

На правах рукописи

**ПОПЛЫГИНА Ирина Сергеевна**

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

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Пермь - 2022

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

**Научный руководитель:** **Мордвинов Виктор Антонович**  
кандидат технических наук, доцент

**Официальные оппоненты:** **Рогачев Михаил Константинович**  
доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры «Разработка и  
эксплуатация нефтяных и газонефтяных  
месторождений»,  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет»  
(г.Уфа)

**Земцов Юрий Васильевич,**  
доктор технических наук, старший эксперт  
экспертно-аналитического управления  
Тюменского нефтяного научного центра (г.  
Тюмень)

**Ведущая организация:** Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Российский государственный  
университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени  
И.М.Губкина»

Защита диссертации состоится «21» июня 2022 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, д.29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» ([www.pstu.ru](http://www.pstu.ru)).

Автореферат диссертации разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,  
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**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. Клещенко, 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:**

1. 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.

2. 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.

3. Методика выбора 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; в проведении лабораторных исследований гелеобразующего состава с оценкой динамики его параметров при изменении содержания компонентов; в 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 издании, входящем 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.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, определены основные направления исследований.

**В первой главе** выделены объекты с ВВН в Пермском крае. Объекты с наиболее вязкой нефтью в карбонатных коллекторах в Пермском крае приурочены, в основном, к месторождениям Ножовской группы, где выделяется 14 объектов с вязкостью пластовой нефти ( $\mu$ ) более 30 мПа\*с. Проанализированы геолого-физическая характеристика (таблица 1) и основные показатели разработки и эксплуатации турнейских объектов Ножовской группы.

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика турнейских карбонатных объектов

Показатель	Средние значения	Интервал значений
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,6±1,1	4,2-7,5
Коэффициент пористости, %	14,5±2,1	13-19
Коэффициент проницаемости по керну, мкм <sup>2</sup>	0,228±0,209	0,032-0,628
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,42±0,11	0,24-0,60
Коэффициент расчлененности, д.ед	6,2±1,7	3,6-8,3
Начальная пластовая температура, С°	32±1	28-33
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	72,1±19,3	48,8-87,1
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	915±3	914-922

Турнейские эксплуатационные объекты разработки характеризуются сложным геолого-физическим строением – высокая расчлененность продуктивных пластов, их неоднородность по проницаемости, большое число

пропластков с малой толщиной, высокая вязкость пластовой нефти. Для пород эффективной части разреза характерна трещиноватость.

В таких условиях происходит опережающее обводнение продукции скважин по отдельным, в том числе трещиноватым, наиболее проницаемым пропласткам.

Средняя обводненность добываемой нефти (56,46%) по турнейским карбонатным объектам Ножовской группы существенно превышает выработку запасов (39,79%), что является основанием для выбора этих объектов для исследования. Соотношение динамики отбора начальных извлекаемых запасов и обводненности приведено на рисунке 1.

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 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, а также высокая вязкость пластовой нефти.

Отмеченные данные указывают на актуальность проведения исследований, направленных на повышение эффективности мероприятий по выравниванию фронта вытеснения и снижению обводненности скважин на турнейских объектах Ножовской группы месторождений.

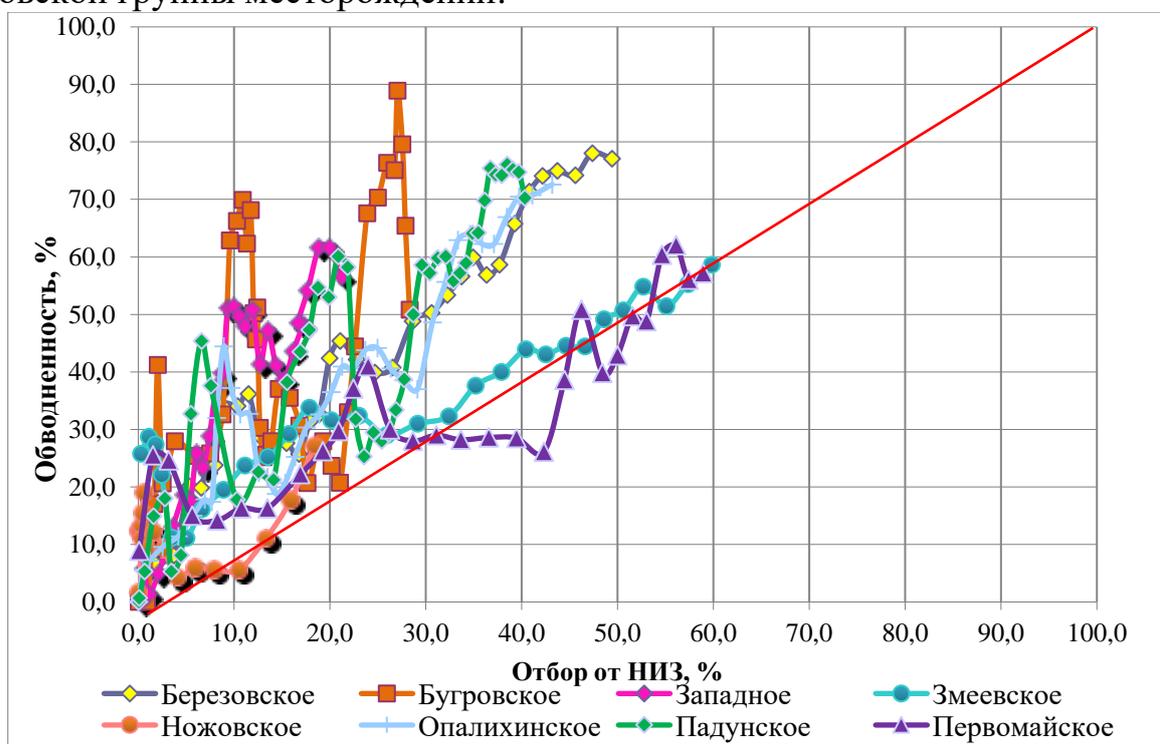


Рисунок 1 - Соотношение обводненности и отбора начальных извлекаемых запасов по турнейским объектам разработки

Исследованы основные технологии при проведении геолого-технических мероприятий, направленных на выравнивание фронта вытеснения нефти и

снижение обводненности скважин на объектах разработки с карбонатным коллектором.

В скважинах, эксплуатирующих карбонатные объекты на нефтяных месторождениях Пермского края, в период с 2000 г. проведено более 130 геолого-технических мероприятий по снижению обводненности добываемой нефти. Более высокая эффективность при ограничении притока воды по промытым слоям для пластов с карбонатным коллектором отмечена для гелеобразующих технологий и технологий с кремнийорганическими реагентами. Эффективность оценивалась по накопленной дополнительной добыче нефти в расчете на одно мероприятие.

В нагнетательных скважинах работы по изменению профилей приемистости и блокированию промытых пропластков с целью выравнивания фронта вытеснения нефти осуществлялись, в основном, с применением цементов и гелеобразующих технологий. Технологическая эффективность мероприятий оценивалась по изменению уровней добычи нефти в реагирующих добывающих скважинах. Средняя продолжительность эффекта от работ по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных скважинах составила 359 суток.

Технологическая эффективность мероприятий по регулированию профилей притока и приемистости скважин с целью выравнивания фронта вытеснения и снижения обводненности на турнейских залежах Ножовской группы месторождений 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.

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.

**Во второй главе** исследован процесс вытеснения нефти водой с учетом проницаемости пластов и вязкости пластовой нефти для прогнозирования сроков проведения работ, направленных на снижение обводненности добываемой нефти.

Для эффективного применения технологий по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных и по ограничению водопритока в добывающих скважинах необходимо оценивать скорость продвижения фронта вытеснения по участкам залежи с различной проницаемостью пластов неоднородного коллектора и время обводнения добывающих скважин.

Для оценки расчетного времени достижения фронтом вытеснения окрестностей добывающей скважины с реальными условиями в программном комплексе Tempest More создана модель участка залежи с добывающей и нагнетательной скважинами. Средние значения проницаемости коллектора, относительной фазовой проницаемости и свойств флюидов задавались по аналогии с карбонатными турнейскими залежами месторождений Ножовской группы.

На продолжительность продвижения фронта вытеснения на определенное расстояние влияют проницаемость и подвижность (отношение коэффициентов проницаемости и динамической вязкости пластовой нефти  $k/\mu$ ). 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  $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$  сроки продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины к добывающей резко увеличиваются, при более  $2 \text{ мкм}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$  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.

Выполнено исследование динамики обводнения добывающих скважин турнейских объектов разработки Ножовской группы месторождений. Скважина считалась обводненной при обводненности выше 80%.

Время обводнения существенно снижается при увеличении проницаемости пропластков (рисунок 2) и коэффициента подвижности (рисунок 3). При проницаемости коллектора более  $0,25 \text{ мкм}^2$  средний срок обводнения не превышает 6 лет.

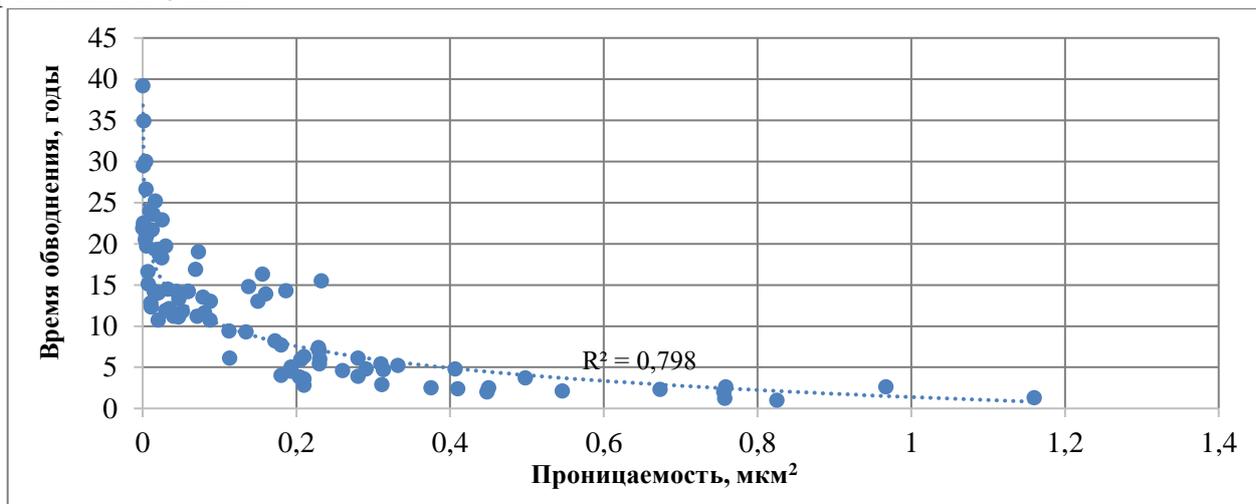


Рисунок 2 – Зависимость сроков обводнения скважин от проницаемости (по данным для 91 скважины)

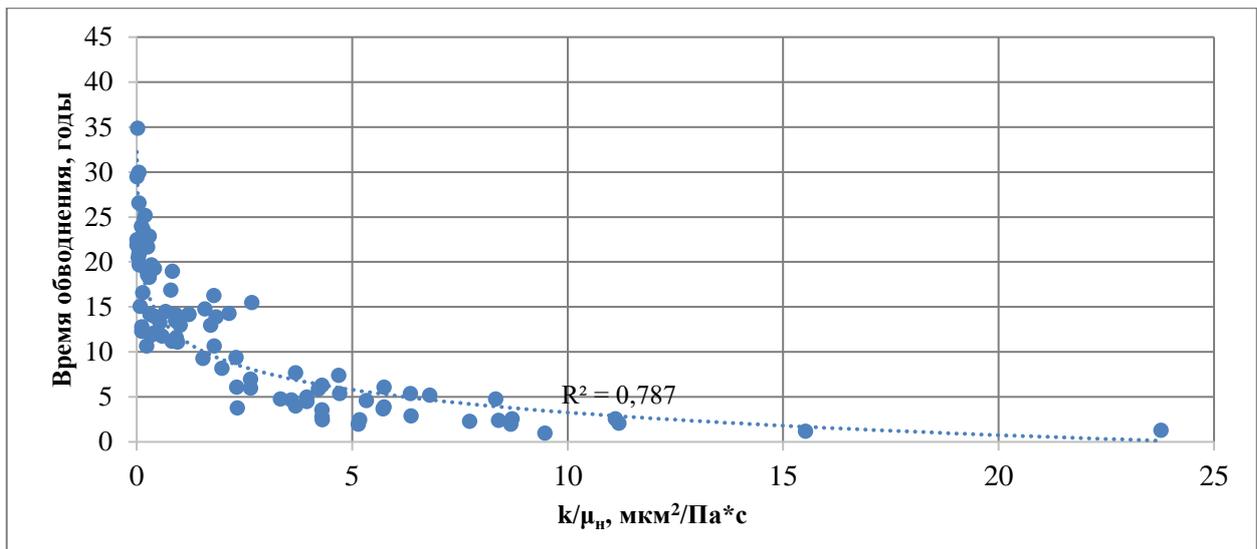


Рисунок 3 – Зависимость сроков обводнения скважин от подвижности

Построены зависимости времени перемещения фронта вытеснения от подвижности (рисунок 4). Зависимости по промысловым данным аналогичны по тренду теоретическим зависимостям, построенным с помощью упрощенной гидродинамической модели. Однако по упрощенной модели сроки перемещения фронта от нагнетательной скважины к добывающей больше, чем по фактическим данным. 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.

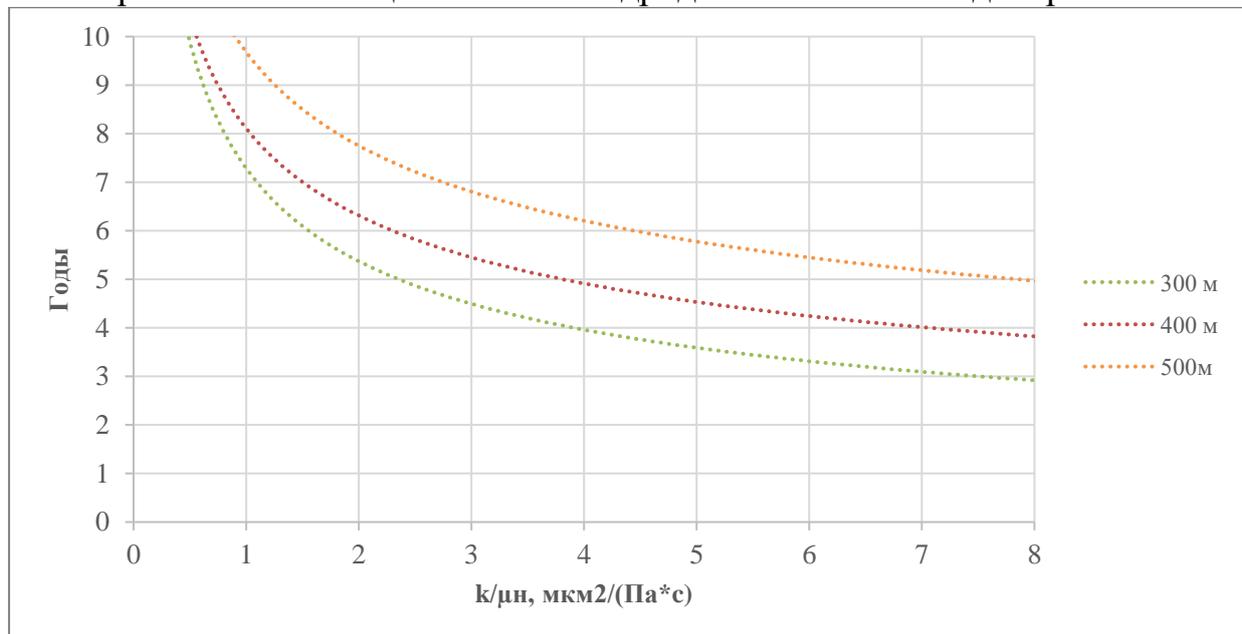


Рисунок 4 – Зависимость сроков обводнения скважин от коэффициента подвижности: 300 м, 400 м, 500 м - расстояние от нагнетательной скважины

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

$$T = 38,40 - 8,26 \cdot \lg(k/\mu \cdot 10^3) + 0,001 \cdot L - 0,11 \cdot (P_n - P_d); R = 0,88 \quad (1)$$

где  $L$  – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м;  $k$  – проницаемость пласта,  $\text{мкм}^2$ ;  $\mu$  – динамическая вязкость пластовой нефти,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $P_d$  – забойное давление в добывающей скважине, МПа;  $P_n$  – забойное давление в нагнетательной скважине, МПа.

Для зависимости (1) следует использовать следующие пределы по исходным параметрам:

$L$  – 300...500 м;

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

$P_n - P_d$  – 4...17 МПа.

Сопоставление прогнозных (по формуле (1)) и фактических значений показано на рисунке 5.

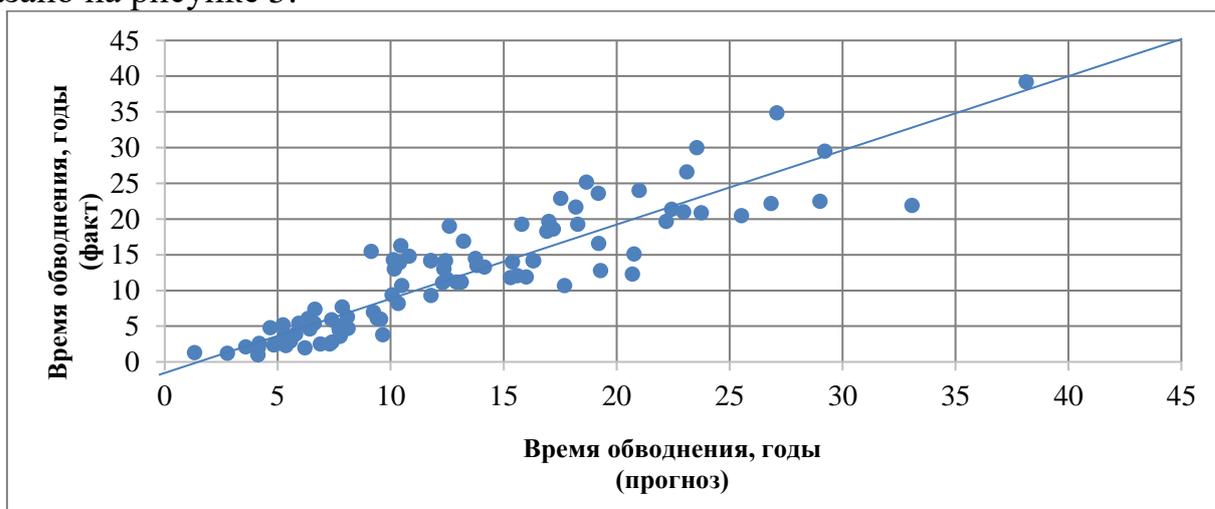


Рисунок 5 – Сопоставление прогнозных и фактических значений времени обводнения

По рассмотренным промысловым данным 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.

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

$$T = 23,19 - 7,33 \cdot \lg(k) + 0,01 \cdot \mu + 0,001 \cdot L - 0,08 \cdot (P_n - P_d); R = 0,91 \quad (2)$$

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

Соотношение прогнозных (формула (2)) и фактических значений времени обводнения показано на рисунке 6 (при  $T$  менее 12 лет).

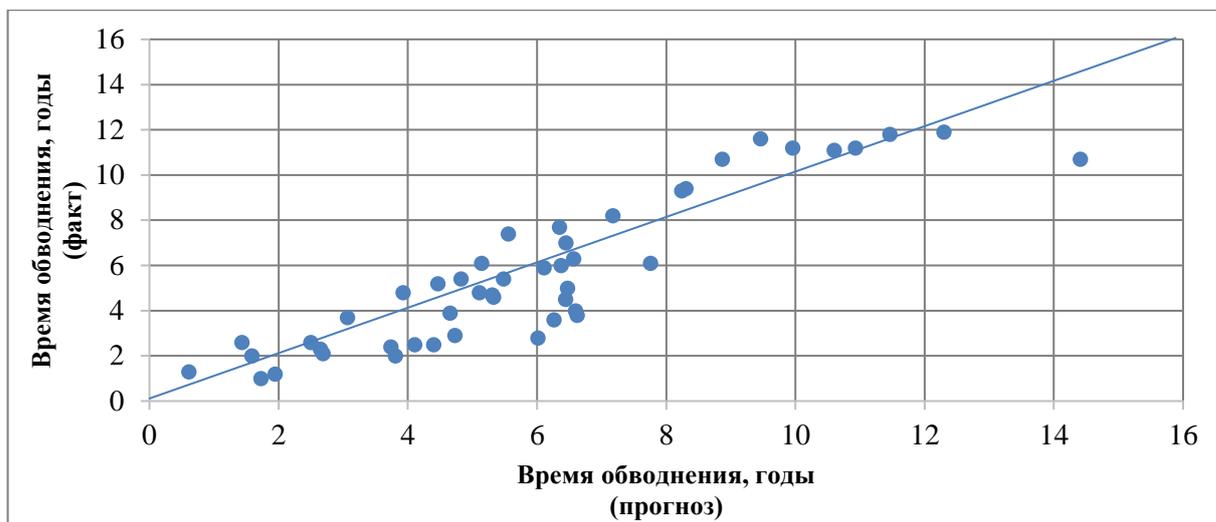


Рисунок 6 – Сопоставление прогнозных и фактических значений времени обводнения

Приведенные графики показывают достаточно хорошую сходимость периодов продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины к добывающей, рассчитанных по формулам (1) и (2), с фактическими данными, что указывает на возможность их применения на практике. Рекомендуется выполнять прогнозирование сроков обводнения с применением обеих формул.

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

**Третья глава** посвящена разработке гелеобразующего состава для потоковыравнивающих и водоизоляционных работ в нагнетательных и добывающих скважинах. Приводятся результаты подбора компонентов и их содержания в композиции, результаты определения основных физико-химических свойств состава.

Одним из перспективных направлений при разработке потоковыравнивающих и водоизоляционных составов является использование гелеобразующих композиций на основе полиакриламида и лигносульфонатов технических (ЛСТ). Для регулирования кислотности среды и усиления межмолекулярного взаимодействия внутри состава может использоваться соляная кислота. Для улучшения сцепления состава с породой необходимо использовать реагенты с поверхностно-активными свойствами, например, лигносульфонаты. В качестве реагентов для получения потоковыравнивающего водоизоляционного состава использованы полиакриламид типа DP9-8177, лигносульфонаты технические, разбавленная соляная кислота и хлорид магния шестиводный, с помощью которого эффективно регулируется процесс гелеобразования.

Данные вещества ранее совместно не применялись, и их композиция позволяет создать гелеобразующий состав с регулируемыми начальными параметрами в зависимости от концентрации основных компонентов.

При определении времени гелеобразования приготовленный состав помещался в стеклянных стаканах в сушильный шкаф, в котором выдерживался

при разных температурных режимах (20 и 32°C) с отсчетом времени гелеобразования (рисунок 7).

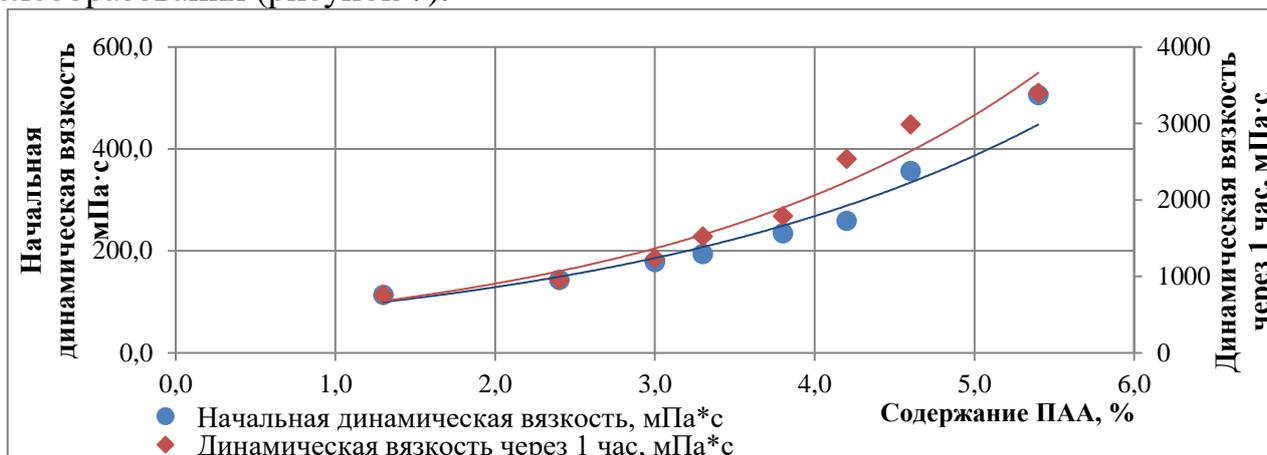


Рисунок 7 - Зависимость времени гелеобразования от содержания ПАА (содержание компонентов: хлорид магния 10,6%, ЛСТ 31,2%, HCl2(12%) 20,1%)

Эксперименты показали, что на технологические характеристики геля значительное влияние оказывает содержание полиакриламида и соли. Изменяя содержание реагентов, можно получать системы с различными сроками гелеобразования. Продолжительность периода гелеобразования для исследованных составов изменялась от 24 до 923 минут. При увеличении содержания ПАА динамическая вязкость состава возрастает. При увеличении содержания раствора хлорида магния и ЛСТ динамическая вязкость состава снижается (рисунок 8).

Температура оказывает влияние на процесс гелеобразования, с ее повышением темп ускоряется, динамическая вязкость при этом незначительно уменьшается.

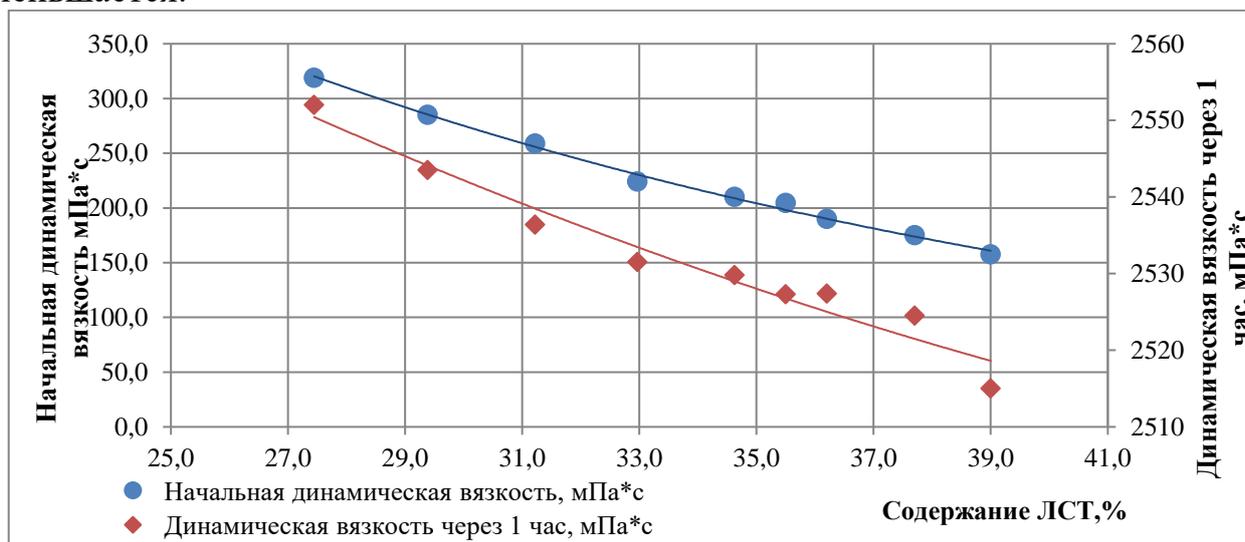


Рисунок 8 - Зависимость динамической вязкости состава от содержания лигносульфонатов (содержание компонентов: хлорид магния 10,6%, HCl2 (12%) 20,1%, ПАА 4,2%)

Лабораторными опытами установлено, что тонкий слой состава на контакте с пластовой водой через 48 часов имеет незначительные структурные изменения,

при этом объем геля остается неразрушенным, то есть целостность гелеобразующей массы сохраняется.

Для ускоренного ввода скважин в работу после воздействия предлагается выбирать состав со временем гелеобразования до 4 часов.

Для средних значений коэффициентов приемистости нагнетательных скважин турнейских объектов при потоковыравнивающих и водоизоляционных работах следует применять составы с начальной вязкостью, не превышающей 300 мПа·с.

При обработке 30 лабораторных экспериментов получены многомерные зависимости для определения свойств гелеобразующего состава с учетом содержания компонентов:

$$\mu_0 = 48 \cdot K_{\text{паа}} - 30 \cdot K_{\text{MgCl}_2} - 12 \cdot K_{\text{лст}} - 14 \cdot K_{\text{HCl}} + 1050, \quad R=0,93 \quad (3);$$

$$T = 29 \cdot K_{\text{MgCl}_2} - 103 \cdot K_{\text{паа}} + 83 \cdot K_{\text{лст}} + 17 \cdot K_{\text{HCl}} - 2544, \quad R=0,89 \quad (4)$$

при изменении параметров в следующих пределах, мас. %: ПАА – 1,3...4,5; MgCl<sub>2</sub> – 8...15; ЛСТ – 27...38; HCl (12%) – 2,7...26,7.

Для условий турнейских объектов из исследованных композиций предложен состав, соответствующий ограничениям по начальной динамической вязкости и времени гелеобразования и включающий в качестве компонентов, мас. %: ПАА – 4,2; MgCl<sub>2</sub> – 10,6; ЛСТ – 31,2; HCl (12%) – 20,1; H<sub>2</sub>O – остальное. Начальная динамическая вязкость состава 259 мПа·с, время гелеобразования – 186 мин.

Для определения водоизолирующих свойств предлагаемого состава проведены лабораторные фильтрационные исследования на образцах карбонатного керна. Исследования проводились на фильтрационной установке УИК-5ВГ при давлениях, максимально приближенных к пластовым. Температура при этом устанавливалась 32°C.

В таблице 2 представлены результаты проведения 7 экспериментов. Для одного из них выбран образец керна с червоточинами после кислотного воздействия. Проницаемость образца по воде перед опытом составляла 21,661 мкм<sup>2</sup>. После закачки состава и суточной выдержки проницаемость образца составила менее 5·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (рисунок 9).

Результаты фильтрационных экспериментов указывают на возможность эффективного применения разработанного состава для значительного снижения проницаемости горной породы и блокирования высокопроницаемых каналов фильтрации, которыми часто являются трещины в карбонатных коллекторах. Высокопроницаемые образцы и образцы керна трещинного типа с проницаемостью более 0,28 мкм<sup>2</sup> тампонируются составом в процессе его структурирования. В течение суток происходит гелеобразование и блокируется движение воды по каналам фильтрации. Состав при его повышенной вязкости неглубоко проникает в породу с низкой проницаемостью, кольматируя каналы фильтрации на небольшом расстоянии от их входной поверхности. Образцы естественного керна порового типа с проницаемостью до 0,1 мкм<sup>2</sup> снижают свою фильтрационную способность до 40%.

Таблица 2 - Результаты фильтрационных экспериментов

№ опыта	Проницаемость образца по воде, $\cdot 10^{-3}$ 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

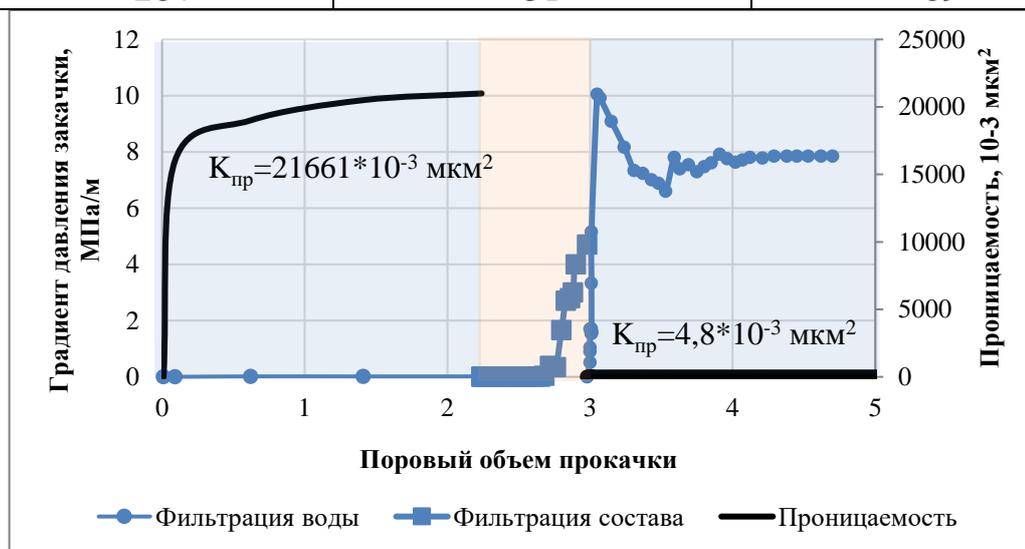


Рисунок 9 - Зависимость градиента давления и проницаемости от объема прокачки

Изменяя содержание компонентов в составе, можно увеличивать или уменьшать скорость его гелеобразования и вязкость.

**В главе четыре** предложены методика и рекомендации по выбору первоочередных объектов для водоизоляционных и потоковыравнивающих работ. Выполнено прогнозирование применения разработанного состава на двух участках турнейского объекта разработки Березовского месторождения и на одном участке Бугровского месторождения.

Выбор первоочередных объектов и скважин для проведения геологических мероприятий выполнен на основе ранжирования. 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. Турнейские объекты Опалихинского, Бугровского и Березовского месторождений являются первоочередными для проведения потоковыравнивающих и водоизоляционных работ. По

предложенному в работе алгоритму выбраны для проведения этих работ наиболее перспективные скважины (таблица 3).

Таблица 3 - Ранжирование добывающих скважин для потоковыравнивающих технологий

Месторождение	Скважина	Обводненность, %	ОИЗ, тыс.т.	$m_{скв}$ , д.ед.	$K_{скв}$ , д.ед.	$b_{скв}$ , д.ед.	$r_{скв}$ , д.ед.
Березовское	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
Березовское	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

\*  $m_{скв}$ , доля остаточных извлекаемых запасов нефти по каждой из скважин в общих остаточных извлекаемых запасах по объекту или по выделенному участку;  $K_{скв}$  - доля добытой нефти по каждой из скважин в начальных извлекаемых запасах залежи, приходящихся на скважину;  $b_{скв}$ , - отношение добывающих скважин по объекту разработки или по его наиболее обводненному участку с обводненностью, превышающей на 25% и более среднее значение этого показателя;  $r_{скв} = b_{скв} \cdot m_{скв} \cdot ОИЗ / K_{скв}$ .

Исследование потенциальной эффективности водоизоляционных и потоковыравнивающих работ проведено на участке нагнетательной скважины 722 (элемент разработки с добывающей скважиной 711) турнейского объекта Бугровского месторождения. 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 (таблица 4). Полученные результаты связаны с отсутствием возможностей для движения пластовых флюидов к другим скважинам после блокирования высокопроницаемых каналов.

Таблица 4 - Результаты моделирования

№ варианта	На начало моделирования			Через 24 месяца		
	$n_b$ , %	Накопленная добыча нефти, тыс. $m^3$	Суммарный дебит по нефти на участке, $m^3/сут$	$n_b$ , %	Накопленная добыча нефти, тыс. $m^3$	Суммарный дебит по нефти на участке, $m^3/сут$
Бугровское месторождение (район скв. 722)						
Базовый	84,6	10,3	0,1	85,9	10,4	0,1
1 (добывающая)				85,5	10,5	0,1
2 (нагнетательная)				83,2	11,3	1,2
3 (комплексное)				83,8	10,5	0,2
Березовское месторождение (район скв. 779)						
Базовый	61,5	205,5	9,18	67,4	211,60	7,79
1 (добывающая)				65,3	211,81	8,24
2 (нагнетательная)				61,9	211,76	9,20
3 (комплексное)				60,8	212,17	9,40
Березовское месторождение (район скв. 726)						
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

\* $n_p$  - обводненность

Выполнено прогнозирование проведения водоизоляционных и потоковыравнивающих работ на двух участках турнейской залежи Березовского месторождения с сформированными элементами разработки. Участок залежи на южном куполе месторождения включает нагнетательную скв. 779 и действующие добывающие скважины 727, 780 и 933. Средний дебит по нефти скважин рассматриваемого элемента составляет 3,27 т/сут, средняя обводненность 67,4%. Обводненность превышает выработку запасов в целом по турнейской залежи месторождения в 1,57 раза. В нагнетательной скв. 779 с приемистостью 30 м<sup>3</sup>/сут около 80% закачиваемой воды направляется к скв. 727.

Выполнено моделирование работы элемента с этой скважиной при условии, что с учетом результатов фильтрационных исследований пропускная способность высокопроницаемых интервалов, заполненных разработанным составом, снизится не менее чем на 85%. В первом варианте водоизоляционный состав закачивался в верхний интервал перфорации добывающей скважины 727 (рисунок 10б). Во втором варианте - в верхний интервал перфорации нагнетательной скважины 779 (рисунок 10в), в третьем – в оба рассматриваемых интервала (системное воздействие) (рисунок 10г).

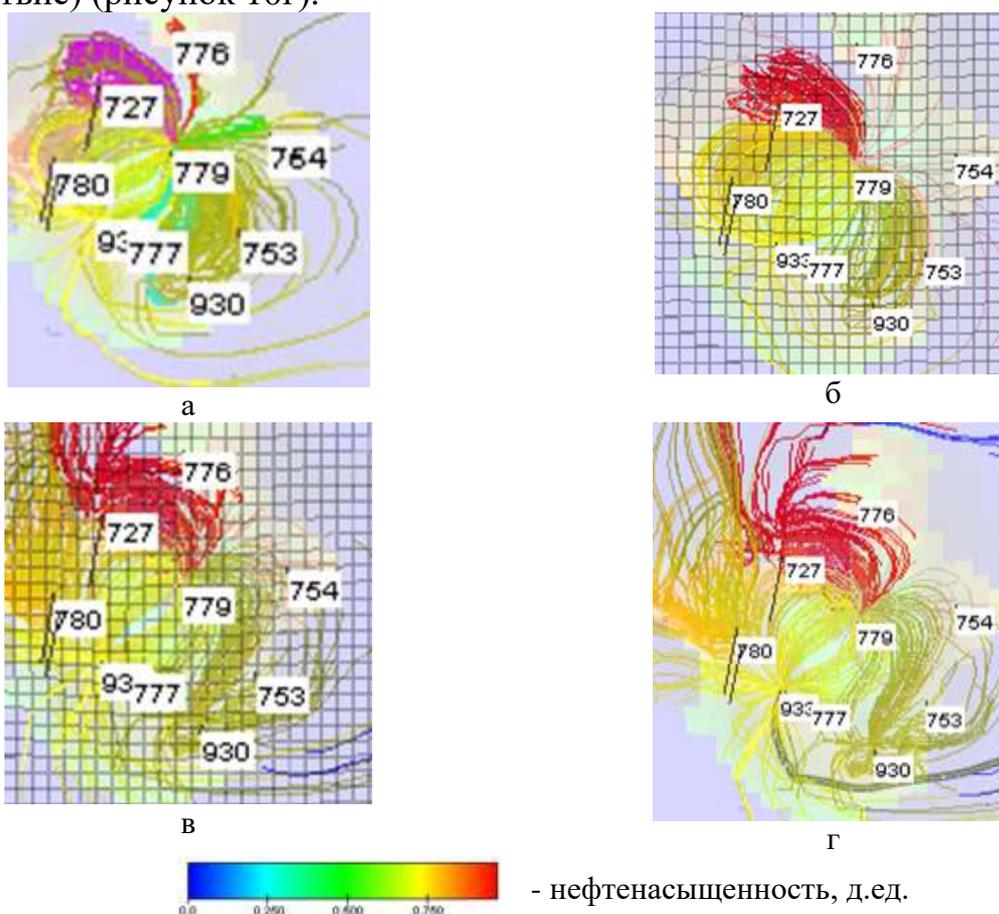


Рисунок 10 - Распределение линий тока на Южном куполе Березовского месторождения  
а – текущая ситуация; б – ВИР в скв. 779; в – ВИР в скв. 727; г – ВИР в скв. 727 и 779

По результатам моделирования можно отметить, что при блокировании высокопроницаемых интервалов происходит перераспределение фильтрационных потоков на рассматриваемом участке. Наименьший технологический эффект получается при воздействии только на обводненные пропластки в добывающей скважине. При воздействии на пласт только в нагнетательной скважине средний дебит по нефти на участке увеличивается на 18%, обводненность снижается на 5,9%. При одновременном воздействии в добывающей и нагнетательной скважинах (системное воздействие) дополнительный эффект составит около 2% по увеличению среднего дебита по нефти, 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. В первом варианте моделирования водоизоляционный состав закачивался в промытый интервал скважины 793, во втором варианте - в интервал перфорации скважины 726. В третьем варианте – в оба рассматриваемых интервала. При системном воздействии обводненность на участке за 24 месяца снижается на 1%, дополнительная добыча нефти составит 600 т.

Анализ результатов моделирования указывает на более высокую эффективность системного воздействия на участках залежей с сформированными элементами разработки по сравнению с мероприятиями в отдельных (одиночных) скважинах.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие 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  $2 \text{ мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$ . 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.

4. 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 существенно снижает проницаемость горных пород и тампонировать обводненные высокопроницаемые слои в карбонатных коллекторах.

5. 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. Выполнено моделирование проведения работ на ряде скважин Ножовской группы месторождений.

### **Список работ, опубликованных автором по теме диссертации**

#### **Публикации в журналах, индексируемых в системах цитирования Web of Science и Scopus:**

1. Использование гелеобразующей композиции для снижения обводненности скважин на нефтяной залежи с высоковязкой нефтью / **Поплыгина И.С., Мордвинов В.А.** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. **Т. 330**, № 3. С. 37-43. (ВАК, Web of Science, Scopus)

#### **Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях:**

2. Экспресс прогнозирование эффективности водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах / **Поплыгина И.С.** // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. №7. С. 86-89. (ВАК)
3. Экспресс-прогнозирование перемещения фронта вытеснения на залежи с высоковязкой нефтью / **Поплыгина И.С., Уирсигроч М.** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического

университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. **Т. 19**, № 2. С. 175-183. (ВАК)

**Публикации в прочих изданиях:**

4. Экспресс-оценка источников обводнения по динамике показателей эксплуатации скважин / **Поплыгина И.С.** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2018. № 1. С. 181-183.
5. Анализ результатов водоизоляционных работ на добывающих скважинах Уньвинского месторождения / **Поплыгина И.С.** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2017. № 1. С. 212-215.
6. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью / Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., **Поплыгина И.С.** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 14. С. 39-51.
7. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края / **Поплыгина И.С.** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 11. С. 57-66.

**Авторские свидетельства и патенты:**

8. Призабойная зона / Пономарева И. Н., Желанов А. В., **Поплыгина И. С.** Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018663298, 24.10.2018. Заявка № 2018660325 от 25.09.2018.
9. Состав для потоковыравнивающих работ в нагнетательных скважинах / Мордвинов В.А., **Поплыгина И. С.** Патент на изобретение 2747726 С1, 13.05.2021. Заявка № 2020129504 от 07.09.2020. Бюл. № 14.