются минерализованными, то есть содержат пластовые воды. Пластовая вода, добываемая вместе с нефтью на турнейских объектах, имеет следующий состав:

Наименование	Среднее значение
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	н.с.
Объемный коэффициент, доли ед.	0,9999
Вязкость, мПа*с	1,49
Общая минерализация, г/л	260,29
Плотность в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,182
Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,179
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа	$2,74 \cdot 10^{-4}$

В процессе проведения потоковыравнивающих работ в нагнетательных скважинах с гелеобразующим составом он взаимодействует с закачиваемой для ППД водой. В связи с этим выполнены лабораторные опыты с целью оценки результатов взаимодействия гелеобразующего состава с пластовой водой (рисунок 3.5.11). Установлено, что тонкий слой состава на контакте с этой водой через 48 часов имеет незначительные структурные разрушения, при этом объем геля остается неразрушенным, то есть целостность гелеобразующей массы сохраняется.

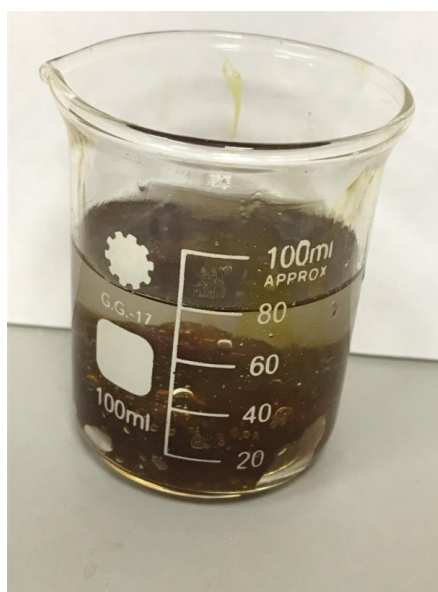


Рисунок 3.5.11 - Состав при взаимодействии с пластовой водой

С использованием программы Statistica получены зависимости для оценки свойств состава от содержания компонентов:

динамическая вязкость

$$\mu_0 = 48 * K_{\text{паа}} - 30 * K_{\text{MgCl}} - 12 * K_{\text{лст}} - 14 * K_{\text{HCl}} + 1050, R=0,93; \quad (5)$$

время гелеобразования (минуты)

$$T = 29 * K_{\text{MgCl}} - 103 * K_{\text{паа}} + 83 * K_{\text{лст}} + 17 * K_{\text{HCl}} - 2544, R=0,89 \quad (6)$$

при изменении параметров в следующих пределах:

ПАА, %: 1,3...4,5

Хлорид магния, %: 10...15

ЛСТ, %: 31...38

Соляная кислота (12%), %: 10...22.

Разработанный состав следует использовать для потоковыравнивающих и водоизоляционных работ с целью снижения водопроницаемости промытых высокопроницаемых пропластков в добывающих скважинах и высокопроницаемых слоев в нагнетательных скважинах.

Выполнены расчеты давлений на устьях скважин при закачке гелеобразующих составов со скоростью 2 л/с, достаточной для закачки в пласт до 10 куб.м состава в течение 1 часа. Расчеты выполнены для вертикальной скважины глубиной 1600 м, оборудованной НКТ 73\*5,5, при пластовом давлении 16 МПа (рисунок 3.5.12).

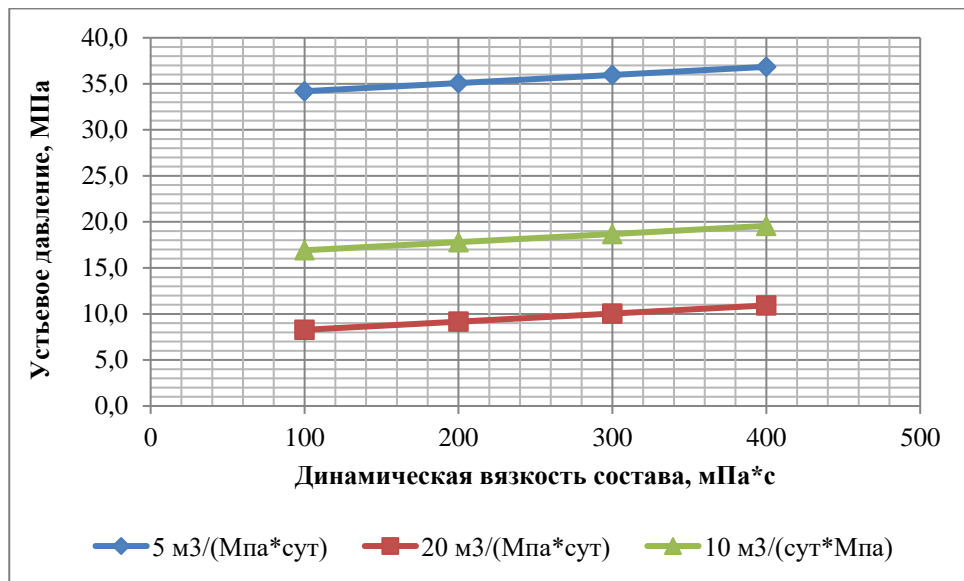


Рисунок 3.5.12 - Устьевые давления при закачке гелеобразующего состава в скважину

Основные типоразмеры устьевых арматур для скважин рассчитаны на рабочие давления до 21 МПа. Среднее значение коэффициента приемистости нагнетательных скважин турнейского объекта Опалихинского месторождения равно  $6,5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$  при средней проницаемости призабойной зоны  $0,015 \text{ мкм}^2$ . Исходя из выполненных расчетов для потоковыравнивающих и водоизоляционных работ следует применять составы с начальной вязкостью, не превышающей 300-400 мПа\*с. Время гелеобразования при заполнении порового объема призабойной зоны пласта гелеобразующим составом в объеме 10 куб.м должно составлять 3-4 часа.

Предварительными лабораторными исследованиями установлено, что указанным выше условиям (ограничениям) соответствует состав при следующем содержании компонентов, мас. %:

- хлорид магния	10,6;
- лигносульфонаты технические	31,2;
- соляная кислота (12%)	20,1;
- полиакриламид	4,2;
- вода	остальное.

### **3.6. Проведение фильтрационных исследований гелеобразующего состава**

Для определения водоизолирующих свойств разработанного состава проведены лабораторные фильтрационные исследования на образцах карбонатного керна турнейского объекта Ножовского месторождения. При лабораторных исследованиях подготовка образцов керна и пластовой воды проводилась с использованием следующих нормативных документов [76]: ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [19], ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостью насыщением» (определение мин. и объемной плотности)» [20], ГОСТ 26450.2-

85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [21].

Фильтрационные исследования проводились на основе принципа: постоянные расходы - меняющиеся перепады давления [23]. Основным контролируемым параметром при проведении экспериментов было изменение фазовой проницаемости по жидкости [23], по которой оценивалась эффективность применения водоизолирующего состава.

Гелеобразующие системы, включающие полиакриламид, рекомендуются для применения, в основном, для нагнетательных скважин при проведении потоковыравнивающих работ. При водоизоляционных работах в добывающих скважинах составы с ПАА могут применяться для ограничения водопритоков в промытых высокопроницаемых слоях, в том числе в пластах с карбонатным коллектором трещинного или трещинно-порового типов. Выделение промытых слоев должно выполняться на основе анализа результатов гидродинамических и геофизических промысловых исследований. Заполнение таких слоев горных пород в добывающих скважинах следует осуществлять с принятием мер по недопущению поступления состава с ПАА в нефтенасыщенные слои.

Направление закачки модели пластовой воды и состава для водоизоляции и выравнивания профилей приемистости при фильтрационных исследованиях соответствовало направлению движения флюидов в продуктивном пласте и закачиваемых составов для водоизоляции [23]. Прямая фильтрация соответствует процессу притока флюида из пласта в скважину, в том числе освоению скважины после мероприятий по водоизоляции, а обратная фильтрация моделирует процесс блокирования обводненного интервала в призабойной зоне пласта [23].

С точки зрения закрепления тампонирующего материала в фильтрационных каналах условия для нагнетательных скважин, когда направления закачки воды и гелеобразующих составов совпадают, являются более простыми, чем в добывающих скважинах. Поэтому полученные для

условий добывающих скважин результаты фильтрационных исследований можно переносить на потоковыравнивающие процессы в нагнетательных скважинах.

Методика проведения фильтрационных исследований состояла в следующем [23]:

1. Подготовленный образец естественного керна насыщался под вакуумом моделью пластовой воды. После насыщения определялся поровый объем образца методом взвешивания по величине изменения массы.

2. Насыщенный образец помещался в кернодержатель фильтрационной установки УИК-5ВГ(8)-40-80-150-30.100, где создавалось давление, соответствующее реальным пластовым условиям. Температура при этом устанавливалась равной 32°C исходя из средних значений пластовой температуры турнейских отложений Ножовской группы месторождений.

3. Производилась фильтрация через образец пластовой воды в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления при температуре 32°C и пластовом давлении. Направление фильтрации при этом - прямое.

В режиме постоянного расхода производилась закачка исследуемого водоизолирующего состава. Объем закачки, измеряемый на выходе из образца, составлял 1 поровый объем образца керна. Направление фильтрации при этом - обратное.

5. После окончания процесса закачки водоизолирующего состава в образец система выдерживалась в состоянии покоя в течение 24 часов.

6. После выдерживания образца керна в состоянии покоя определялась его фазовая проницаемость по пластовой воде в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления. Направление фильтрации при этом - прямое.

Для приготовления исследуемых составов в лабораторных условиях использовались следующие компоненты:

- дистиллированная вода;

- хлорид магния;
- полиакриламид;
- лигносульфонат технический;
- соляная кислота.

Исследуемый состав готовился путем смешивания расчетного количества компонентов до получения однородной массы.

### Фильтрационные эксперименты

Исследован разработанный гелеобразующий состав, включающий в качестве компонентов, мас.% [59]:

- |                               |            |
|-------------------------------|------------|
| - хлорид магния               | 10,6;      |
| - лигносульфонаты технические | 31,2;      |
| - соляная кислота (12%)       | 20,1;      |
| - полиакриламид               | 4,2;       |
| - вода                        | остальное. |

Насыщенный образец карбонатного керна перед проведением исследования показан на рисунок 3.6.1.

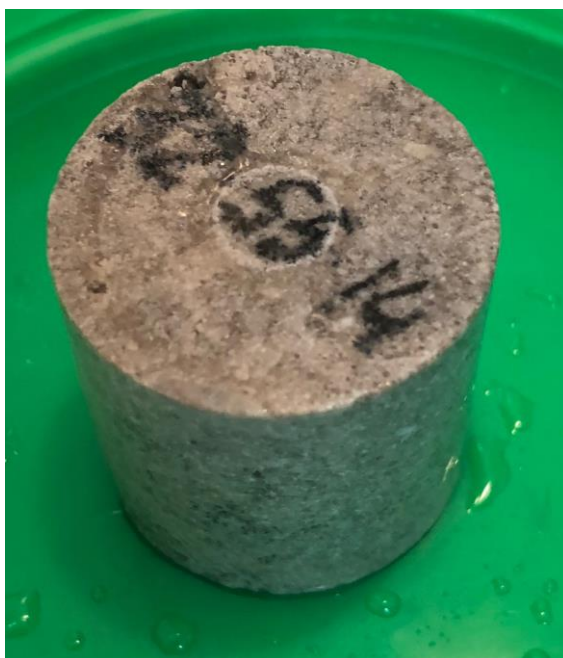


Рисунок 3.6.1 - Насыщенный образец керна

Разработанный состав после приготовления показан на рисунке 3.6.2.

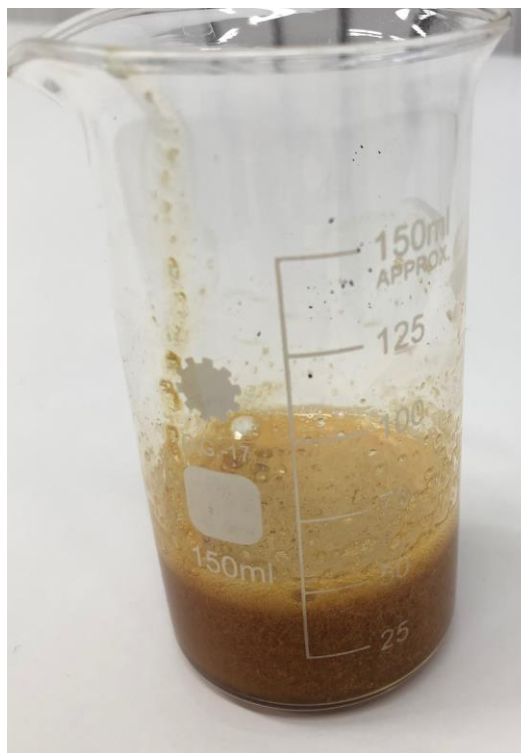


Рисунок 3.6.2 - Гелеобразующий состав перед опытом

Подготовка к закачке разработанного состава приведена на рисунок 3.6.3.

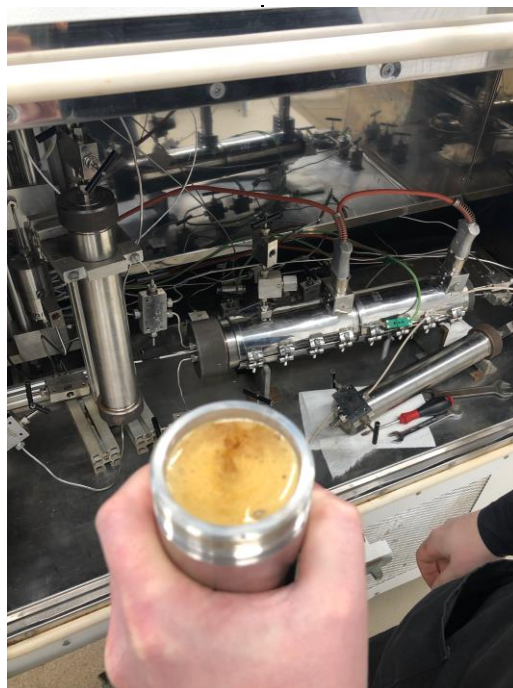


Рисунок 3.6.3 - Подготовка к закачке разработанного состава

Динамика закачки и оценка фазовой проницаемости образца керна отслеживались в автоматическом режиме (рисунок 3.6.4).

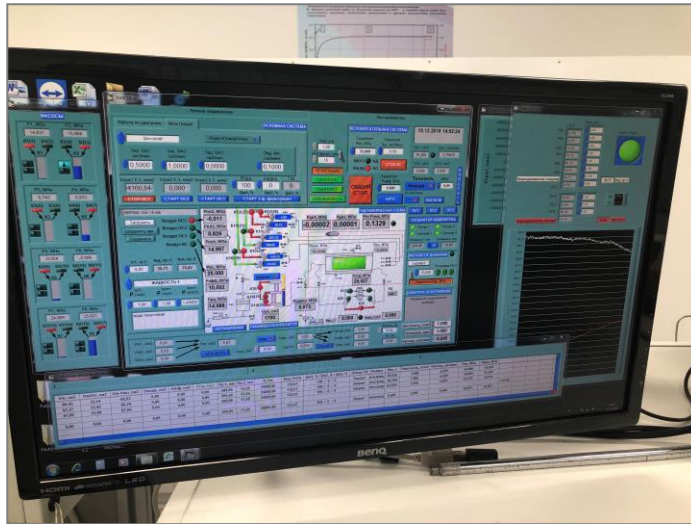


Рисунок 3.6.4 - Контроль и управление проведением опыта

Результаты фильтрации после суточной выдержки образца с закачанным в него составом приведены в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 - Результаты фильтрационных экспериментов

№ опыта	Проницаемость образца по воде, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Снижение проницаемости, %
	до закачки состава	после закачки состава	
1	36,0	28	23
2	21661	4,8	99
3	9086	36,8	99
4	1024	51,8	95
5	78	49,9	39
6	54	36	37
7	284	31	89

Эксперимент № 1 показал, что состав неглубоко проникает в низкопроницаемую горную породу карбонатного коллектора. При закачке состава в низкопроницаемый образец градиент давления достиг 200 МПа/м. После выдержки состава в течение 24 часов и фильтрации пластовой воды в обратном направлении градиент давления резко снизился, проницаемость образца восстановилась на 77%.

Для второго эксперимента выбран образец керна с червоточинами, использовавшийся ранее для моделирования кислотной обработки. Проницаемость образца по воде перед опытом составляла 21,661 мкм<sup>2</sup>.

Основные результаты фильтрационного эксперимента №2 показаны на



рисунке 3.6.5 и в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 - Результаты фильтрационного эксперимента №2

Параметры	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава
Градиент давления при закачке воды	МПа/м	0,00025	7,504
Проницаемость образца по воде	$10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	21661	4,8
Снижение проницаемости	%		99
Фактор остаточного сопротивления	Ед.		300

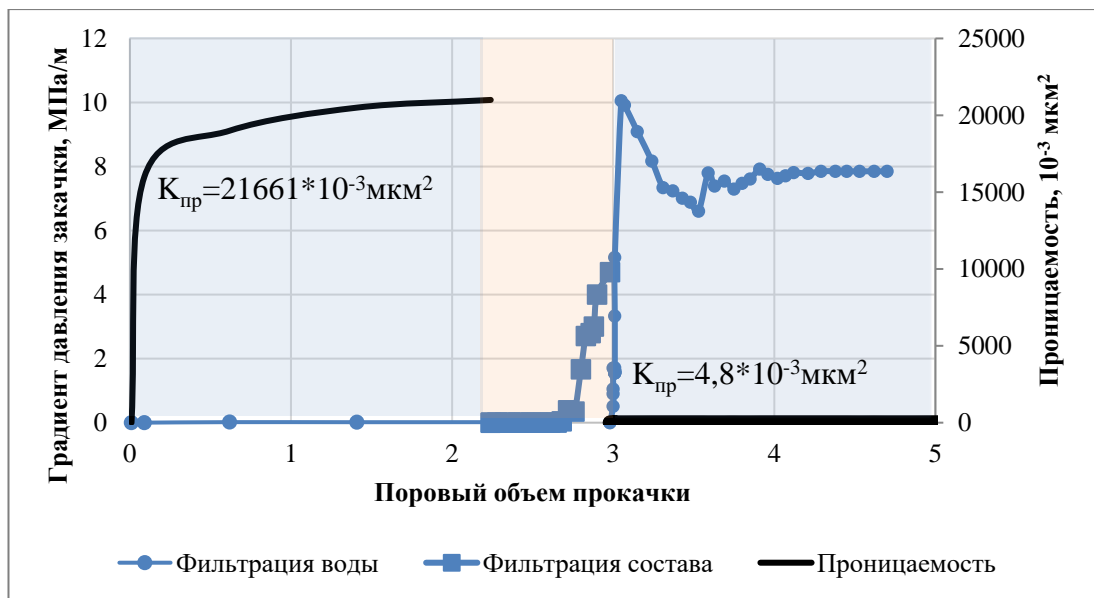


Рисунок 3.6.5 - Градиент давления и проницаемость при прокачке для фильтрационного эксперимента №2

При обработке составом высокопроницаемого образца карбонатного керна фактор остаточного сопротивления составил 300 ед.

Для третьего эксперимента выбран образец керна с проницаемостью образца по воде перед опытом  $9,086 \text{ мкм}^2$ . Основные результаты фильтрационного эксперимента №3 показаны на рисунке 3.6.6.

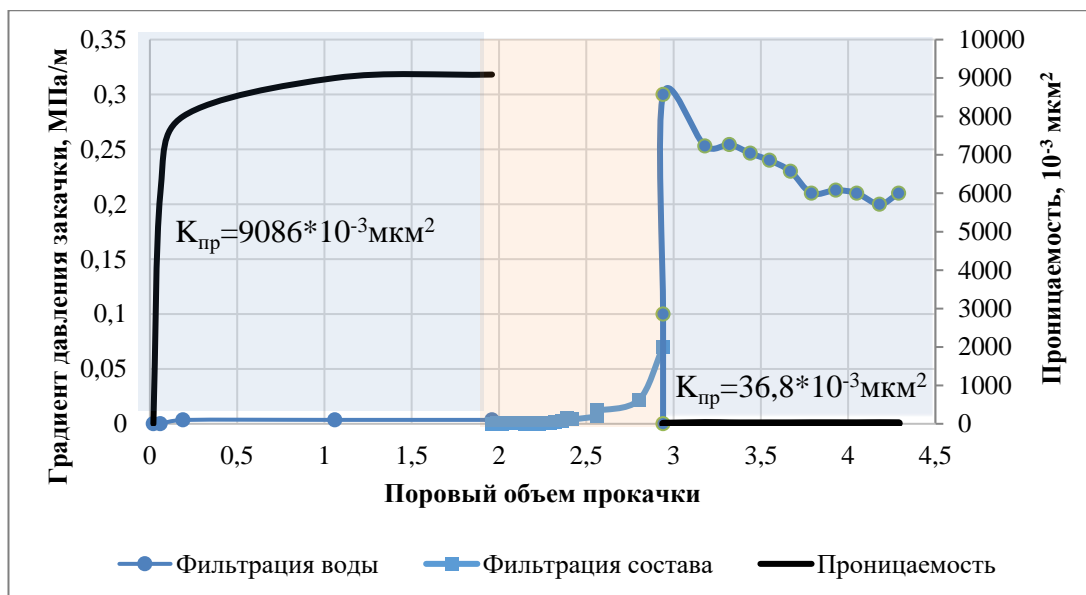


Рисунок 3.6.6 - Зависимость градиента давления и проницаемости от объема прокачки для фильтрационного эксперимента №3

Для эксперимента №4 выбран образец керна с проницаемостью образца по воде перед опытом  $1,024$  мкм<sup>2</sup>. Основные результаты фильтрационного эксперимента №4 показаны на рисунке 3.6.7.

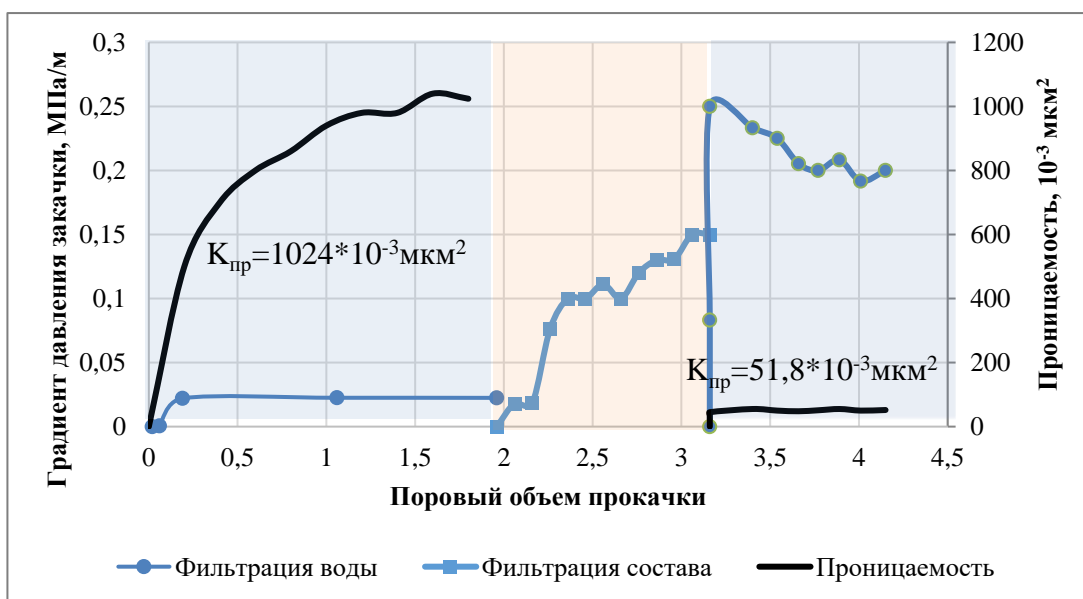


Рисунок 3.6.7 - Зависимость градиента давления и проницаемости от объема прокачки для фильтрационного эксперимента №4

Получена зависимость снижения проницаемости образцов карбонатного керна по воде от ее начального (исходного) значения (рисунок 3.6.8). Образцы естественного керна порового типа с проницаемостью до  $0,1$  мкм<sup>2</sup>

снижают свою проницаемость до 40%. Образцы с высокой проницаемостью практически полностью блокируются составом.

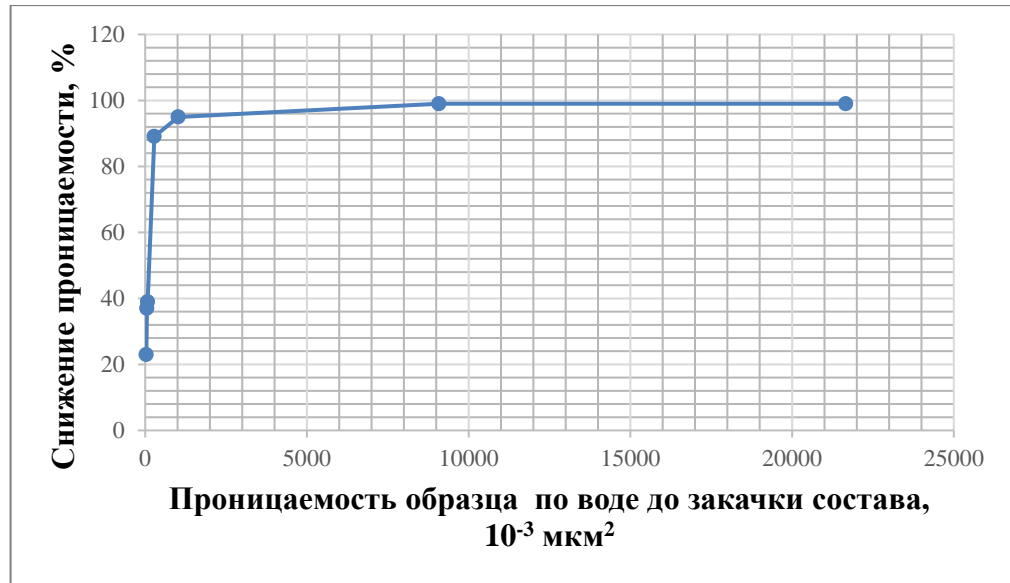


Рисунок 3.6.8 - Снижение проницаемости образцов после закачки состава

Результаты фильтрационных экспериментов указывают на возможность эффективного применения разработанного состава для блокирования высокопроницаемых каналов фильтрации, которыми часто являются трещины в карбонатных коллекторах. Состав при его повышенной вязкости неглубоко проникает в породу с низкой проницаемостью, кольматируя каналы фильтрации на небольшое расстояние от входной поверхности. В течение суток состав при формировании гелеобразной структуры блокирует движение пластовой воды по каналам фильтрации. Изменяя содержание компонентов в составе, можно увеличивать или уменьшать скорость его гелеобразования и вязкость.

Разработанный и исследованный в предыдущем разделе водоизоляционный состав включает полиакриламид. Такой состав не следует применять при работах в добывающих скважинах, если нет возможности предупредить поступление его в нефтенасыщенные слои.

Для добывающих скважин может быть применен ранее разработанный в ПНИПУ состав ОЛИНС [3, 4, 73].

### 3.7. Сопоставление разработанного состава с известными аналогами

Выполнено сопоставление использованных на Ножовской группе месторождений для ВИР композиций по коэффициенту снижения проницаемости при исследованиях на образцах керна. Оценивались водоизолирующие материалы АКОР, ОЛИНС, ГПАН, ОВП-1.

На рисунке 3.7.2 представлено изменение проницаемости образцов керна карбонатных пород при прокачке состава ОЛИНС, содержащего 10%  $Al_2(SO_4)_3$  +20%ЛСТ+0,5%НСІ+20% нефти [62].

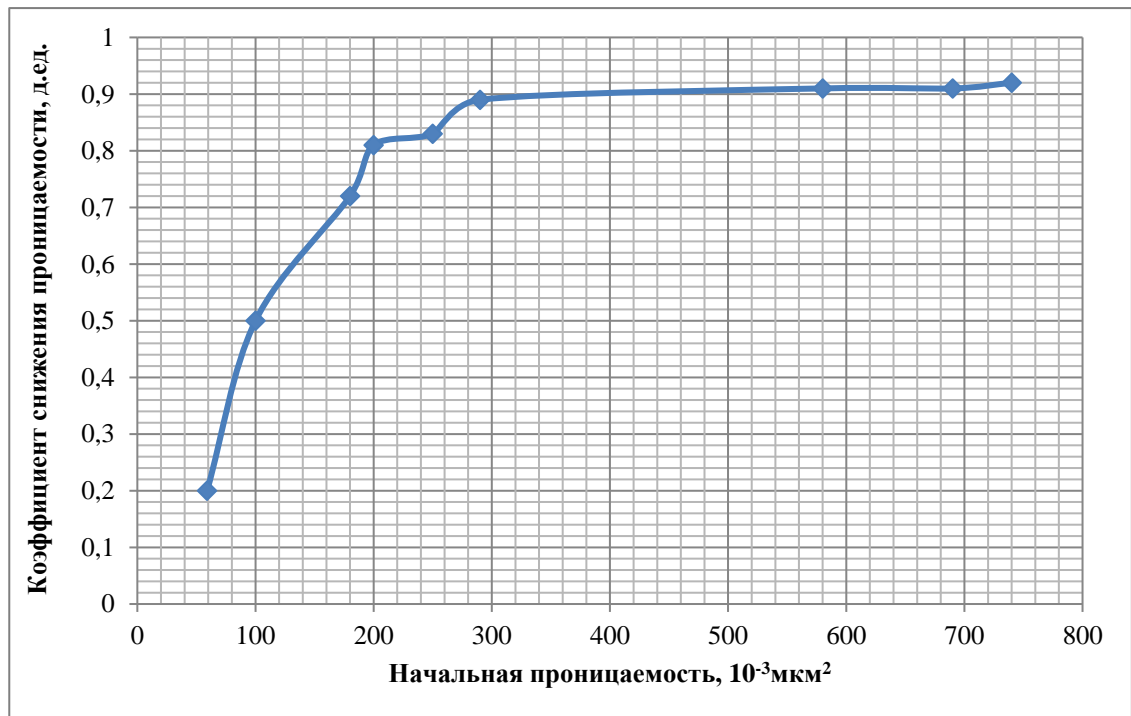


Рисунок 3.7.2 - Снижение проницаемости образцов керна [62]

Исходя из результатов исследований и описания патента [62] можно сделать вывод, что состав пригоден для использования в добывающих скважинах при блокировании высокопроницаемых обводненных каналов фильтрации. Для исследованных образцов керна снижение проницаемости достигает 92%.

В [78] приведены результаты лабораторных исследований на керне состава АКОР (табл. 3.7). Водонасыщенные образцы керна снижают проницаемость до 97 %. При увеличении исходной проницаемости образца конечная проницаемость снижается в меньшей степени.

Таблица 3.7 -Результаты экспериментальной оценки блокирующих свойств водного раствора АКОР

Керн	Состав	Жидкость насыщения	Исходная проницаемость керна, мкм <sup>2</sup>	Давление в конце продавки состава, МПа	Конечная проницаемость керна, мкм <sup>2</sup>
			по воде		по воде
Модельный	АКОР	вода	0,0220	0,032	0,00007
Природный	АКОР		0,0335	0,033	0,00020

Результаты фильтрационных исследований на модели керна состава ГПАН [43] показали снижение проницаемости на 90% (рис. 3.7.3).

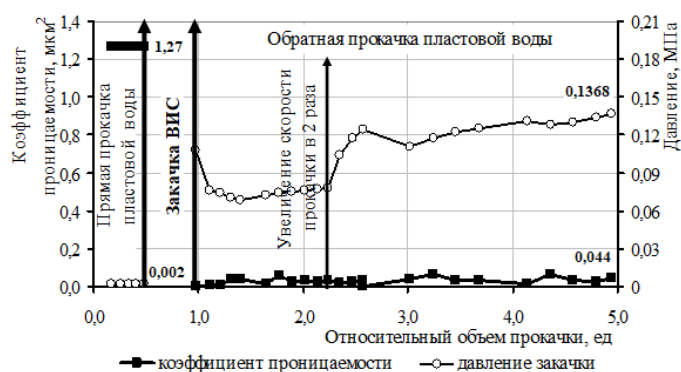


Рисунок 3.7.3 – Динамика изменения проницаемости и градиента давления при закачке водоизолирующего состава на основе ГПАН [43]

В [80] проведена серия фильтрационных экспериментов на керне состава ОВП-1. На рисунке 3.7.4 представлено изменение коэффициента проницаемости до и после прокачки ОВП-1.

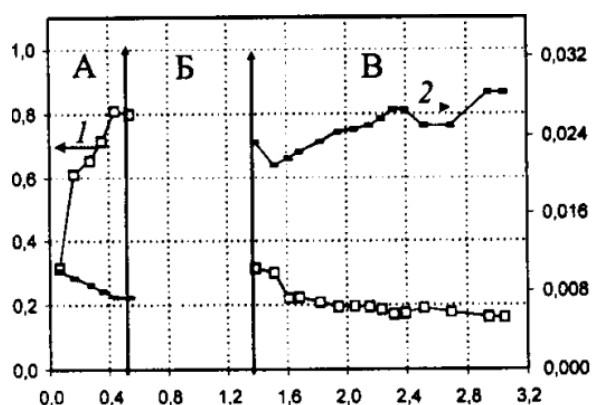


Рисунок 3.7.4 – Изменение коэффициента проницаемости K (1) и градиента давления ΔP (2) насыпных водонасыщенных моделей карбонатного пласта при прокачке пластовой воды (ρ=1,15 г/см<sup>3</sup>) до (А) и после (В) обработки (Б) [80].

При проведении экспериментов использовалась модель каверново-трещиноватого карбонатного пласта путем поочередной закачки в них трех оторочек композиции ОВП-1 и трех оторочек высокоминерализованной пластовой воды через буферы пресной воды. Фазовая проницаемость по воде снизилась на 80...98%.

В работе [43] проведены исследования состава ОВП-1, которые показали результаты по снижению проницаемости водонасыщенной модели пласта на 93,1%.

Средний коэффициент снижения проницаемости для ОВП-1 по данным лабораторных исследований составил 89%.

Недостатками данных составов (ГПАН и ОВП-1) является значительная усадка тампонирующей смеси. В результате закачки образуется только 15-30% тампонирующего камня. По этой причине снижение проницаемости не превышает 95%. Основным недостатком применения составов АКОР с различными модификациями является высокая чувствительность к минерализации пластовой воды. При взаимодействии с солями пластовой воды время гелеобразования уменьшается, что приводит к увеличению вязкости закачиваемого состава и уменьшению глубины проникновения раствора [43].

Сопоставление разработанного и применяемых составов по данным лабораторных фильтрационных экспериментов показывает его высокую эффективность (рис. 3.7.5).

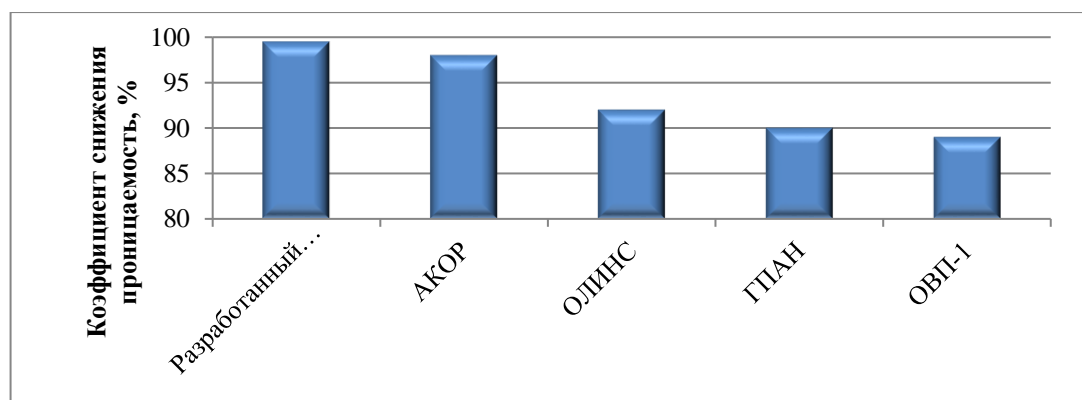


Рисунок 3.7.5 - Коэффициенты снижения проницаемости для различных композиций

Разработанный состав является наиболее эффективным для высокопроницаемых коллекторов. Дополнительное увеличение коэффициента снижения проницаемости составляет до 10%.

### **3.8. Технология применения составов**

Технологический процесс с применением разработанного состава и состава ОЛИНС рекомендуется осуществлять при выполнении следующего: 1) приготовление составов производится на поверхности; 2) для успешного проведения ВИР с использованием разработанного состава необходимо применение отсекающих пакеров выше и ниже интервала закачки; 3) стенки скважины должны быть очищены от отложений и продуктов коррозионных процессов; 4) содержание компонентов подбирается индивидуально для определенных условий пласта и скважины с учетом того, что время гелеобразования должно быть больше времени закачки состава в пласт на 2-4 часа; 5) требуемые растворы следует готовить после выполнения всех предварительных работ; 6) проведение водоизоляционных и потоковыравнивающих работ предполагает использование следующего промышленного оборудования:

- технологические емкости;
- насосный агрегат (например ЦА-320);
- оборудование для обвязки устья скважины.

### **Выводы к главе 3**

1. Разработан и исследован гелеобразующий водоизоляционный состав на основе полиакриламида, включающий лигносульфонаты, хлорид магния и соляную кислоту, который может быть использован для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в нагнетательных и добывающих скважинах с целью снижения обводненности скважинной продукции.

2. Изменением содержания в составе отдельных компонентов можно регулировать его основные технологические характеристики – вязкость и время гелеобразования.

3. Результаты проведенных фильтрационных исследований на образцах естественного керна указывают на то, что предложенный состав может надежно тампонировать обводненные высокопроницаемые слои горных пород в карбонатных коллекторах, в том числе осложненных трещиноватостью.



## ГЛАВА 4. ВЫБОР ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ И ПОТОКОВЫРАВНИВАЮЩИХ РАБОТ

### 4.1. Выбор первоочередных объектов разработки для проведения водоизоляционных и потоковыравнивающих работ

Потоковыравнивающие и водоизоляционные технологии относятся к методам, приводящим к увеличению коэффициента охвата за счет повышения фильтрационных сопротивлений в призабойных и более удаленных зонах пластов по наиболее промытым слоям. Технологии эффективны в неоднородных по проницаемости пластах, в том числе насыщенных высоковязкой нефтью. Выбор первоочередных объектов для их проведения может осуществляться на основе ранжирования.

Показатели для ранжирования объектов:

- Отношение текущей обводненности ( $n_v$ ) к выработке извлекаемых запасов ( $V$ ) по объекту
- Расчлененность объекта  $P$
- Вязкость пластовой нефти  $\mu$ .

Очевидно, что объекты разработки с максимальной обводненностью, минимальной выработкой извлекаемых запасов и максимальной расчлененностью следует в первую очередь рассматривать для проведения мероприятий по ограничению и снижению обводненности добывающих скважин.

Определены отношения  $P/P_{\text{макс}}$ ,  $\mu/\mu_{\text{макс}}$ ,  $(n_v/V)/(n_v/V)_{\text{макс}}$  для каждого объекта разработки, где  $P_{\text{макс}}$  и  $\mu_{\text{макс}}$  - соответственно максимальные значения расчлененности и вязкости по объектам,  $(n_v/V)_{\text{макс}}$  – максимальное значение отношения  $n_v$  и  $V$  по объектам. Объектам присвоены номера от 1 до 8 по каждому из рассматриваемых отношений показателей по принципу – чем меньше величина отношения, тем больше номер. Например, для турнейского объекта Змеевского месторождения отношение  $P/P_{\text{макс}}$  равно единице, объекту

присвоен номер 1; минимальное отношение  $P/P_{\text{макс}}$  – для турнейского объекта Западного месторождения, ему присвоен номер 8 (табл.4.1.1).

Присвоенные объектам номера по трем отношениям суммируются, итоговый номер объекта определяется по возрастанию суммы присвоенных ему номеров: номер 1- для объекта с минимальной суммой присвоенных номеров, номер 8- для объекта с максимальной суммой присвоенных номеров. Турнейские объекты Опалихинского, Бугровского и Березовского месторождений с первыми номерами являются первоочередными для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных работ.

#### **4.2. Методика выбора первоочередных добывающих скважин для проведения водоизоляционных работ**

Разработка нефтяных залежей на поздних стадиях характеризуется высокими значениями обводненности продукции по большому количеству добывающих скважин. При выборе скважин для проведения потоковыравнивающих работ в добывающих и нагнетательных скважинах следует исходить из условий получения максимального технологического эффекта (получение дополнительной добычи нефти и снижение количества попутно добываемой воды) с учетом затрат на проведение мероприятия, имеющегося опыта проведения работ по снижению обводненности скважинной продукции и возможного влияния изменения технологического режима работы скважин после проведения мероприятий на показатели разработки по объекту в целом или по его отдельному участку (элементу залежи).

Предлагается следующая схема выбора первоочередных добывающих скважин, материалов и технологий для проведения ВИР (рисунок 4.2.1):

1. Выделение (список 1) добывающих скважин по объекту разработки или по его наиболее обводненному участку с обводненностью  $n_{\text{скв}}$ , превышающей на 25% и более среднее значение  $N_{\text{ср}}$  этого показателя (по объекту или по участку). Определение отношения  $n_{\text{скв}}/N_{\text{скв}}=b_{\text{скв}}$ .

2. Определение остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти по каждой из скважин, включенных в список 1 ( $q_{скв. оиз}$ ).

3. Определение общих остаточных извлекаемых запасов нефти по объекту или по выделенному участку ( $Q_{оиз}$ ).

4. Определение доли остаточных извлекаемых запасов нефти по каждой из скважин (список 1) в общих остаточных извлекаемых запасах по объекту или по выделенному участку:

$$m_{скв. оиз} = q_{скв. оиз} / Q_{оиз} \quad (7)$$

5. Определение доли добытой нефти  $q_{скв. доб.}$  по каждой из скважин (список 1) в начальных извлекаемых запасах  $q_{скв. низ}$ , приходящихся на скважину:

$$K_{скв} = q_{скв. доб} / q_{скв. низ} \quad (8)$$

6. Ранжирование скважин (список 2) по убыванию показателя

$$r_{скв} = \frac{b_{скв} \cdot m_{скв. оиз}}{K_{скв}} \quad (9)$$

7. Первые от 2 до 5 скважин в списке 2 рассматриваются в качестве первоочередных для проведения ВИР (список 3).

8. По имеющимся промысловым данным оценивается возможность проведения ВИР с учетом технического состояния скважин.

9. По имеющимся данным (плотность попутно добываемой воды и ее изменение в процессе обводнения, близость ВНК, профиль приемистости по нагнетательным скважинам, перепады давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин, данные геофизических исследований скважин в процессе бурения и эксплуатации, динамика обводненности, попарные корреляционные схемы) предварительно определяются причины обводнения и пути поступления воды в каждую скважину.

10. Производится предварительный выбор материалов для ВИР и технологии их проведения для каждой скважины.

11. С учетом существующих требований предприятия и опыта проведения ВИР на данном объекте и на объектах-аналогах оценивается

ожидаемый технологический эффект, который будет получен при проведении мероприятия.

12. Оценивается с помощью геолого-гидродинамической модели объекта влияние изменения технологического режима работы скважины после проведения ВИР на показатели разработки залежи (участка).

13. Производится оценка экономической эффективности проведения ВИР и выбор скважины с более высокими показателями (с учетом п. 12).

14. Для выбранной скважины определяется необходимость проведения и проводятся дополнительные исследования для более точного определения причины обводнения и путей поступления воды в скважину.

15. Уточняется выбор материалов и технологии проведения ВИР.

16. Разрабатывается план (проект) проведения ВИР на скважине.

Таблица 4.1.1 - Результаты ранжирования турнейских объектов разработки

Месторождение	Коэф. расчлененности	Вязкость нефти в пласт. усл.	пв/В	Р/Р <sub>макс</sub>	Присвоенный номер объекту по знач. Р/Р <sub>макс</sub>	μ/μ <sub>макс</sub>	Присвоенный номер объекту по знач. μ/μ <sub>макс</sub>	пв/В)/(пв/В) <sub>макс</sub>	Присвоенный номер объекту по знач. (пв/В)/(пв/В) <sub>макс</sub>	Сумма присвоенных номеров	Итоговый номер объекта
Ед. измер.	доли ед.	мПа*с									
<b>Березовское</b>	<b>6,5</b>	<b>87,1</b>	<b>1,56</b>	<b>0,783</b>	<b>3</b>	<b>1,0</b>	<b>1</b>	<b>0,852</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>3</b>
<b>Бугровское</b>	<b>6,1</b>	<b>87,1</b>	<b>1,80</b>	<b>0,735</b>	<b>6</b>	<b>1,0</b>	<b>1</b>	<b>0,984</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>2</b>
Западное	3,8	87,1	1,83	0,458	8	1,0	1	1,0	1	10	4
Змеевское	8,3	48,8	0,97	1,00	1	0,560	3	0,530	7	11	6
Ножовское	6	81,9	1,48	0,723	7	0,940	2	0,809	6	15	7
<b>Опалихинское</b>	<b>6,6</b>	<b>87,1</b>	<b>1,68</b>	<b>0,795</b>	<b>2</b>	<b>1,0</b>	<b>1</b>	<b>0,918</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>1</b>
Падунское	6,4	48,8	1,74	0,771	4	0,560	3	0,951	3	10	5
Первомайское	6,2	48,8	0,97	0,747	5	0,560	3	0,530	7	15	8

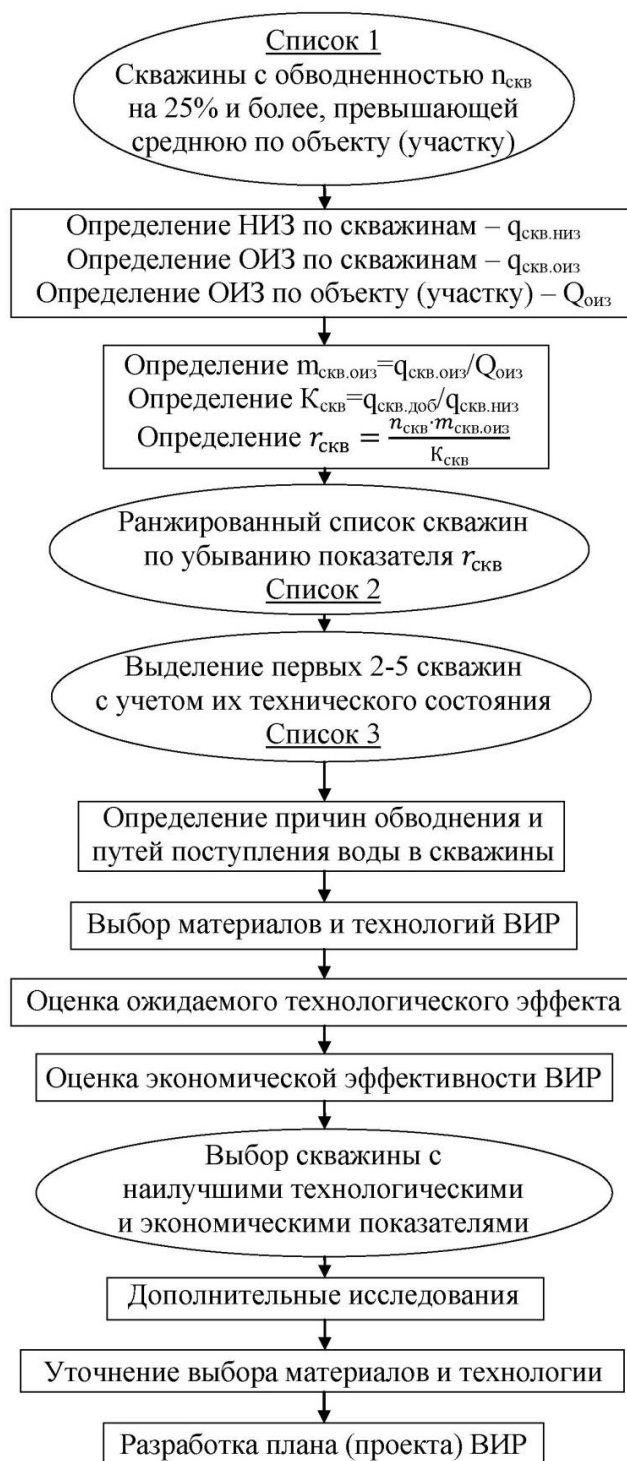


Рисунок 4.2.1 - Алгоритм выбора скважин, материалов и технологий для  
ВИР

В соответствии с п.п. 1-7 выделяются скважины с максимальными значениями обводненности и доли каждой из них в остаточных извлекаемых запасах нефти по объекту разработки.

### 4.3. Определение остаточных извлекаемых запасов нефти

Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют:

а) по скважине:

$$q_{\text{скв. оиз}} = q_{\text{скв. низ}} - q_{\text{скв. доб}}, \quad (10)$$

где  $q_{\text{скв. низ}}$  – начальные извлекаемые запасы по скважине;  $q_{\text{доб. скв}}$  – добытое количество нефти по скважине – извлеченные запасы;

б) по объекту (участку):

$$Q_{\text{оиз}} = Q_{\text{низ}} - Q_{\text{доб}}, \quad (11)$$

где  $Q_{\text{низ}}$  – начальные извлекаемые запасы по объекту (участку);  $Q_{\text{доб}}$  – добытое количество нефти по объекту (участку).

Начальные извлекаемые запасы по объекту принимаются равными утвержденным и могут быть уточнены с помощью актуализированных гидродинамических моделей. Если период времени после утверждения запасов  $Q_{\text{низ}}$  превышает 7-10 лет и средняя обводненность продукции скважин более 60%, следует произвести оценку начальных извлекаемых (подвижных) запасов нефти дополнительно по характеристикам вытеснения и так называемым формальным кривым [92] (программа «Анализ-3»). Для последующего анализа принимать среднюю величину запасов (половина суммы запасов утвержденных и полученных с помощью программы –  $Q_{\text{ср. низ}}$ ).

Начальные извлекаемые запасы по участку (элементу залежи) и по скважине определяются двумя способами:

1. Определяются начальные извлекаемые запасы по каждой скважине участка по формуле

$$q_{\text{скв.1}} = \frac{h_{\text{скв}} \times Q_{\text{ср. низ}}}{h_{\text{ср}} \times N_{\text{скв}}}, \quad (12)$$

где  $h_{\text{скв}}$  – начальное значение эффективной нефтенасыщенной толщины по данной скважине;  $h_{\text{ср}}$  – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины по объекту;  $N_{\text{скв}}$  – общее количество добывающих скважин.

Начальные извлекаемые запасы по участку  $Q_1 = \sum q_{\text{скв.1}}$ .

2. Определяются начальные извлекаемые запасы по каждой скважине участка путем моделирования и с помощью программы «Анализ-3» (характеристики вытеснения и формальные кривые) –  $q_{\text{СКВ.2}}$ .

Начальные извлекаемые запасы по участку

$$Q_2 = \sum q_{\text{СКВ.2}}. \quad (13)$$

Принимаются средние значения:

$$q_{\text{СКВ. низ}} = 0,5(q_{\text{СКВ.1}} + q_{\text{СКВ.2}}), \quad (14)$$

$$Q_{\text{низ}} = 0,5(Q_1 + Q_2). \quad (15)$$

#### 4.4. Диагностика источника обводнения

В работе [10] приведены результаты исследований обводнения добывающих скважин с помощью статистических зависимостей. Для выявления источников обводнения рассмотрены по скважинам в ВНЗ (водонефтяные зоны) зависимости водожидкостного фактора (ВЖФ) от доли отобранных запасов в НИЗ. Построены зависимости для скважин 10 объектов разработки Ромашкинского и ряда других месторождений Татарстана. Одна из типовых кривых показана на рисунке 4.4.1 [67].

На кривой выделены типовые элементы, характеризующие особенности зависимости ВЖФ от доли отобранных запасов в НИЗ (ВЖФ-ОНИЗ) в разные периоды работы скважин [67]. Цифрами на рисунке обозначены следующие зоны (временные интервалы) [67]:

1 – влияние фильтра жидкостей бурения и освоения;

3 – подход законтурной или закачиваемой воды;

4 – подтягивание водного конуса;

5 – результаты воздействия ВИР или отбор воды из малотолщинных водоносных горизонтов.

Представленный на рисунке 4.4.1 тип изменения обводненности характерен для скважин, по которым гидропроводность водонасыщенной части пласта значительно (в разы) меньше гидропроводности нефтенасыщенной



части [67]. После отбора наиболее активной доли воды в призабойной зоне пласта влияние подошвенной воды снижается. Возможно также проявление влияния мероприятий по ВИР на скважинах [67].

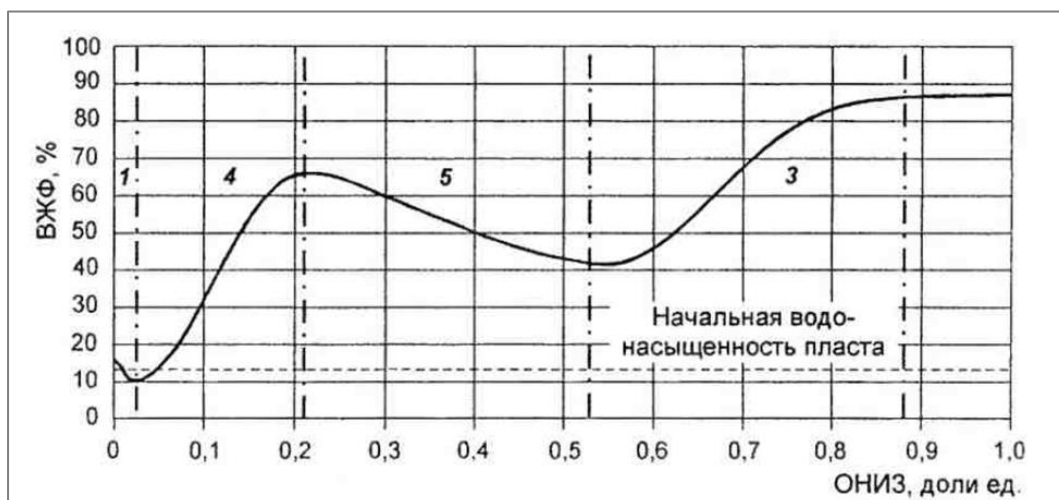


Рисунок 4.4.1 - Типовая кривая обводнения скважин

При выявлении причин обводнения продукции скважин на турнейских объектах построены зависимости ВЖФ-ОНИЗ.

Для четырех месторождений выделены скважины с обводненностью продукции более 50% и дебитом нефти 4,5-10 т/сут (всего 30 скважин) [67]. Выделенные скважины располагаются как в водонефтяной (26,9%), так и в чисто нефтяной (43,3%) зонах, в других случаях скважины размещаются на границе зон [67].

По результатам анализа полученных графиков зависимости «обводненность-отбор от НИЗ» выявлено, что обводнение продукции выбранных скважин происходило по причинам конусообразования в начальный период эксплуатации, а также по причине значительно меньшей гидропроводности водонасыщенной части пласта относительно нефтенасыщенной [67].

На рисунках 4.4.2 и 4.4.3 приведены график обводнения и разрез по скважине 750 Березовского месторождения.

Скважина эксплуатирует турнейский объект разработки. Абсолютная отметка ВНК по залежи составляет -1412 м, т.е. на 10 м ниже перфорированной

части забоя скважины [67]. В начальный период эксплуатации скважины произошло подтягивание конуса воды к забою скважины, из-за чего выросла обводненность [67]. При отборе 10% извлекаемых запасов в районе скважины на ней провели кислотную обработку, после которой обводненность продукции возросла с 35% до 40% и в дальнейшем начала снижаться [67]. После проведения радиального бурения обводненность продукции скважины возросла с 30% до 60% [67].

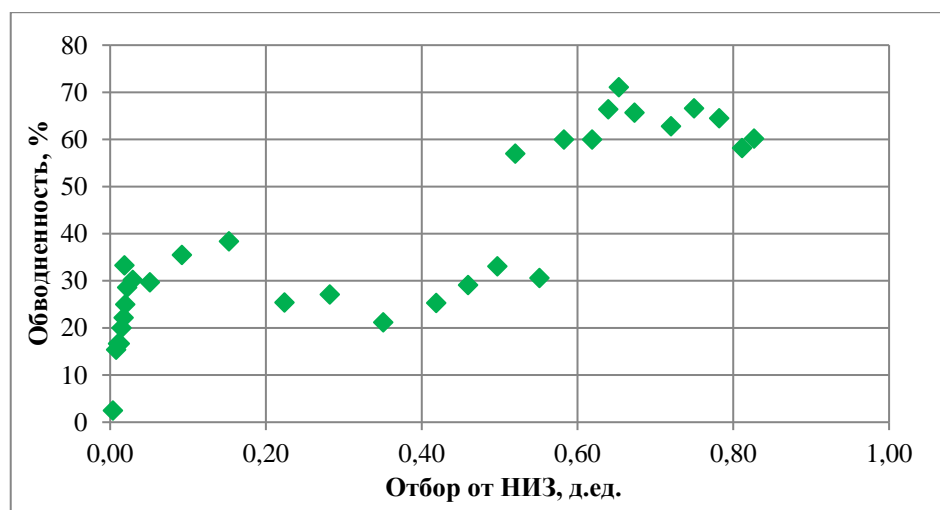


Рисунок 4.4.2 - Зависимость обводненности от выработки НИЗ для скважины 750 Березовского месторождения [67]

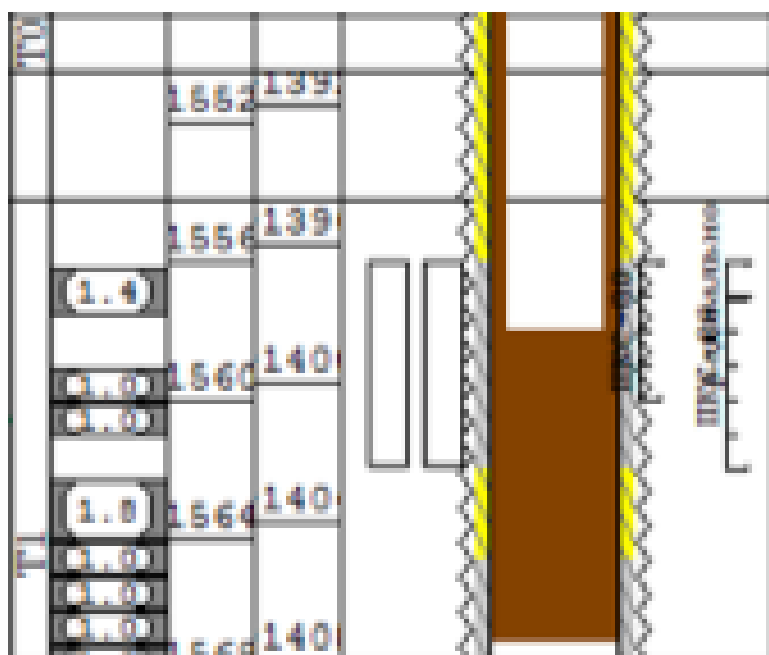


Рисунок 4.4.3 - Разрез по скважине 750 Березовского месторождения

На рисунках 4.4.4 и 4.4.5 приведен график обводнения и разрез по скважине 949 Змеевского месторождения [67].

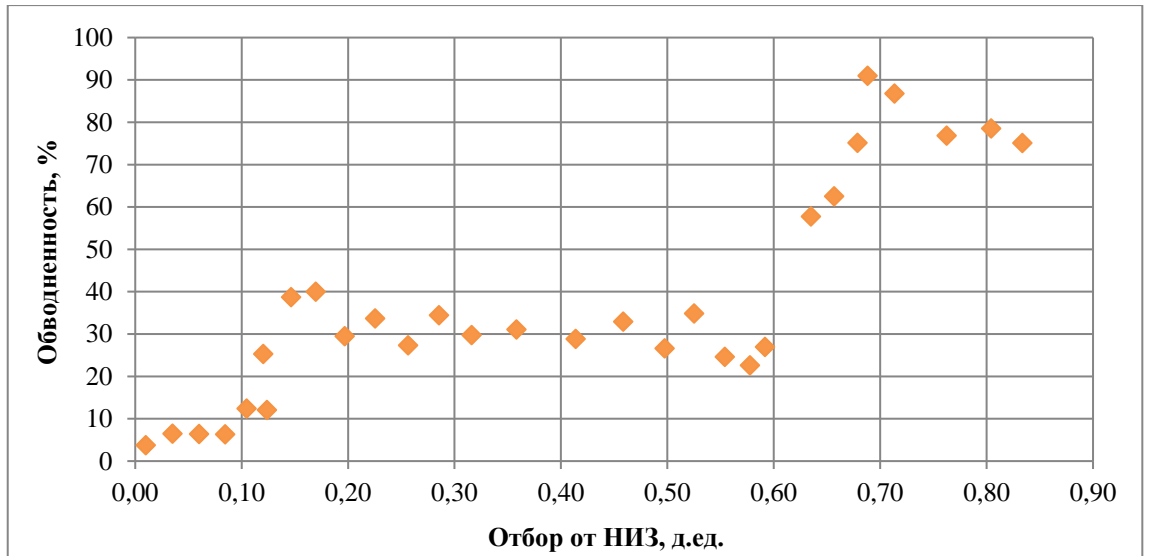


Рисунок 4.4.4 - Зависимость обводненности от выработки НИЗ для скважины 949 Змеевского месторождения [67]

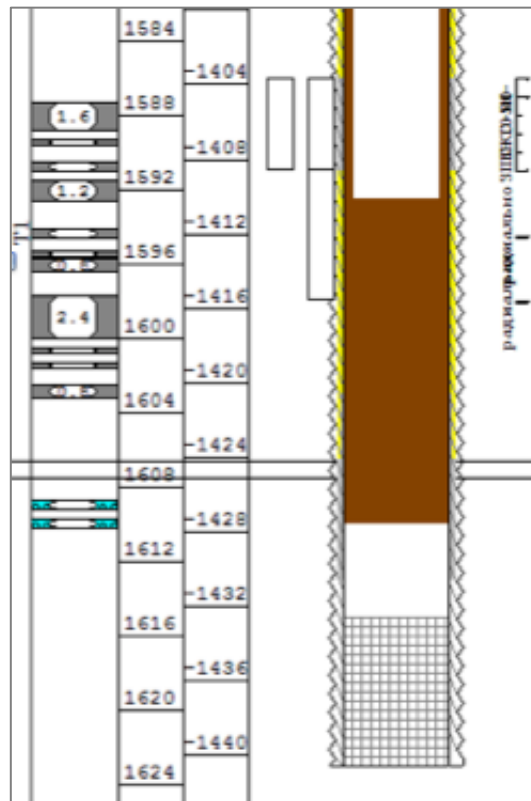


Рисунок 4.4.5 - Разрез по скважине 949 Змеевского месторождения

Динамика обводнения скважины после 10% отбора НИЗ в соответствии с [11] указывает на подтягивание конуса воды. После проведения радиального бурения обводненность скважины стала резко увеличиваться. При

обводненности несколько более 70% на скважине проведены водоизоляционные работы с перекрытием части пропластков [67].

Результаты анализа источников обводнения по ГИС и путем сопоставления рисунка 4.4.4 с типовыми кривыми обводнения соответствуют [67]. Поэтому зависимости «обводненность - отбор от НИЗ» можно использовать для экспресс-оценки источников поступления воды в скважины [67].

#### 4.5. Моделирование потоковыравнивающих технологий для участков турнейских объектов разработки

С учётом положений раздела 4.2 выполнено ранжирование скважин турнейских объектов месторождений Ножовской группы. Результаты ранжирования приведены в табл. 4.5.1.

Таблица 4.5.1 - Ранжирование добывающих скважин для потоковыравнивающих и водоизоляционных технологий

Месторождение	Скважина	Обводненность, %	ОИЗ, тыс.т.	$m_{скв},$ д.ед.	$K_{скв},$ д.ед.	$b_{скв},$ д.ед.	$\Gamma_{скв},$ д.ед.
Берёзовское	781	74,7	34,8	0,0718	0,12	0,2105	0,1234
Первомайское	891	66,1	6,0	0,0203	0,02	0,0833	0,0688
Берёзовское	933	84,1	17,3	0,0357	0,35	0,2105	0,0218
Бугровское	711	94,2	8,6	0,0144	0,55	0,3333	0,0087
Берёзовское	727	69,1	3,3	0,0384	2,98	0,3333	0,0043
Падунское	200	57,8	26,9	0,0080	1,61	0,6000	0,0030
Падунское	160	58,6	32,2	0,0095	0,53	0,1600	0,0029
Падунское	202	60,6	20,2	0,0060	1,32	0,6000	0,0027
Падунское	199	68,7	21,1	0,0062	1,49	0,6000	0,0025
Опалихинское	421	80,5	5,8	0,0026	0,22	0,2069	0,0024
Ножовское	303	39,6	23,4	0,0070	0,54	0,1200	0,0016
Западное	687	69,8	4,1	0,0040	0,79	0,2500	0,0013
Опалихинское	1013	61,9	8,0	0,0036	1,11	0,3333	0,0011
Западное	81	69,2	4,6	0,0045	1,26	0,2500	0,0009
Змеёвское	1295	79	2,6	0,0019	0,46	0,1579	0,0006
Падунское	191	66,7	13,3	0,0039	1,13	0,1600	0,0006
Опалихинское	1015	63,3	3,0	0,0013	0,90	0,3333	0,0005
Опалихинское	419	90,3	5,1	0,0023	1,01	0,2069	0,0005
Западное	688	67,2	4,7	0,0046	2,50	0,2500	0,0005
Ножовское	115	40,6	19,1	0,0058	1,53	0,1200	0,0005
Западное	707	60,5	4,6	0,0044	2,48	0,2500	0,0004

Месторождение	Скважина	Обводненность, %	ОИЗ, тыс.т.	$m_{скв},$ д.ед.	$K_{скв},$ д.ед.	$b_{скв},$ д.ед.	$\Gamma_{скв},$ д.ед.
Берёзовское	793	84,9	0,9	0,0018	0,92	0,2105	0,0004
Опалихинское	1004	76,6	3,2	0,0014	1,39	0,3333	0,0003
Падунское	227	64,8	8,9	0,0026	1,43	0,1600	0,0003
Опалихинское	409	91,2	3,6	0,0016	1,21	0,2069	0,0003
Змеёвское	977	96	1,4	0,0011	0,61	0,1579	0,0003
Змеёвское	1231	78,6	2,9	0,0021	1,73	0,1579	0,0002
Змеёвское	953	78,6	3,6	0,0026	2,47	0,1579	0,0002
Опалихинское	411	96	1,0	0,0004	0,73	0,2069	0,0001
Опалихинское	425	90,3	1,8	0,0008	1,41	0,2069	0,0001
Змеёвское	974	87,2	1,3	0,0009	1,32	0,1579	0,0001
Змеёвское	957	88,3	1,9	0,0014	2,12	0,1579	0,0001
Змеёвское	863	90,2	1,7	0,0012	2,26	0,1579	0,0001
Змеёвское	877	94,7	0,8	0,0006	1,14	0,1579	0,0001
Первомайское	982	66	1,2	0,0041	5,08	0,0833	0,0001
Опалихинское	392	78,1	2,6	0,0011	3,94	0,2069	0,0001
Падунское	187	95,8	1,5	0,0004	1,29	0,1600	0,0001
Змеёвское	1216	98,1	0,8	0,0006	1,69	0,1579	0,0001
Ножовское	215	98,8	0,6	0,0002	1,23	0,1200	0,0000

Далее выделены первые 5 скважин для дальнейшего исследования (таблица 4.5.2).

Таблица 4.5.2 - Список скважин с наибольшим значением  $\Gamma_{скв}$

Месторождение	Скважина	$K_{прод}, (м^3/(сут*МПа))$	$k, 10^{-3} мкм^2$
Берёзовское	781	1,52	0,2344
Первомайское	891	9,65	1,0524
Берёзовское	933	17,42	-
Бугровское	711	2,74	0,7492
Берёзовское	727	1,02	-

Коэффициенты проницаемости призабойных зон скважин 781, 891 и 711 существенно выше средней проницаемости коллектора, что может указывать на наличие трещиноватости в призабойной зоне. Скважины 933 и 727 располагаются в одном элементе разработки и по ним отсутствуют результаты ГДИ за последние годы.

Скв. 781 Березовского месторождения находится на удалении от нагнетательных скважин (рисунок 4.5.1), введена в работу на турнейскую залежь в 2010 году. Сопоставляя изменение обводнённости продукции скважины и выработку запасов нефти (рисунок 4.5.2), можно сделать вывод, что обводнение происходит подошвенными водами.

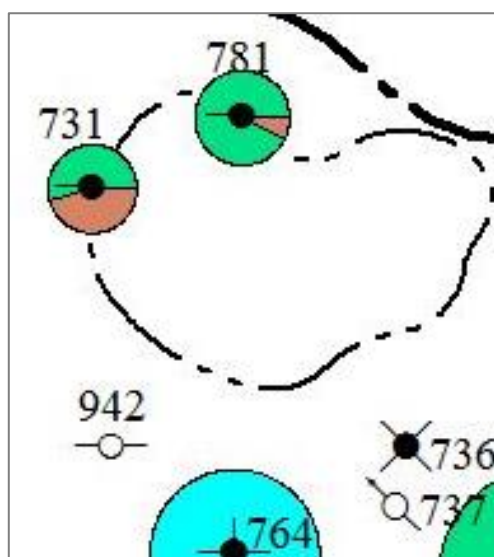


Рисунок 4.5.1 - Участок работы скв. 781

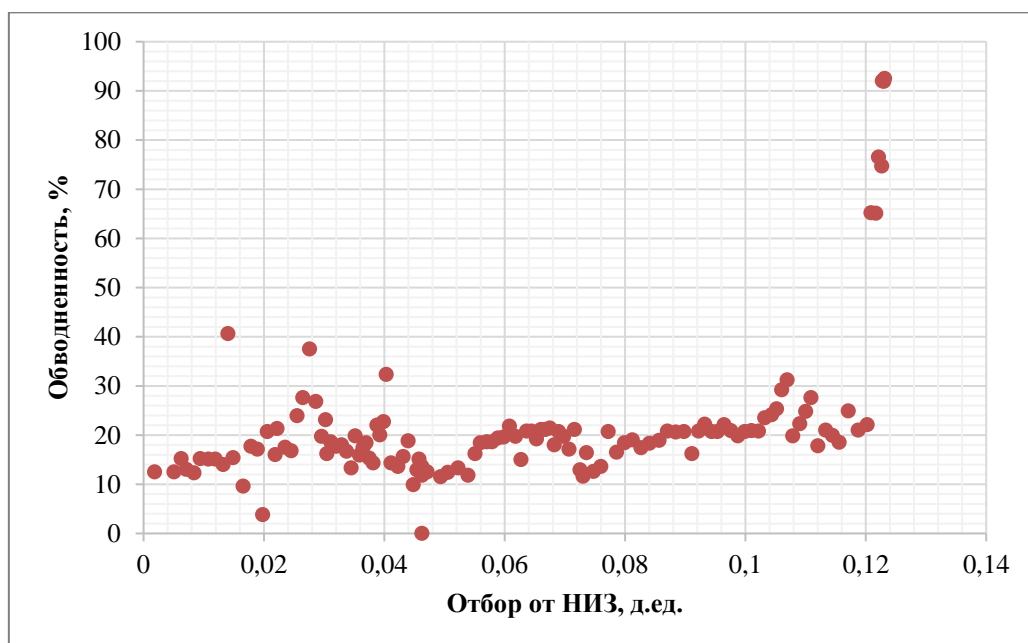


Рисунок 4.5.2 - Обводненность и выработка НИЗ для скважины 781

## Березовского месторождения

Скв. 891 Первомайского месторождения введена в работу на турнейскую залежь в 2018 году. Обводненность с момента ввода скважины изменилась с 47% до 67%.

Динамика обводнения скв. 711 Бугровского месторождения (рисунок 4.5.3) свидетельствует об опережающем обводнении скважины примерно на 20%.

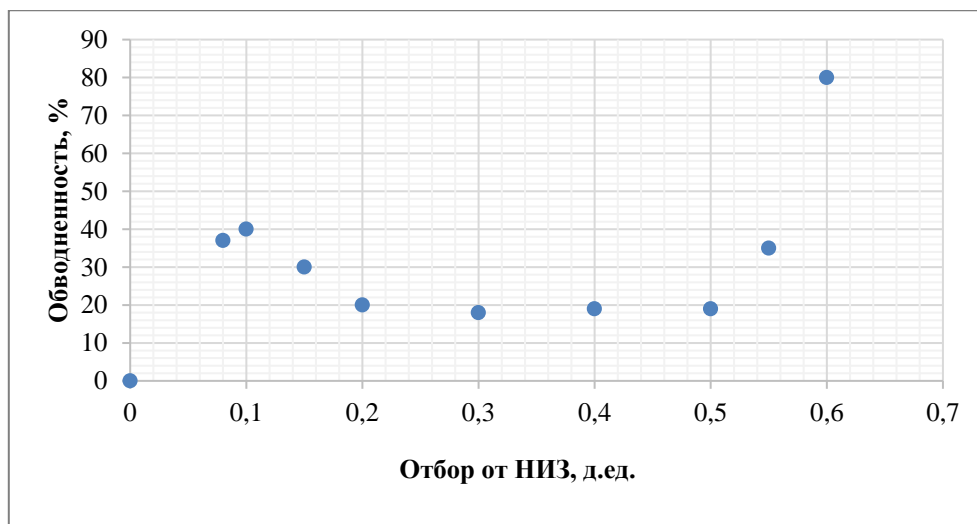


Рисунок 4.5.3 - Зависимость обводненности от выработки НИЗ для скважины 711 Бугровского месторождения [67]

Профиль турнейского объекта в районе скважины (рисунок 4.5.4) и направления фильтрационных потоков предполагают поступление основной части воды через нижний интервал перфорации.

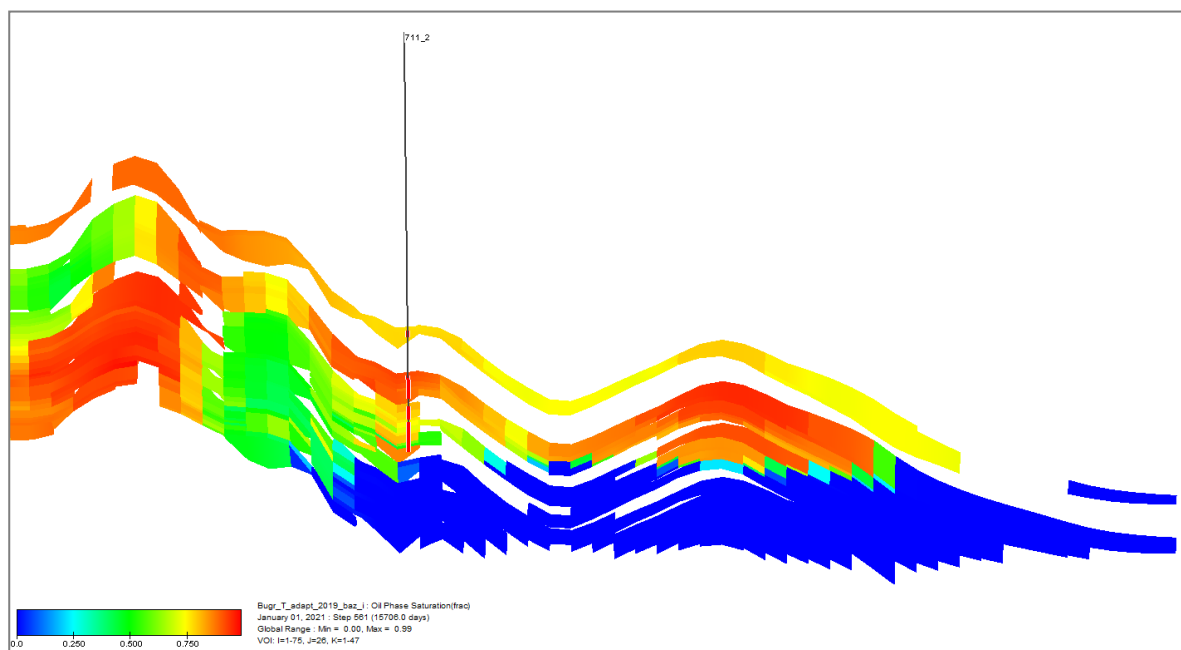


Рисунок 4.5.4 - Профиль турнейского объекта в районе скважины 711 Бугровского месторождения

Аналогичная ситуация наблюдается для скв. 545. Выполнено моделирование использования состава для нижних интервалов скв. 545 и 711. По результатам моделирования получено, что за 24 месяца обводненность продукции скважин в случае использования состава будет равна 55,1% при

70,7% без использования водоизолирующих технологий. Накопленная добыча воды уменьшится на 4,8 тыс.т., снижение добычи нефти по скважинам составит около 500 т.

Участок работы скв. 727 и 933 Березовского месторождения расположен на южном куполе Березовского месторождения и включает нагнетательную скв. 779 и действующие добывающие скважины 727, 780 и 933 [66].

Динамика обводнения скв. 727 (рисунок 4.5.5) свидетельствует о подходе фронта вытеснения к скважине, при этом выработка извлекаемых запасов нефти составила 60%.

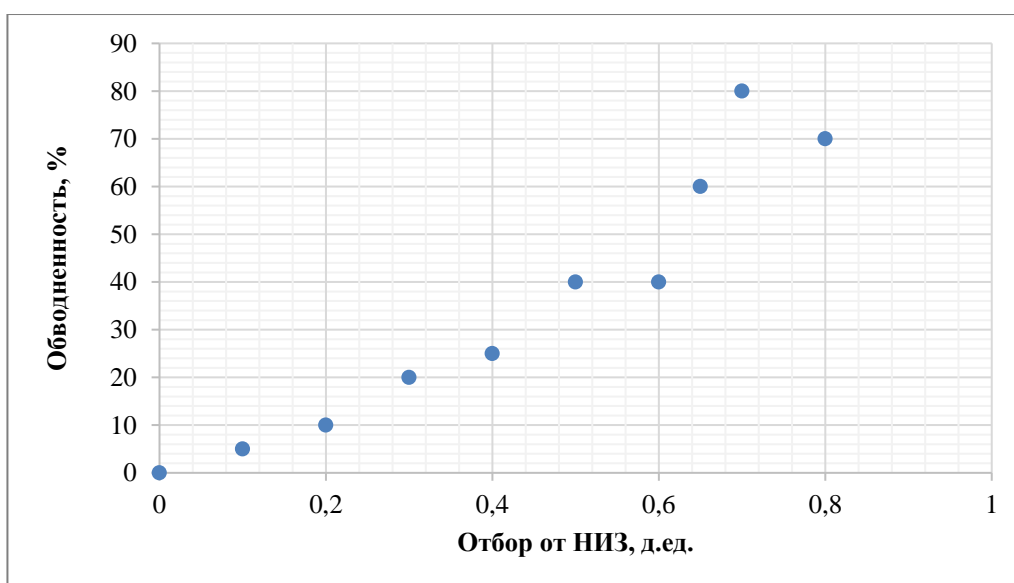


Рисунок 4.5.5 - Обводненность и выработка НИЗ для скважины 727 Березовского месторождения [66]

Скважина 933 переведена с другого горизонта в 2014 г. [66]. Начальная обводненность при вводе в эксплуатацию составила 78,5%, затем снижалась до 65% и на дату анализа составила 84,1% [66].

Разработанный гелеобразующий состав предназначен, в первую очередь, для блокирования высокопроницаемых каналов при выравнивании профилей притока и приемистости в скважинах [66]. Рассмотрим в качестве потенциального объекта для применения разработанного состава участок скв. 727 и 933 турнейского объекта Березовского месторождения (таблица 4.5.3) [66].



Таблица 4.5.3 - Основные геолого-физические параметры и показатели разработки участка залежи

Параметр	Ед. измер.	Значение
Проницаемость по керну	мкм <sup>2</sup>	0,035
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,574
Коэффициент расчлененности	доли ед.	4,33
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	42
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,44
Отбор от НИЗ	%	49
Обводненность	%	77,1

Обводненность на участке залежи существенно опережает отбор от начальных извлекаемых запасов нефти. Опережающее обводнение связано, в первую очередь, с высокой вязкостью пластовой нефти, расчлененностью коллектора, существенным отличием значений проницаемости по пропласткам [65, 66, 82]. Дебиты скважин по нефти на участке изменяются в пределах 2,2...4,6 т/сут, по жидкости – 4,5...16,5 м<sup>3</sup>/сут. Забойные давления в добывающих скважинах находятся в пределах 6,1...14,9 МПа. Приёмистость нагнетательной скважины 779 составляет 30 м<sup>3</sup>/сут [65].

Размещение скважин на рассматриваемом куполе представляет собой элемент разработки с одной нагнетательной скважиной в центре и девятью скважинами по периметру водонефтяного контакта (рисунок 4.5.6). В настоящее время действующими являются 4 добывающие скважины, остальные переведены в контрольный фонд, законсервированы, 1 скважина ликвидирована [65].

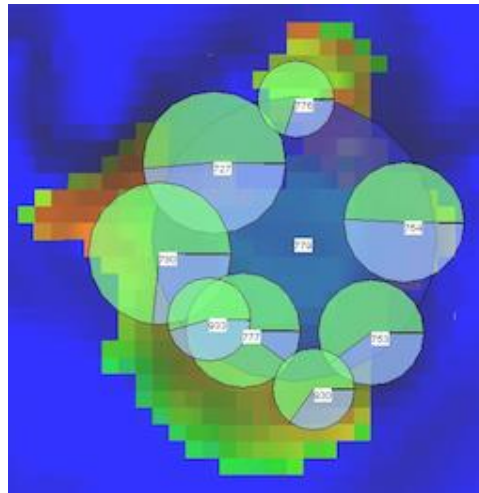


Рисунок 4.5.6 - Карта поднятия с накопленными отборами и закачкой [65]

Согласно рис.4.5.7 основная масса воды движется от нагнетательной скважины к добывающей по более проницаемым пропласткам.

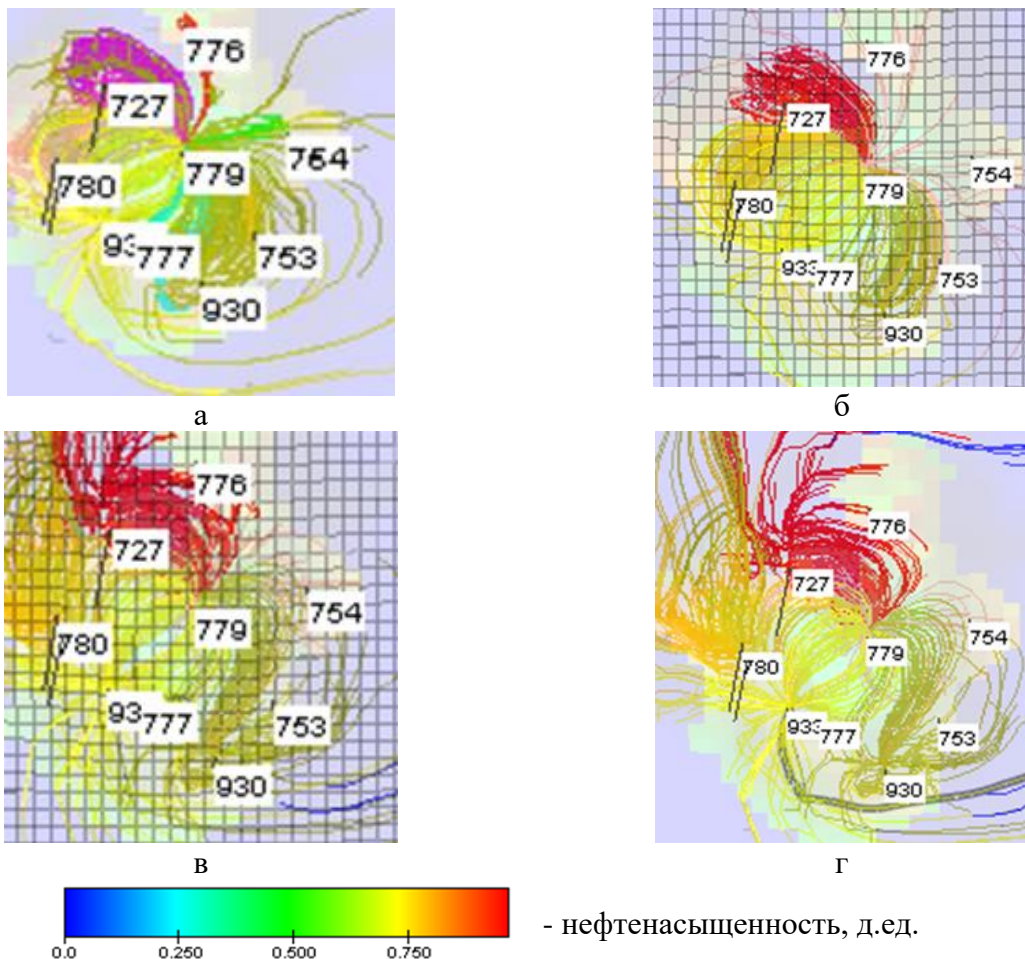


Рисунок 4.5.7 - - Распределение линий тока на Южном куполе

Березовского месторождения

а – текущая ситуация; б – ВИР в скв. 779; в – ВИР в скв. 727; г – ВИР в скв. 727 и 779

Средний дебит скважин по нефти составляет 3,27 т/сут, средняя обводненность 77,1%. Обводненность превышает выработку запасов в целом по турнейской залежи в 1,57 раза. От нагнетательной скв. 779, приемистость которой составляет 30 м<sup>3</sup>/сут, около 80% воды фильтруется по верхнему интервалу перфорации к скв. 727 (рисунок 4.5.8) [65].

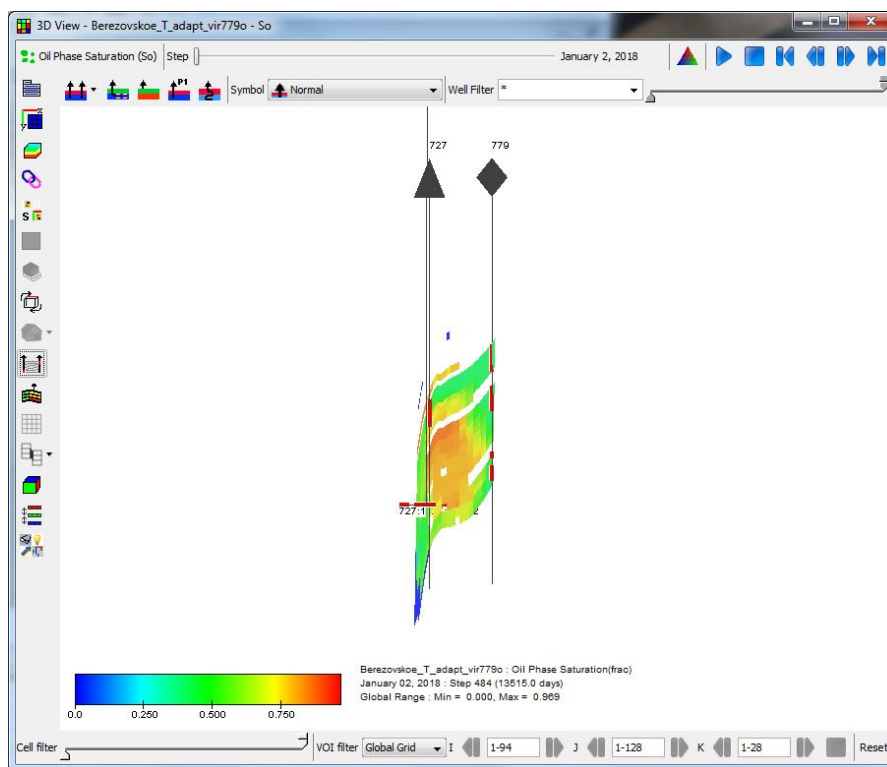


Рисунок 4.5.8 - Разрез объекта на модели между скважинами 779 и 727

В программном комплексе Tempest More выполнено гидродинамическое моделирование работы элемента с этой скважиной при условии, что, с учетом результатов выполненных фильтрационных исследований, пропускная способность интервалов, заполненных разработанным составом, снизится, с учетом зависимости 3.6.8, на 85% [66]. В первом варианте водоизоляционный состав закачивается в верхний интервал перфорации добывающей скважины 727. Во втором варианте - в верхний интервал перфорации в нагнетательной скв. 779, в третьем – в оба рассматриваемых интервала (системное воздействие) (табл. 4.5.4).

Таблица 4.5.4 - Результаты моделирования

№ варианта	На начало моделирования			Через 24 месяца		
	Обводненность, %	Накопленная добыча, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Накопленная добыча, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут
Базовый	61,5	205,5	9,18	67,4	211,60	7,79
1				61,9	211,76	9,20
2				65,3	211,81	8,24
3				60,8	212,17	9,40

По результатам моделирования можно отметить, что использование разработанного состава повысит эффективность разработки на рассматриваемом участке. Наименьший технологический эффект получается при воздействии только на обводнённые пропластки в добывающей скважине. Суммарный прирост дебита нефти на участке составит 0,45 м<sup>3</sup>/сут, обводненность снизится на 1,9%. При воздействии на пласт только в нагнетательной скважине средний дебит по нефти на участке увеличивается спустя 24 месяца на 18%, обводненность снижается на 5,9%. При комплексном воздействии дополнительный эффект составит около 2% по увеличению дебита по нефти, на 1% по снижению обводненности и практически в 5 раз отличается по дополнительной добыче нефти.

Выполнено моделирование использования состава на участке нагнетательной скважины 726 турнейского объекта Березовского месторождения (рисунок 4.5.9). В первом варианте моделирования водоизоляционный состав закачивался в промытый интервал скважины 793 (таблица 4.5.5), во втором варианте - в интервал перфорации скважины 726. В третьем варианте – в оба рассматриваемых интервала.

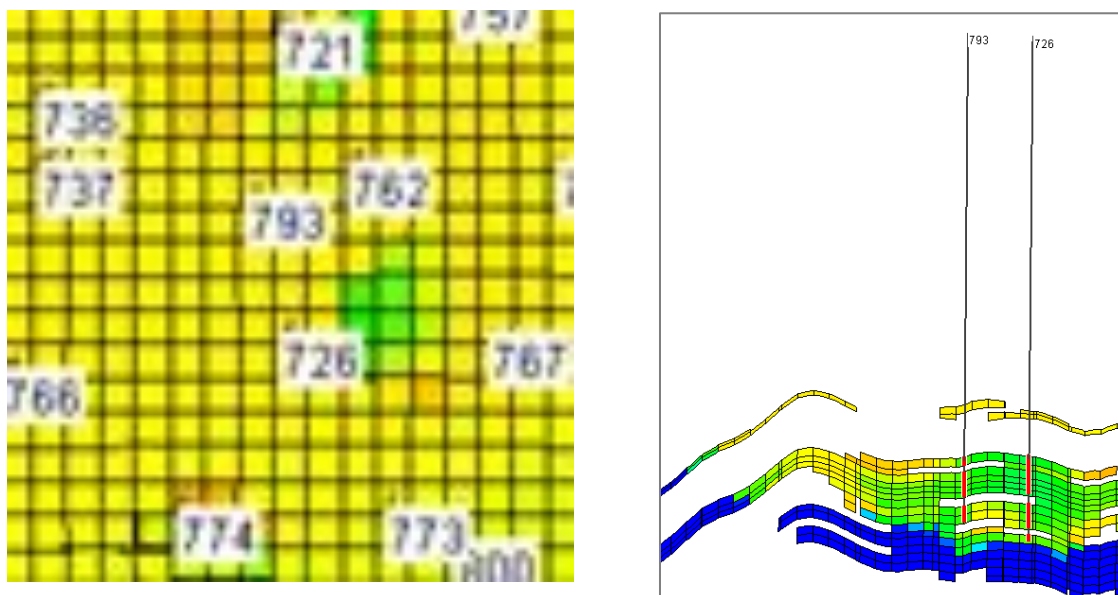


Рисунок 4.5.9 - План и разрез участка пласта в районе скважин 726 и 793

Таблица 4.5.5 - Результаты моделирования

№ варианта	На начало моделирования			Через 24 месяца		
	Обводненность, %	Накопленная нефти, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут
Базовый	90,9	94,9	4,4	92,6	97,4	3,8
1 (добывающая)				92,0	97,9	4,0
2 (нагнетательная)				92,2	97,8	3,9
3 (комплексное)				91,7	98,1	4,1

Исследование потенциальной эффективности водоизоляционных и потоковыравнивающих работ проведено на участке нагнетательной скважины 722 (элемент разработки с добывающей скважиной 711) турнейского объекта Бугровского месторождения (рис. 4.5.10). Элемент разработки на рассматриваемом участке не сформирован и представляет собой только нагнетательную и добывающую скважины. Моделирование в программном комплексе Tempest More показало, что системное воздействие на участке не эффективно и необходимо проведение работ только в нагнетательной скважине (табл. 4.5.6). Полученные результаты связаны с отсутствием возможностей для движения пластовых флюидов к другим скважинам после блокирования высокопроницаемых каналов.

Таблица 4.5.6 -Результаты моделирования

№ варианта	На начало моделирования			Через 24 месяца		
	Обводненность, %	Накопленная добыча, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Накопленная добыча, тыс. м <sup>3</sup>	Суммарный дебит по нефти на участке, м <sup>3</sup> /сут
Базовый	82,3	10,3	1,2	84,9	11,0	0,9
1 (добывающая)				85,5	10,5	0,1
2 (нагнетательная)				83,2	11,3	1,2
3 (комплексное)				83,8	10,5	0,2

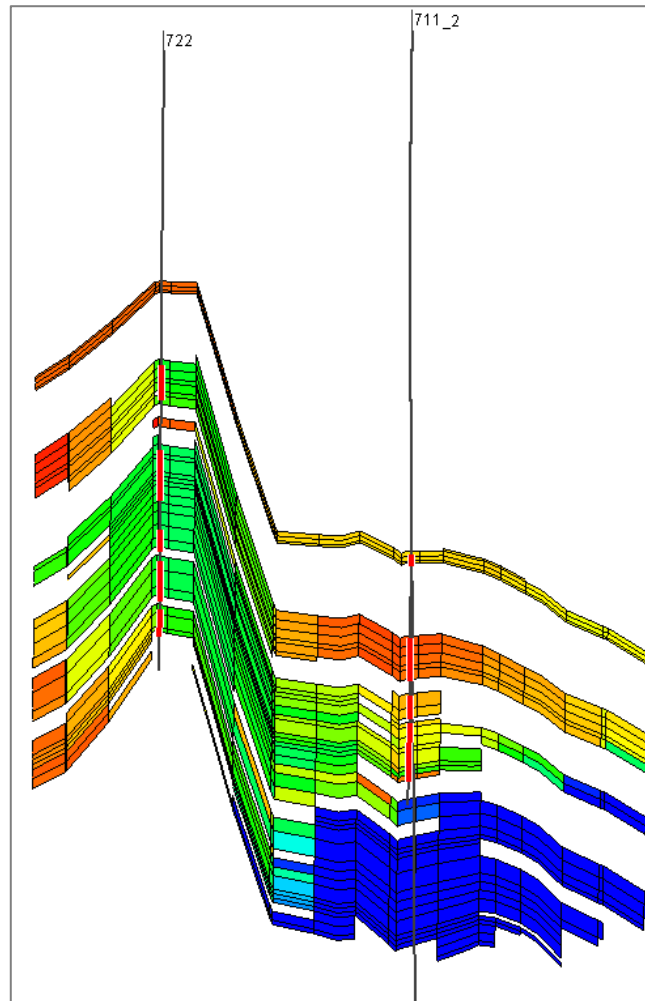


Рисунок 4.5.10 - Разрез участка пласта в районе скважин 726 и 793

Анализ результатов моделирования указывает на более высокую эффективность системного воздействия на участках залежей с сформированными элементами разработки по сравнению с отдельными мероприятиями только в добывающей или только в нагнетательной скважинах.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Турнейские залежи с карбонатным коллектором и с высоковязкой нефтью на Ножовской группе месторождений, по которым имеет место значительное отставание выработки запасов нефти по отношению к обводненности, приняты в данной работе в качестве объекта для исследования. Объекты характеризуются сложным геолого-физическим строением – расчлененность продуктивных пластов, большое число неоднородных по проницаемости и толщинам пропластков, наличие трещиноватости, высокая вязкость пластовой нефти. В этих условиях опережающее обводнение происходит по отдельным наиболее проницаемым слоям, в том числе трещиноватым.

2. На нефтяных месторождениях Пермского Прикамья с карбонатным коллектором для выравнивания фронта вытеснения и снижения обводненности добывающих скважин в последние годы наибольшее применение получили гелеобразующие и осадкообразующие технологии. Для технологий с гелеобразованием отмечены более высокие показатели по продолжительности действия эффекта и по дополнительной добыче нефти в среднем по региону. Для турнейских объектов Ножовской группы месторождений указанные показатели эффективности имеют существенно более низкие значения.

3. Выполнено гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти водой с учетом проницаемости пластов и вязкости пластовой нефти. Установлено, что имеет место значительное увеличение скорости и уменьшение времени продвижения водонефтяного фронта по высокопроницаемым слоям при коэффициентах подвижности более  $2 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$ .

4. Получены многомерные зависимости для оценки времени достижения водонефтяным фронтом границ с заданным расстоянием от добывающей скважины, позволяющие своевременно планировать мероприятия по

выравниванию профилей приемистости в нагнетательных и по водоизоляционным работам в добывающих скважинах.

5. Разработан и исследован гелеобразующий состав на основе полиакриламида, включающий технические лигносульфонаты, хлорид магния и соляную кислоту, который рекомендуется для проведения потоковыравнивающих работ в нагнетательных и добывающих скважинах с целью снижения обводненности скважинной продукции. Изменением содержания в составе технических лигносульфонатов, соляной кислоты и хлорида магния можно регулировать его основные технологические характеристики – вязкость и время гелеобразования. Результаты проведенных фильтрационных исследований на образцах естественного керна указывают на то, что предложенный состав может существенно снижать проницаемость горных пород и тампонировать обводненные высокопроницаемые слои в карбонатных коллекторах.

6. Предложены методика и рекомендации по выбору первоочередных объектов для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных мероприятий в скважинах с целью снижения обводненности и регулирования процесса вытеснения нефти.

7. По результатам моделирования установлено, что при системном проведении геолого-технических мероприятий с применением потоковыравнивающих и водоизоляционных технологий повышается эффективность разработки залежей в карбонатных коллекторах с высоковязкой пластовой нефтью.



**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Абилхаиров, Д.Т. Результаты внедрения технологии выравнивания профиля приемистости с применением гипана в качестве тампонирующего агента / Д.Т. Абилхаиров, Э.М. Альмухаметова, И.В. Владимиров // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 1. – С. 65–69.
2. Азаматов, М.А. Внедрение метода оперативной диагностики источников обводнения нефтяных добывающих скважин / М.А. Азаматов, А.Н. Шорохов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 63–65.
3. Антонов, Ю.Ф. Исследование алюмосодержащих составов для регулирования профилей приемистости скважин / Ю.Ф. Антонов, В.А. Мордвинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 57–60.
4. Антонов, Ю.Ф. Влияние порового осадкообразования на фильтрационные свойства горных пород / Ю.Ф. Антонов, В.А. Мордвинов // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – Т. 4, № 6. – С. 64–67.
5. Батрашкин, В.П. Алгоритм выбора скважин для применения комбинированного воздействия со стороны нагнетательной и добывающей скважин на неоднородные нефтенасыщенные коллекторы / В.П. Батрашкин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2007. – № 9. – С. 33–39.
6. Блажевич, В.А. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины / В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина. – М.: Недра, 1974. – 254 с.
7. Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
8. Вафин, Р.В. Основы извлечения вязких недонасыщенных газом нефтей из карбонатных коллекторов водогазовым воздействием на пласт: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / Р.В. Вафин. – Уфа, 2009.

9. Викторин, В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В.Д. Викторин. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
10. Викторин, В.Д. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам / В.Д. Викторин, Н.А. Лыков. – М.: Недра, 1980. – 202 с.
11. Владимиров, И.В. Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений / И.В. Владимиров, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Тазиев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 360 с.
12. Водоизоляционные работы в условиях конусообразования / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 118–120.
13. Гаджиев, Г.К. Влияние профиля наклонно направленных скважин на обводненность их продукции / Г.К. Гаджиев, Е.М. Алиев, Ш.А. Багиров // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9. – С. 51–54.
14. Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш. Газизов. – М.: Недра, 1999. – 287 с.
15. Галкин, С.В. Прогноз динамики обводненности скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений / С.В. Галкин, П.Ю. Илюшин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22–24.
16. Геолого-технологическое обоснование адресных методов увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока в залежах высоковязких нефтей / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев, А.Ш. Мияссаров, Р.Р. Хузин, Н.И. Хузин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2 (92). – С. 5–15.
17. Гиматудинов, Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
18. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М., 1976.

19. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М., 1985.

20. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостью насыщением» (определение мин. и объемной плотности). – М., 1985.

21. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М., 1985.

22. Джавадян, А.А. Проблемы разработки месторождений с высоковязкими нефтями и пути их решения / А.А. Джавадян, В.Е. Гавура, И.В. Сафронов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С. 12–17.

23. Дурягин, В.Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук / В.Н. Дурягин. – СПб., 2015. – 132 с.

24. Дурягин, В.Н. Обоснование применения неорганической водоизоляционной композиции для повышения коэффициента вытеснения нефти водой в коллекторах трещинно-порового типа [Электронный ресурс] / В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2014. – № 6. – С. 316–329. – URL: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2014/ogbus\\_6\\_2014\\_p316-329\\_DuryaginVN\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p316-329_DuryaginVN_ru.pdf) (дата обращения: 07.02.2022).

25. Зименкова, Л.П. Физико-химия полимеров: электронное учебное пособие [Электронный ресурс] / Л.П. Зименкова. – М.: Московский государственный университет печати, 2011. – URL: <http://hi-edu.ru/e-books/xbook839/01/eabout.htm> (дата обращения: 20.12.2021).

26. Избрехт, А.В. Методы и водоизолирующие композиции для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / А.В. Избрехт, Е.В. Паникаровский, А.В. Кустышев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 31–34.

27. Илюшин, П.Ю. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 76–84.

28. Илюшин, П.Ю. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов / П.Ю. Илюшин, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 76–84.

29. Исследование факторов, влияющих на обводнение добывающих скважин / Б.А. Османов, С.Р. Озтурк, Р.Ш. Салаватова, К.И. Мустафаев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 52–54.

30. Кадыров, Р.Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Р.Р. Кадыров; Акад. наук Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2007. – 424 с.

31. Кадыров, Р.Р. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин: дис. ... д-ра техн. наук / Р.Р. Кадыров. – Бугульма, 2009. – 424 с.

32. Казаков, А.А. Динамическая модель образования конуса обводнения вертикальной нефтяной скважины / А.А. Казаков, И.Г. Соловьев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2011. – № 7. – С. 52–58.

33. Кандакова, Т.В. Анализ влияния геологического строения на обводненность продукции турнейской залежи Этышского месторождения / Т.В. Кандакова, И.С. Старцев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 153–155.

34. Келлер, Ю.А. Разработка искусственных нейронных сетей для предсказания технологической эффективности от выравнивания профиля

приёмности / Ю.А. Келлер // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 5. – С. 60–65.

35. Кондрашев, А.О. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов [Электронный ресурс] / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал – 2012. – С. 273–284. – URL: [http://ogbus.ru/authors/KondrashevAO/KondrashevAO\\_1/pdf](http://ogbus.ru/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1/pdf).

36. Кочнева, О.Е. Оценка обводненности скважин и продукции яснополянской залежи Москудьянского месторождения / О.Е. Кочнева, К.Н. Лимонова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 66–72.

37. Кудряшова, Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин кандидатов для водоизоляционных работ (на примере визейского объекта месторождения Пермского края) / Д.А. Кудряшова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 26–36.

38. Кузнецова, Т.А. Гидрогеологические условия формирования залежей тяжелых нефтей на севере Урало- Поволжья: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. Наук / Т.А. Кузнецова. – СПб., 1997. – 19 с.

39. Куликов, А.Н. Методика выбора скважин для проведения работ по ограничению водопритоков и восстановлению добывающего фонда / А.Н. Куликов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 7. – С. 19–23.

40. Ленченкова, Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л.Е. Ленченкова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 394 с.

41. Лигносульфонаты – добавки в композиции лакокрасочных материалов: учебное пособие / И.И. Осовская, Ю.А. Кухаренко, А.Л. Ковжина, Г.М. Полторацкий; ГОУВПО СПбГТУРП. – СПб., 2010. – 36 с.

42. Лымарь, И.В. Результаты опытно-промысловых испытаний новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях республики Беларусь / И.В. Лымарь // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – № 5. – С. 39–42.

43. Лымарь, И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях республики Беларусь / И.В. Лымарь // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5.

44. Лысенков, Е.А. Предупреждение раннего обводнения скважин / Е.А. Лысенков, Э.В. Аносов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 61–63.

45. Мероприятия по ограничению притока пластовых вод и повышению продуктивности скважин / Е.И. Мамчистова, Е.М. Звягин, М. Гусьо, О.В. Валиев, Э.Ф. Коваленко, В.Н. Тапилин // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 53–55.

46. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин / Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Р. Кадыров, И.Г. Юсупов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 54–57.

47. Мордвинов, В.А. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 14. – С. 39–51.

48. Муслимов, Р.Х. Ремонтно-изоляционные работы при добычи нефти / Р.Х. Муслимов, В.А. Шумилов. – Казань: Таткнигоиздат, 1975. – 112 с.

49. Назарова, Л.Н. Обоснование коэффициента извлечения нефти в зависимости от комплекса геолого-физических параметров пластов и насыщающих их флюидов: дис. ... д-ра техн. наук / Л.Н. Назарова. – М., 2016. – 236 с.

50. Насыров, В.А. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти / В.А. Насыров, Ю.В. Шляпников, А.М. Насыров // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2011. – № 2 (14). – С. 14–17.

51. Некрасов, А.С. Основные причины обводнения эксплуатационных скважин месторождений Среднего Приобья (на примере Восточно-Придорожного месторождения) / А.С. Некрасов, Л.Н. Ракинцева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 87–92.

52. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А.М. Кунакова, В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев, Д.В. Мардашов, А.М. Дурягина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.

53. Николаев, А.Ф. Синтетические полимеры и пластические массы на их основе / А.Ф. Николаев. – М.: Изд-во «Химия», 1966. – 779 с.

54. О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов / В.И. Колганов, А.А. Фомина, С.В. Дёмин, А.Ю. Морозова // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 66–70.

55. Ограничение притока пластовых вод в терригенных и карбонатных коллекторах / Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Д.К. Хасанова, И.Г. Фаттахов // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 5. – С. 48–56.

56. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработки залежей нефти / А.Н. Куликов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, Д.Ю. Елисеев // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 4. – С. 64–69.

57. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев, И.В. Аверина, Д.Д. Сидоренко, С.Н. Глазырин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.

58. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев,

И.В. Аверина, Д.Д. Сидоренко, С.Н. Глазырин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9.

59. Пат. на изобретение РФ 2747726 С1 от 13.05.2021. Состав для потоковыравнивающих работ в нагнетательных скважинах / Мордвинов В.А., Поплыгина И.С. Заявка № 2020129504 от 07.09.2020.

60. Пат. 2052075 РФ. Гелеобразующий состав / Ахметшин И.Д., Савенок Н.Б., Еремин Г.А., Лимановский В.М., Мариампольский Н.А., Бачин С.И., Кольчугин И.С., Тянь Н.С., Чистяков В.Г. Оpubл. 01.10.1996.

61. Пат. а.с. № 1645472. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и ограничения водопритока в добывающей скважине / Хисамов Р.С., Яхина О.А., Ибатуллин Р.Р., Абросимова Н.Н., Ганеева З.М., Хисаметдинов М.Р. МПК E21B 43/22, опубл. БИ №16, 1991.

62. Пат. на изобретение RU 2560047 С1, 20.08.2015. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин / Антонов Ю.Ф., Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А. Заявка № 2014128223/03 от 09.07.2014.

63. Патокина, О.Ю. Контроль параметров рабочего агента, используемого при реализации технологий полимерного заводнения / О.Ю. Патокина // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: тезисы докладов VI Международного научного симпозиума. – 2017. – С. 59–63.

64. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М., 1986. - 657 с.

65. Поплыгин, В.В. Оценка эффективности применения волнового воздействия в карбонатных коллекторах с высокой вязкостью нефти / В.В. Поплыгин, М. Уирсигроч // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 149–156.

66. Поплыгина, И.С. Использование осадкогелеобразующей композиции для снижения обводненности скважин на нефтяной залежи с высоковязкой нефтью / И.С. Поплыгина, В.А. Мордвинов // Известия Томского



политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 12. – С. 37–43.

67. Поплыгина, И.С. Экспресс-оценка источников обводнения по динамике показателей эксплуатации скважин / И.С. Поплыгина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 181–183.

68. Поплыгина, И.С. Экспресс-прогнозирование эффективности водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах / И.С. Поплыгина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7 (331). – С. 86–89.

69. Поплыгина, И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края / И.С. Поплыгина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 11. – С. 57–66.

70. Поплыгина, И.С. Анализ результатов водоизоляционных работ на добывающих скважинах Уньвинского месторождения / И.С. Поплыгина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 212–215.

71. Поплыгина, И.С. Экспресс-прогнозирование перемещения фронта вытеснения на залежи с высоковязкой нефтью / И.С. Поплыгина, М. Уирсигроч // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 2. – С. 175–183.

72. Поплыгина, И.С. Анализ результатов применения составов для водоизоляции скважин и перераспределения фильтрационных потоков на карбонатном объекте разработки с высоковязкой нефтью / И.С. Поплыгина, В.А. Мордвинов // Наука и технологии в нефтегазовом деле: тез. междунар. конф., Армавир, 9–10 февраля 2018. – Краснодар: Кубанский гос. техн. ун-т – 2018.

73. Поплыгина, И.С. Применение составов на основе алюмохлорида для водоизоляции и изменения приемистости скважин / И.С. Поплыгина, В.А. Мордвинов // 72-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2018»: тез. докл. всерос. конф., Москва, 23–26 апреля 2018 г., Рос-й гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2018. – № 1.

74. Попова, Н.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов для оптимизации процесса разработки нефтяных залежей: дис. ... канд. г.-мин. наук / Н.С. Попова. – Пермь, 2013. – 128 с.

75. Потапов, Д.В. Особенности разработки трещиноватых карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью на примере турнейского объекта Кудрявцевского месторождения / Д.В. Потапов // Новая наука: проблемы и перспективы. – Уфа, 2016. – № 115 (3). – С. 29–32.

76. Потокоотклоняющие технологии-основной метод регулирования разработки высокозаводненных залежей / С.А. Сулима, В.П. Сонич, В.А. Мишарин, В.М. Исаченко, Р.А. Булатов, Д.В. Самсоненко // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 44–50.

77. Ракинцева, И.А. Геологические причины преждевременного обводнения скважин Полазненского месторождения / И.А. Ракинцева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 21–23.

78. Раупов, И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: дис. ... канд. техн. наук / И.Р. Раупов. – СПб., 2016. 143 с.

79. Рахимов, Н.В. Разработка технологии водоизоляционных работ с использованием колтюбинговых установок для скважин Уренгойского НГКМ: дис. ... канд. техн. наук / Н.В. Рахимов. – Краснодар, 2009.

80. Реагент «ОВП-1» – Применение в технологиях ограничения водопитока и повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Макаревич, В.Г. Пысенков, И.В. Лымарь, В.В. Пирожков, Е.И. Паркалова, А.В. Мельгуй // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 2. – С. 26–29.

81. Сарваров, А.Р. Анализ причин преждевременного обводнения продукции скважин, эксплуатирующих пласты группы АВ Самотлорского месторождения / А.Р. Сарваров // Нефтепромышленное дело. – 2009. – № 1. – С. 21–25.

82. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018663298, 24.10.2018. Призабойная зона / Пономарева И.Н., Желанов А.В., Поплыгина И.С. Заявка № 2018660325 от 25.09.2018.

83. Строганов, М.А. Технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин с применением кремнийорганических тампо-нажных материалов группы АКОР / М.А. Строганов // Нефть. Газ. Инновации. – 2016. – № 4. – С. 69–73.

84. Технология ограничения водопритокков при разработке нефтяных месторождений Республики Татарстан / М.И. Старшов, Э.М. Хасаншина, М.В. Залитова, Е.А. Семенова, В.И. Малыхин, И.М. Старшов // Вестник Технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 15. – С. 140–142.

85. Уметбаев, В.Г. капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. – Уфа: Башнипинефть, 1995. – 224 с.

86. Фаттахов, И.Г. Систематизация причин прорыва воды в добывающие скважины / И.Г. Фаттахов // Нефтепромышленное дело. – 2011. – № 12. – С. 17–19.

87. Халимов, Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР: Справочное пособие / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.И. Фердман. – М.: Недра, 1987. – 174 с.

88. Хасанов, И.М. Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях АО «Варьеганнефтегаз» / И.М. Хасанов // Нефть. Газ. Инновации. – 2015. – № 7. – С. 28–33.

89. Хижняк, Г.П. Результаты исследований водоизоляционного состава на керновой модели слоисто-неоднородного пласта / Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 118–121.

90. Шагиахметов, А.М. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в карбонатных коллекторах с использованием полимерного состава: дис. ... канд. техн. наук / А.М. Шагиахметов. – СПб., 2016. – 103 с.

91. Шевко, Н.А. Прогнозирование результатов воздействия на пласт и околоскважинные зоны на основе моделирования многофазных фильтрационных потоков сложной геометрии: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Н.А. Шевко. – Пермь, 2002. – 27 с.

92. Шувалов, С.А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С.А. Шувалов, В.А. Винокуров, В.Н. Хлебников // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 98–107.

93. Эффективность водоизоляционных работ гипано-силикатными композициями в нефтяных скважинах / М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, И.М. Старшов, В.И. Малыхин, М.В. Залитова // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 15. – С. 238–239.

94. Юшков, И.Р. Интенсификация добычи высоковязкой нефти Опалихинского месторождения / И.Р. Юшков, Г.А. Цветков // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 84–90.

95. Advanced data-driven performance analysis for mature waterfloods / O. Ogezi, J. Strobel, D. Egbuniwe, B. Leonhardt // Operational aspects of a biopolymer flood in a Mature Oilfield // SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings. – 2014. – № 3. – P. 1735–1751.

96. An injection/production rate allocation method applied for polymer-surfactant flooding / Y. Liu, H. Wu, J. Hou, C. Wei, W. Ren // Journal of Engineering Research. – 2017. – № 5(2). – P. 250–267.

97. EOR mechanisms and field practice of flowing gel profiling/flooding / X.-C. Wu, H.-G. Wang, F.-X. Li, Q.-Q. Zeng // Oilfield Chemistry. – 2009. – Vol. 26(1). – P. 79–83.

98. Evaluation of polymer flooding efficiency at brownfield development stage of giant Kalamkas oilfield, western Kazakhstan / M. Sagyndikov,

B. Mukhambetov, Y. Orynbasar, A. Nurbulatov, S. Aidarbayev // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition 2018, CTCE 2018; Astana; Kazakhstan; 31 October 2018 до 2 November 2018. – Astana, 2018.

99. Gao, C. Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012 / C. Gao, J. Shi, F. Zhao // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 4, iss. 1. – P. 1–8.

100. Guo, H.-Z. Flagship application in high water cut horizontal well/ Xinan Shiyou Daxue Xuebao / H.-Z. Guo, D.-M. Li // Journal of Southwest Petroleum University. – 2009. – № 31(1). – C. 107–110.

101. Integrating genetic algorithm and support vector machine for polymer flooding production performance prediction / J. Hou, Z.-q. Li, X.-l. Cao, X.-w. Song // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol. 68, iss. 1–2. – P. 29–39.

102. Jin, J. Positioning of an injection well by combining watercut matching and adjoint method / J. Jin, J. Choe // Proceedings of IAMG 2015 – 17th Annual Conference of the International Association for Mathematical Geosciences. – 2015. – P. 351–356.

103. Oilfield reservoir souring during waterflooding: A case study with low sulphate concentration in formation and injection waters / A.N. Cavallaro, M.E.G. Martinez, H. Oстера, H. Panarello, R.R. Cordero // Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2005. – SPE 92959. – P. 131–142.

104. Pirozhkov, M. Introduction of innovative set for real-time process control used for watercut prediction / M. Pirozhkov // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference; Moscow; Russian Federation; 26 October 2015 до 28 October 2015; 117760. – Moscow, 2015.

105. Polymer flood application to improve heavy oil recovery at East Bodo / F.R. Wassmuth, W. Arnold, K. Green, N. Cameron // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48(2). – P. 55–61.

106. Pu, H. Study of polymer flooding in class III reservoir and pilot test / H. Pu, D. Yin // Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – 2008. – № 1. – P. 10–25.

107. Qu, Y.G. Studies on the factors affecting watercut of a single well in a complicated fault-block reservoir by applying the numerical simulation method / Y.G. Qu, Y.T. Liu, Z.P. Ding // *Petroleum Science and Technology*. – 2012 – № 30(23). – P. 2478–2487.

108. Saadatpoor, E. A new method for dynamic calculation of pattern allocation factors in waterflood monitoring / E. Saadatpoor, H. Karami, M.F. Al-Ajmi // *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. – 2012. – № 1. – P. 402–412.

109. Stirpe, M.T. Cyclic water injection simulations for evaluations of its potential in lagocinco field / M.T. Stirpe, J. Guzman, E. Manrique, V. Alvarado // *Proceedings – SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Volume 2004-April, 2004SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery 2004, IOR 2004; Tulsa; United States; 17 April 2004 до 21 April 2004*. – Tulsa, 2004.

110. Systematic development and laboratory evaluation of secondary polymer augmentation for a slightly viscous Arabian heavy reservoir / A.M. Al Sofi, J. Wang, A.A. Al Shuaibi, F.A. Al Ghamdi, Z.F. Kaidar // *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings*. – 2017. – C. 2757–2764.

111. Thyne, G. Evaluation of the effect of low salinity waterflooding for 26 fields in Wyoming / G. Thyne // *Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – 2011. – № 5. – P. 4390–4407.

112. Water diagnostic analysis: The gains of integration / I. Sukubo, O. Iyowu, O. Balogun, I. Jude-Ofia, C. Onunekwu // *Society of Petroleum Engineers – Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. – 2017. – P. 1622–1638.

113. Waterflooding optimization in case of auto-frac naturally fractured reservoir / I.V. Maksimovskiy, A.G. Akimov, A.F. Yamaletdinov, M.A. Zhilina // *Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. – 2016. – P. 2723–2738.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по научной работе в области разработки месторождений

филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«ПермНИПИнефть» в г. Перми

А.В. Распопов

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Поплыгиной Ириной Сергеевной, инженером 1-ой категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» г. Перми.

На территории Пермского края отмечается существенная неоднородность объектов разработки. Влияние неоднородности коллектора усиливается при повышенной и высокой вязкости пластовой нефти. При разработке таких объектов происходит опережающее обводнение добывающих скважин

В условиях интенсивного обводнения, своевременное регулирование профилей приемистости в нагнетательных и профилей отбора в добывающих скважинах за счет ограничения проницаемости горных пород может повысить эффективность разработки залежей.

В этой связи научное исследование, выполненное Поплыгиной Ириной Сергеевной, нацелено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – разработки моделей, позволяющих оперативно и с высокой достоверностью прогнозировать время продвижения фронта вытеснения в различных геолого-физических условиях.

Практическое применение моделей позволило повысить достоверность прогнозирования движения фронта вытеснения на Опалихинском и Степановском месторождениях и запланировать мероприятия по водоизоляционным и потоковыравнивающим работам при разработке проектно-технологической документации.

Рекомендуется дальнейшее применение моделей для оперативной оценки времени продвижения фронта вытеснения.

Начальник управления проектирования и мониторинга разработки месторождений  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Анурьев М.К.