

На правах рукописи



**ЕГОРОВА ЮЛИЯ ЛЕВОНТЬЕВНА**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ  
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Специальность 2.8.4. - Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Альметьевск - 2025

Работа выполнена в государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (ГАОУ ВО АГТУ ВШН) на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**Научный руководитель**

**Низаев Рамиль Хабутдинович**  
доктор технических наук, доцент

**Официальные оппоненты:**

**Мухаметшин Вячеслав Шарифуллович**  
доктор геолого-минералогических наук, профессор,  
директор Института нефти и газа федерального  
государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования «Уфимский  
государственный нефтяной технический университет»,  
(филиал в г. Октябрьский, Республика Башкортостан)

**Елесин Андрей Викторович**

кандидат физико-математических наук, старший  
научный сотрудник Института механики и  
машиностроения федерального исследовательского  
центра Казанского научного центра Российской  
академии наук, г. Казань

**Ведущая организация:**

**Общество с ограниченной ответственностью научно-  
производственное объединение  
«Нефтегазтехнология», г. Уфа**

Защита состоится 18 декабря 2025 года, в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 72.1.021.01, созданного на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, по адресу: 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, улица Советская, 186а, аудитория ба.35.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти: [www.tatnipi.ru](http://www.tatnipi.ru)

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Кабилова Алесия Хатиповна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования**

Внедрение передовых технологий нефтеизвлечения требует более детального изучения процессов фильтрации, происходящих в пласте. Неполное представление о процессах фильтрации флюидов в пласте и призабойной зоне является одной из причин низкой эффективности проведения в них геолого-технологических мероприятий, поэтому исследования в данном направлении являются актуальными.

Эффективность разработки залежей высоковязкой нефти существенным образом зависит от достоверности информации о фильтрационных свойствах продуктивных пластов. Среди различных существующих видов промысловых исследований трассерный (индикаторный) метод исследования нефтяных пластов является одним из наиболее информативных.

Моделирование процесса закачки трассера в пласт в современных гидродинамических симуляторах позволяет определить не только наличие трещин, их ориентацию, скорость фильтрации по ним, но и гидродинамическую связь между соседними пластами и объектами, что вызывает необходимость корректировки информации о геологических параметрах залежи с учетом адаптации параметров модели.

Разработка залежей высоковязкой нефти наиболее эффективно осуществляется с применением тепловых методов воздействия. Применение тепловых методов добычи нефти в настоящее время является базовой технологией разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В нефтепромысловой практике широко используют различные модификации теплового воздействия на пласты: вытеснение нефти паром, закачка горячей воды, внутрипластовое горение.

При выборе технологий разработки залежей высоковязкой нефти особенно необходимо учитывать условия залегания нефтеносной залежи, характеристику областей пласта, непосредственно примыкающих к рассматриваемой залежи. Особый технологический подход может быть использован при разработке залежей высоковязкой нефти путём нагнетания в пласт теплоносителя — горячей воды или пара, подошва которых граничит с нижележащей контактной водоносной зоной (НКВЗ).

Использование внутрипластового горения при разработке залежей высоковязкой нефти позволяет повысить извлечение нефти. В силу сложности химических и термодинамических процессов в залежи, происходящих при инициировании внутрипластового горения путём закачки в залежь воздуха, необходимо предварительное изучение этих процессов с помощью лабораторных экспериментов, которые могут быть проведены на цифровых фильтрационных моделях.

Одним из возможных путей решения проблемы поиска и выработки оптимальных вариантов разработки залежей высоковязкой нефти является использование современных информационных технологий на основе трехмерных геолого-гидродинамических моделей. Создание новых технических и технологических решений по разработке залежей высоковязкой нефти на основе гидродинамического моделирования является актуальной научной и практической задачей.

### **Степень разработанности темы**

Возрастание роли гидродинамического моделирования при разработке залежей высоковязкой нефти тесно связано с развитием высокопроизводительных вычислительных средств, позволяющих расширять технологические возможности для создания новых методов управления разработкой. Большой вклад в развитие теоретических основ и практических методов гидродинамического моделирования внесли ученые и специалисты: Абдулмазитов Р. Г., Бакиров И. М., Вахитов Г. Г., Дияшев Р. Н., Желтов М. Ю., Закиров С. Н., Закиров Э. С., Закиров Р. Х., Закревский К. Е., Зарипов А. Т., Золотухин А. Б., Каневская Р. Д., Кац Р. М., Котенёв Ю. А., Майер В. П., Насыбуллин А. В., Никифоров А. И., Низаев Р. Х., Пятибратов П. В., Султанов Ш. Х., Сыртланов В. Р., Федоров К. М., Хакимзянов И. Н., Aziz Khalid, Deutsch C, Journal A, Crichlow Henry B., Settari Antonin и др. Проблемами разработки залежей с различными характеристиками пласта и флюидов занимались Береговая А. Н., Боксерман А. А., Гильманова Р. Х., Желтов Ю. П., Ибатуллин Р. Р., Мусин К. М., Муслимов Р. Х., Мухаметшин В. Ш., Рузин Л. М., Сургучев М. М., Хисамов Р. С., Хисамутдинов Н. И., в том числе с использованием тепла Амелин И. Д., Антониади Д. Г., Байбаков Н. К., Липаев А. А., Оганов К. А., Чупров И. Ф., Шейнман А. И., Янгуразова З. А., Burger J. и др. Однако в трудах ученых недостаточно освещены моменты по поиску решения фильтрации высоковязких нефтей по сложно построенным коллекторам. С учетом этого, перспективным направлением исследования является разработка методов автоматизированной оптимизации разработки залежей высоковязкой нефти на основе гидродинамического моделирования.

**Цель диссертационной работы** – увеличение добычи в залежах высоковязкой нефти на различных этапах их разработки.

### **Объект исследования:**

Объектом исследования является продуктивный пласт, содержащий высоковязкую нефть.

### **Основные задачи исследований:**

1. Разработка метода учета трещиноватости продуктивного пласта, на основе данных, полученных в результате трассерных исследований, с целью повышения эффективности извлечения углеводородов из залежей высоковязкой нефти.

2. Определение распределения температурного поля в пласте при закачке теплоносителя в залежь высоковязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной.

3. Оценка влияния значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях на установление фронта горения в окрестности нагнетательной скважины при внутрипластовом горении для залежей высоковязкой нефти.

### **Научная новизна**

1. Установлено, что уточнение геологических параметров залежи, основанное на определении направления распространения и проницаемости трещин в пласте по результатам трассерных исследований на примере участка турнейских отложений Южно-Татарского свода, увеличивает продолжительность периода эксплуатации залежи на 25 лет с приростом КИН на 14 % в сравнении с вариантом без учета трассерных исследований.

2. Получены степенные зависимости для определения радиуса распространения теплового фронта в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений от продолжительности закачки горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 180 °С в нефтеносную часть залежи с показателями степени 0,5153 и 0,4885 и нижележащую контактную водоносную зону с показателями степени 0,5129 и 0,3826 и расстояния по вертикали от отметки ВНК, соответственно, при соотношении толщин 2:1.

3. Получена степенная зависимость (с показателем степени 0,4563) продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины при внутрипластовом горении для условий шешминских отложений от различных значений вязкости нефти в начальных пластовых условиях в диапазоне от 1270 мПа·с до 50000 мПа·с.

### **Теоретическая и практическая значимость**

1. На участке турнейских отложений Южно-Татарского свода разработан и протестирован метод, позволяющий более точно определять геологические параметры нефтяной залежи. В основе метода лежит анализ направления распространения трещин, выявленных с помощью трассерных исследований. Применение этого метода позволяет прогнозировать коэффициент извлечения нефти (КИН) на 14 % выше, чем при использовании стандартных подходов настройки (адаптации) модели.

2. Предложенные степенные зависимости для определения радиуса распространения теплового фронта в нефтеносном пласте от продолжительности закачки горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 180 °С в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону позволят оптимизировать закачку теплоносителей, определить место расположения и сроки ввода добывающих скважин на залежи нефти шешминских отложений.

3. Полученная степенная зависимость продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от вязкости нефти в начальных пластовых условиях в диапазоне от 1270 мПа·с до 50000 мПа·с позволит совершенствовать технологию внутрискважинного горения и определить место расположения и сроки ввода добывающих скважин на залежи нефти шешминских отложений.

4. Основные положения диссертационной работы опубликованы в учебном пособии, монографии и используются в учебном процессе при подготовке специалистов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело».

### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались на основе анализа данных научно-технических источников по изучению залежей высоковязкой нефти, а также с использованием расчетов с использованием гидродинамического моделирования. Также проводились термогидродинамические расчёты при адаптации параметров модели по фактическим данным реальных промысловых работ.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Предложенный метод уточнения геологических параметров залежи, основанный на анализе направлений распространения трещин, выявленных при трассерных исследованиях на участке турнейских отложений Южно-Татарского свода, который обеспечивает прогнозирование более точной выработки углеводородов из пласта.

2. Установленные степенные зависимости для определения радиуса распространения теплового фронта в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений от продолжительности закачки горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 180 °С в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону, при соотношении толщин 2:1, способствуют уточнению распространения фронта нагрева нефтеносного пласта, времени и места ввода добывающих скважин в эксплуатацию на залежи.

3. Выявленная степенная зависимость продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины для условий шешминских отложений от вязкости нефти в начальных пластовых условиях в диапазоне от 1270 мПа·с до 50000 мПа·с, обеспечивает возможность определения пространственного расположения и сроков ввода добывающих скважин на залежи.

### **Степень достоверности результатов**

Достоверность результатов диссертационной работы обеспечивается использованием сертифицированных лицензионных программ, в которых реализованы фундаментальные законы механики сплошной среды и известные уравнения теории фильтрации многофазных систем, корректная математическая формулировка решаемых задач, не противоречащая общим гидродинамическим и физико-химическим представлениям. Полученные в диссертационной работе

гидродинамические модели были адаптированы по двум третям истории разработки месторождения, а затем была проверена сходимость прогнозных показателей с оставшейся третьей истории, которая подтвердила хорошее соответствие.

### **Апробация работы**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на внутривузовских, республиканских, всероссийских и международных форумах, семинарах, выставках и конференциях: на Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения» (г. Краснодар, 2017 г.); Научные труды «Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института» (г. Альметьевск, 2017, 2018, 2019, 2020 г); на Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2017, 2018, 2020 г), на Международной научно-практической конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений» (г. Казань, 2018 г.), на Международной научно-практической конференции, посвящённой 90-летию начала добычи первой башкирской нефти (г. Уфа, 2022 г.).

### **Публикации и личный вклад автора**

По теме диссертационной работы опубликовано 20 научных работ, в том числе 8 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, 1 монография.

Автор принимала непосредственное участие в определении исследовательских вопросов и создании методической базы для их изучения. В рамках решения поставленных задач автор выполнила серию расчетов с использованием цифровой фильтрационной и аналитической модели. Детальная обработка и анализ данных позволили автору сделать обоснованные выводы.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 152 наименования. Материал диссертации изложен на 115 страницах, включает 8 таблиц и 46 рисунков.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность руководителю доктору технических наук, доценту Низаеву Р. Х. за методическую помощь при постановке и выполнении работы и доктору технических наук, профессору Насыбуллину А. В. за всестороннюю поддержку в работе. Автор благодарит младшего научного сотрудника лаборатории геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений

института «ТатНИПИнефть» Александрова Г. В. за помощь в проведении экспериментов.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы работы, её цель, основные задачи и методы исследования, сформулированы научная новизна, теоретическая и практическая значимость, отражены основные положения и степень достоверности результатов, и апробация работы.

**В первой главе** выполнен обзор научно-технической литературы, посвященный анализу современных технологий исследования процессов разработки залежей высоковязкой нефти, в частности с применением трассерных методов исследования, являющихся эффективным способом выявления направления трещин в пласте, играющих важную роль при фильтрации высоковязкой нефти в пласте. Проведен анализ применения результатов трассерных исследований для уточнения геологических параметров нефтяных пластов с использованием гидродинамического моделирования. Рассмотрено состояние изученности применения тепловых методов воздействия при разработке залежей высоковязкой нефти.

**Во второй главе** осуществлено уточнения геологических параметров залежи на основе результатов трассерных исследований опытного участка турнейских отложений Южно-Татарского свода, в частности направления распространения трещин в пласте, для выявления основных каналов фильтрации высоковязкой нефти в пласте. Для этого сначала рассмотрена общая характеристика геологического строения и построена гидродинамическая модель опытного участка объекта исследования. Далее проведен анализ результатов трассерных исследований, проводимых на опытном участке турнейских отложений Южно-Татарского свода. Согласно проведённым индикаторным исследованиям, было выявлено определенное направление каналов (с северо-запада на юго-восток) низкого фильтрационного сопротивления (НФС). Проницаемостные характеристики каналов фильтрации определялись по времени прихода индикатора в наблюдательные добывающие скважины. Производительность каналов фильтрации определялась по концентрации порций индикатора, поступившего в наблюдательные добывающие скважины. Выявленные высокопроницаемые каналы фильтрации далее были учтены при создании гидродинамической модели опытного участка турнейских отложений Южно-Татарского свода. Гидродинамические расчеты полученной фильтрационной модели с закачкой трассера проводилась в двух вариантах. В первом варианте параметры модели рассчитывались без учета результатов индикаторных исследований. Во втором варианте - с учетом результатов индикаторных исследований. При адаптации по истории разработки временной интервал задавался по месяцам. При воспроизведении истории разработки были использованы имеющиеся



промысловые данные: координаты пластопересечений, интервалы перфорации, режим работы скважин (рисунок 1).

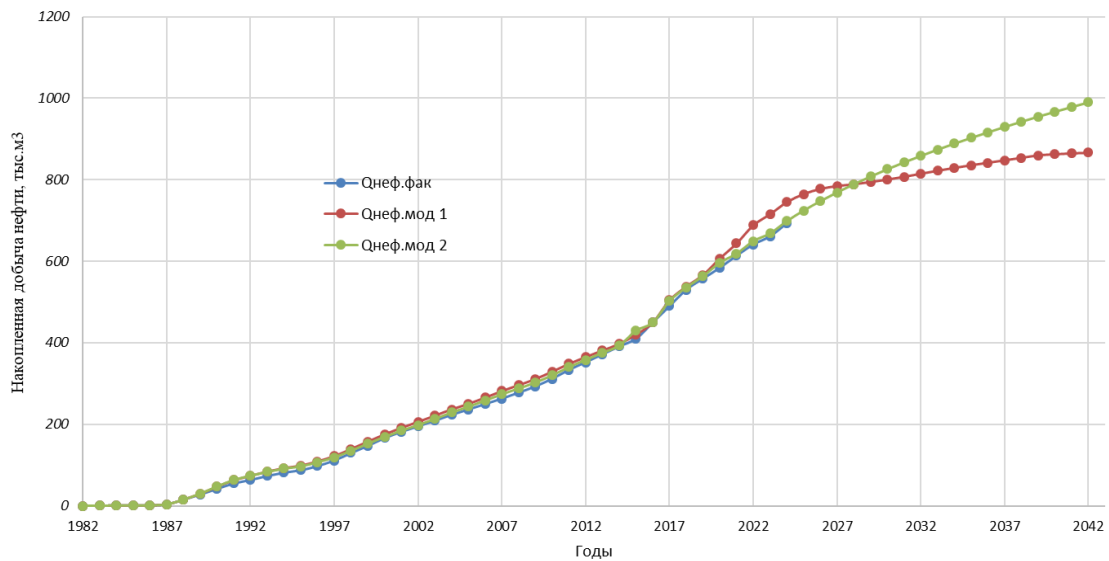
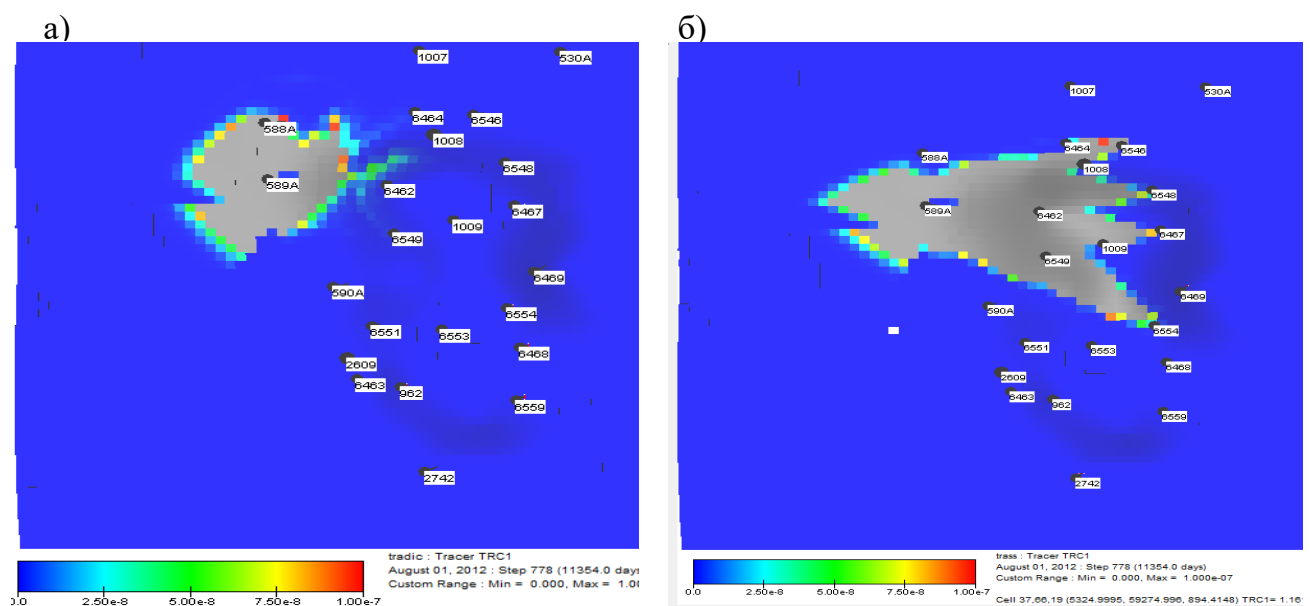


Рисунок 1 - Оценка качества моделей по 1 и 2 варианту при адаптации по истории разработки и на прогнозный период

Адаптация полученных гидродинамических моделей по 1 и 2 вариантам по двум третям истории разработки и расчет прогнозных показателей с оставшейся трети истории показали хорошую сходимость результатов моделирования с реальными промысловыми данными объекта эксплуатации.

При расчете модели по 2 варианту для осуществления связи между нагнетательной скважины с наблюдательным добывающим скважинам было применено направленное ориентирование трещин, что позволило приблизить расчетные параметры модели к фактическим данным (рисунок 2).



Для оценки связи наблюдательных добывающих скважин с нагнетательной скважиной был проведен анализ суммарных значений фактического накопленного и накопленного отбора флуоресцеина по моделям 1 и 2 варианта (рисунок 3).

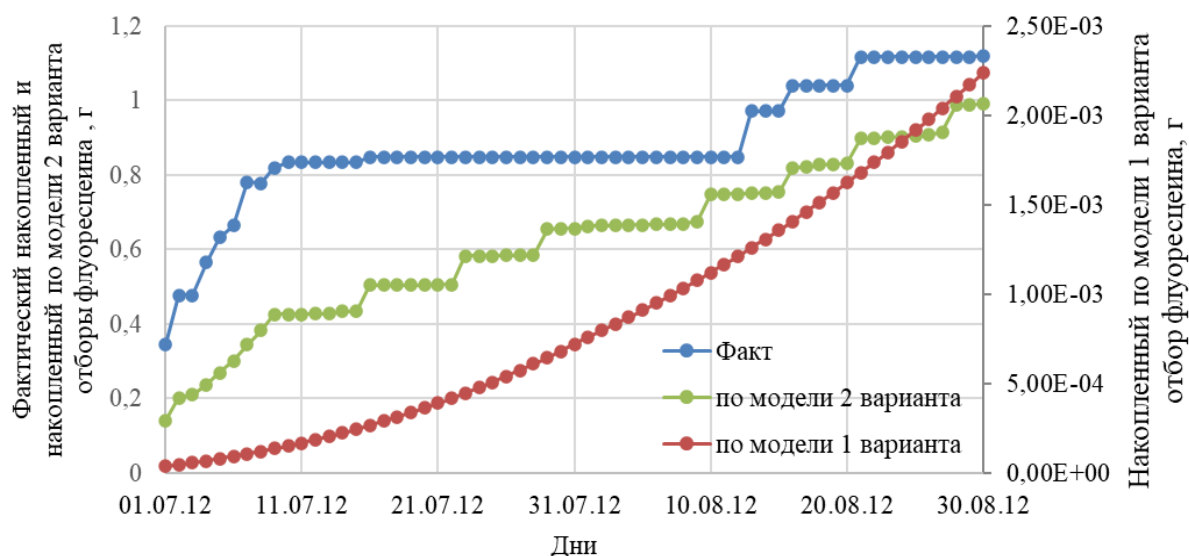


Рисунок 3 – Сравнение фактического и модельного накопленного отбора индикатора по наблюдательным добывающим скважинам

Анализ суммарных значений фактического и модельного накопленного отбора индикатора по всем наблюдательным-добывающим показал, что в реальном пласте существует несколько каналов фильтрации, а в модели по 1 варианту связь нагнетательной с наблюдательным добывающим скважинам осуществляется только по одному каналу. Следовательно, применение направленного ориентирования трещин в модели по 2 варианту позволило осуществить связь нагнетательной скважины с наблюдательным добывающим скважинам по нескольким каналам фильтрации, что приблизило значения суммарных отборов флуоресцеина к фактическим данным.

Сравнение результатов технологических показателей разработки полученных на фильтрационных моделях по 1 и 2 варианту на прогнозный период, показали увеличение значения накопленной добычи нефти на модели по 2 варианту в 1,14 раза по сравнению с значением накопленной добычи нефти на модели, построенной по 1 варианту. Для оценки выработки запасов нефти на фильтрационных моделях, построенных по 1 и 2 варианту, были построены карты распределения плотности подвижных запасов нефти на начало прогноза и на конец расчетной разработки (рисунок 4). Сравнение результатов численных экспериментов по распределению плотности подвижных запасов нефти на конец расчетной разработки прогноза с использованием геологической модели, полученной в результате адаптации параметров гидродинамической модели с учетом результатов индикаторных исследований, показывает наиболее полную выработку углеводородов в пласте.

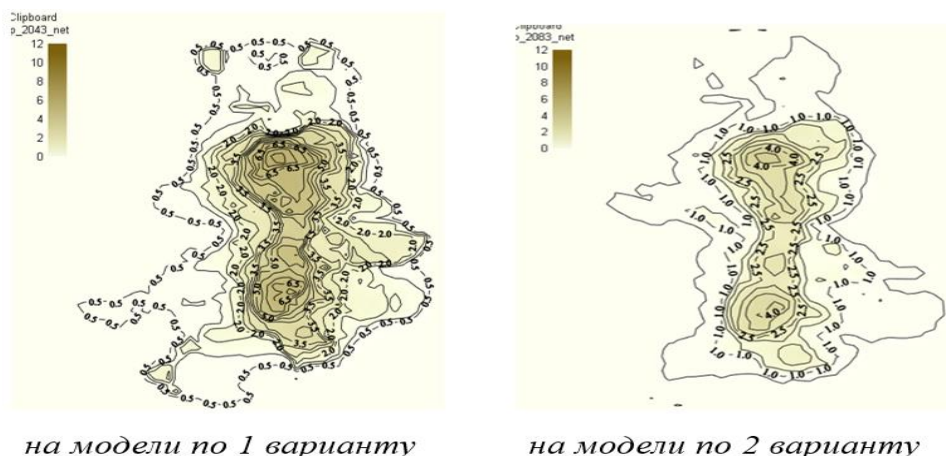


Рисунок 4 - Распределение плотности подвижных запасов нефти на конечную дату прогнозного периода на моделях по 1 и 2 варианту

Таким образом, применение метода уточнения геологических параметров залежи, основанного на определении направления распространения трещин в пласте по результатам трассерных исследований, проведенных на участке турнейских отложений Южно-Татарского свода, позволит не только уточнить геологические параметры этого участка, но и осуществить наиболее полную выработку углеводородов из пласта в будущем с учетом выявленных каналов фильтрации.

**В третьей главе** проведено исследование влияния продолжительности закачки теплоносителей в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону (НКВЗ) на радиус распространения теплового фронта в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений. Для этого был рассмотрен процесс закачки теплоносителя вертикальную нагнетательную скважину, вскрывающую на нефтяной пласт толщиной  $h=30$  м и нижележащую контактную водоносную зону (НКВЗ) толщиной  $h_b=15$  м, с использованием моделирования (рисунок 5).



Рисунок 5 - Схема нефтеносной залежи, состоящей из нефтеносной зоны и нижележащей контактной водоносной зоны (НКВЗ)

Моделирование процесса прогрева пласта при закачке теплоносителя в нефтеносный пласт и НКВЗ проведено на основе схемы Ловерье – Малофеева. Эта модель учитывает конвективный перенос тепла в пласте и теплопроводность окружающих их пород в вертикальном направлении. Температура пласта в вертикальном направлении в каждый момент времени считается постоянной, принятой равной  $8^{\circ}\text{C}$ . При закачке теплоносителя в нефтеносный пласт он прогревается посредством конвекции (вынужденной). При использовании нагнетания теплоносителя в подстилающий продуктивный пласт водоносный пропласток, продуктивный пласт прогревается за счет теплопроводной составляющей, а водоносный пропласток - в основном за счет конвективного переноса тепла

Расчёты распределения температуры в пласте были проведены на период разработки сроком до 3-х лет после начала закачки теплоносителя, при этом фиксировались изменения температуры не только вдоль в нефтеносной части пласта, но и по вертикали вверх от отметки водонефтяного контакта. При закачке горячей воды температурой  $80^{\circ}\text{C}$  и пара температурой  $180^{\circ}\text{C}$  в нижележащую контактную водоносную зону (НКВЗ) распределение температуры в нефтеносной части пласта рассматривалось на отметке водонефтяного контакта (ВНК), а также на расстояниях по вертикали от отметки ВНК, равных 5, 10, 15, 20, 25 м. В качестве границы фронта прогрева при закачке в пласт горячей воды принята температурная отметка, равная  $50^{\circ}\text{C}$ , при закачке пара —  $80^{\circ}\text{C}$ .

Динамика распределения температуры в нефтеносной части пласта при закачке горячей воды температурой  $80^{\circ}\text{C}$  и пара температурой  $180^{\circ}\text{C}$  в нефтеносную область показана на графиках, приведённых на рисунке 6.

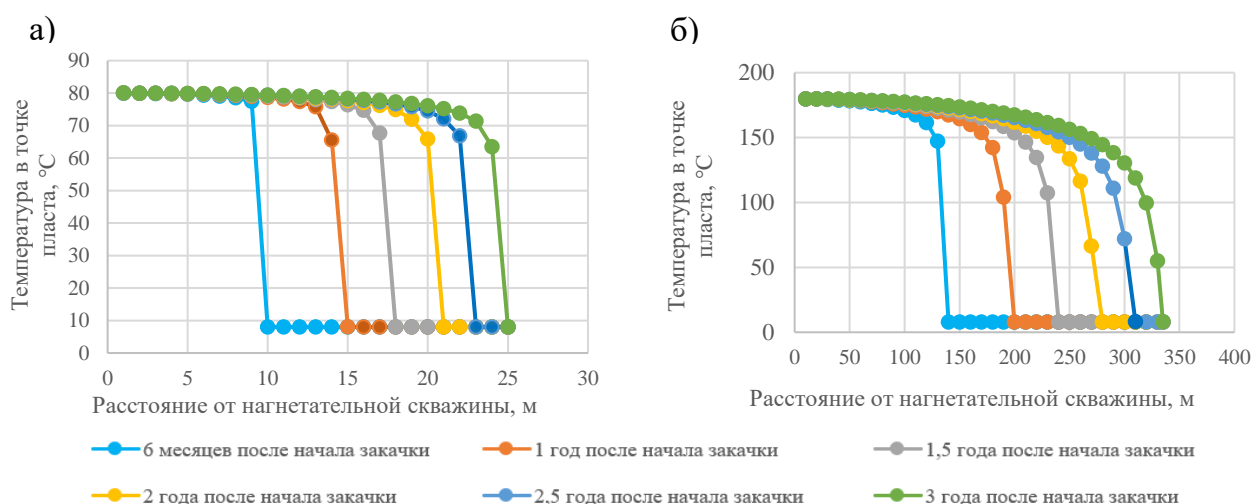
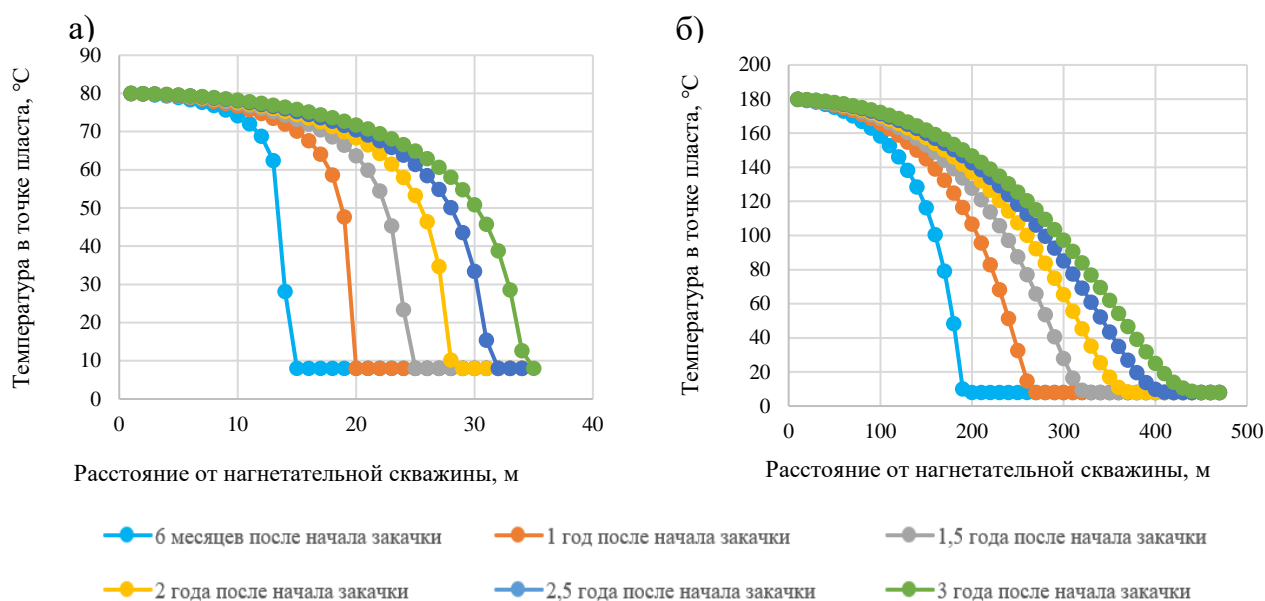
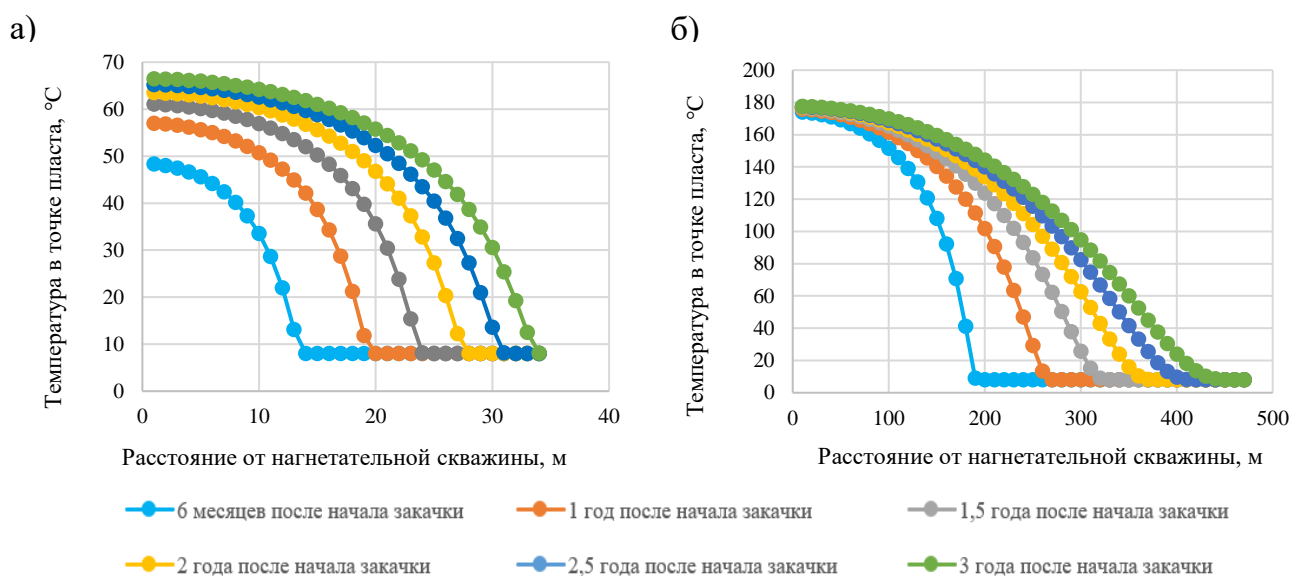


Рисунок 6 - Динамика распределения температуры в нефтеносной части пласта при закачке горячей воды (а) и пара (б) в нефтеносную область

Динамика распределения температуры в нефтеносной части пласта на отметке ВНК при закачке горячей воды температурой  $80^{\circ}\text{C}$  и пара температурой  $180^{\circ}\text{C}$  в НКВЗ показана на графиках, приведённых на рисунке 7.



Динамика распределение температуры в нефтеносной части пласта на расстояниях по вертикали от отметки водонефтяного контакта (ВНК), равных 5, 10, 15, 20, 25 м при закачке горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 180 °С в НКВЗ показана на графиках, приведённых на рисунках 8 - 12.



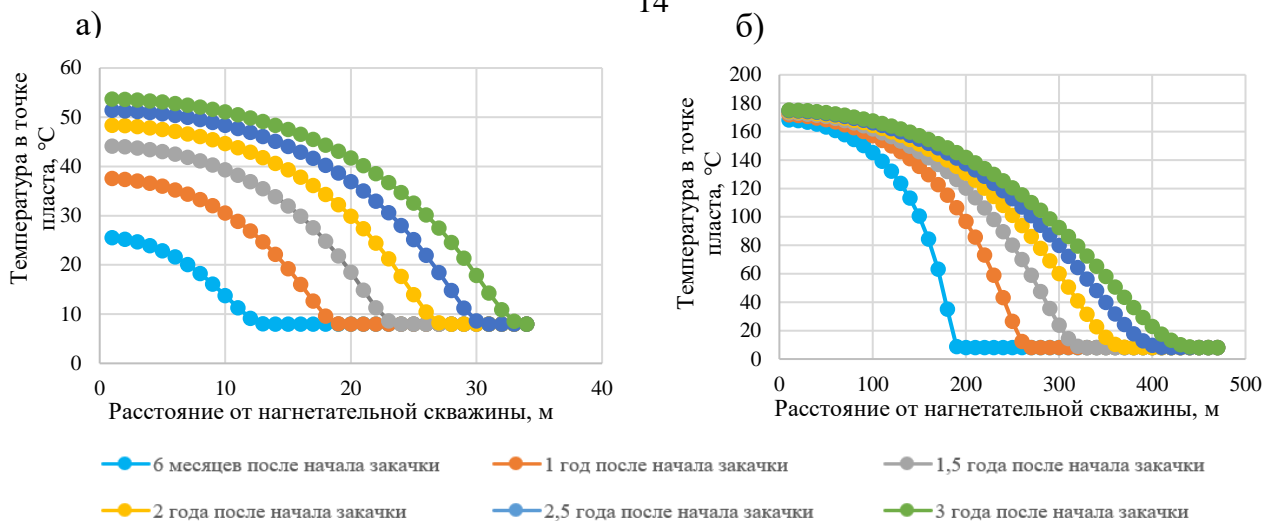


Рисунок 9 – Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 10 м при закачке горячей воды (а) и пара (б) в НКВЗ

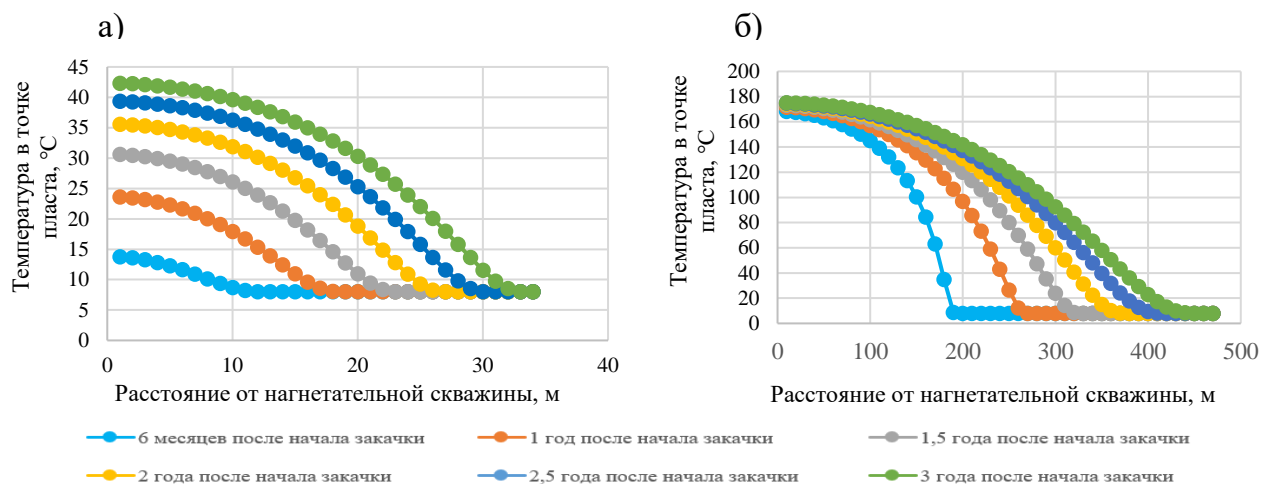


Рисунок 10 – Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 15 м при закачке горячей воды (а) и пара (б) в НКВЗ

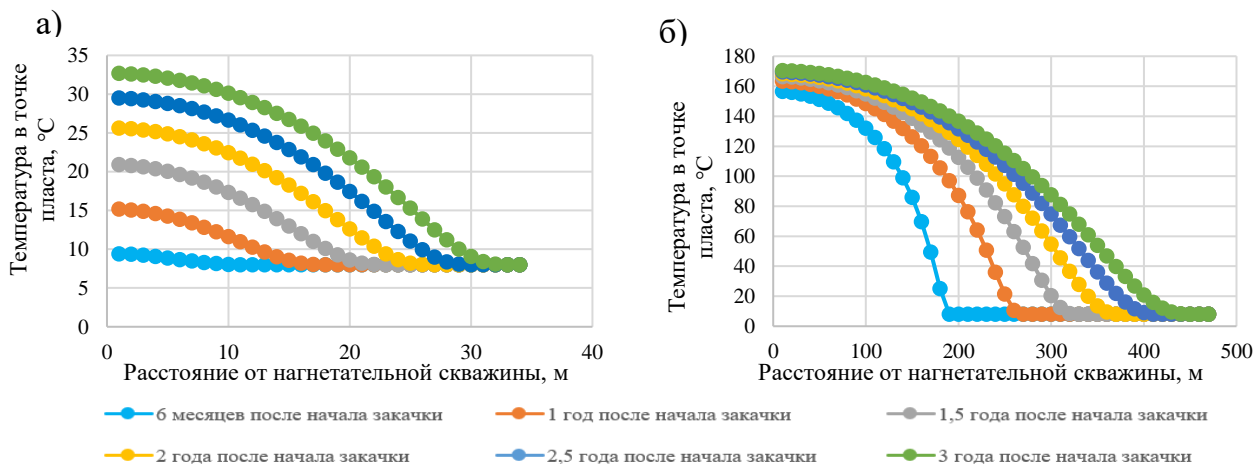


Рисунок 11 – Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 20 м при закачке горячей воды (а) и пара (б) в НКВЗ



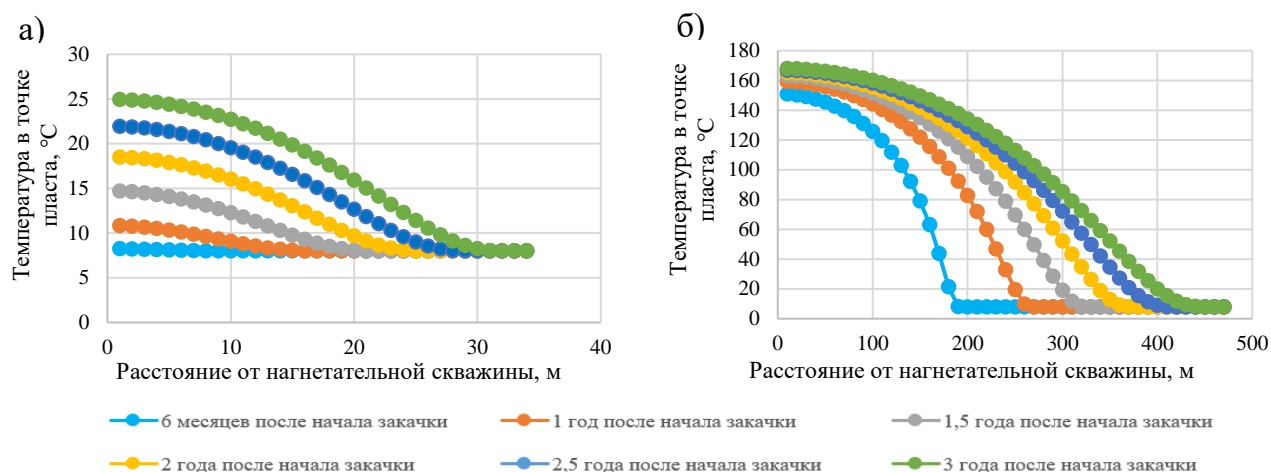


Рисунок 12 – Динамика изменения температуры в нефтеносном пласте на расстоянии по вертикали от отметки ВНК, равном 25 м при закачке горячей воды (а) и пара (б) в НКВЗ

Анализ динамики распределения температуры в нефтеносной части пласта при закачке пара в нижележащий водоносный горизонт показал, что на расстояниях вверх по вертикали от отметки ВНК, равных 5, 10, 15, 20, 25 м значительного снижения температуры в пласте по мере увеличения расстояния от отметки ВНК не наблюдается, в отличие от закачки горячей воды.

Для наглядного рассмотрения динамики распределения температуры в нефтеносной части пласта при закачке горячей воды и пара в нефтеносную часть залежи и нижележащий водоносный горизонт была построена гидродинамическая модель, которая показала аналогичное распространение теплового фронта в нефтеносном пласте (рисунок 13).

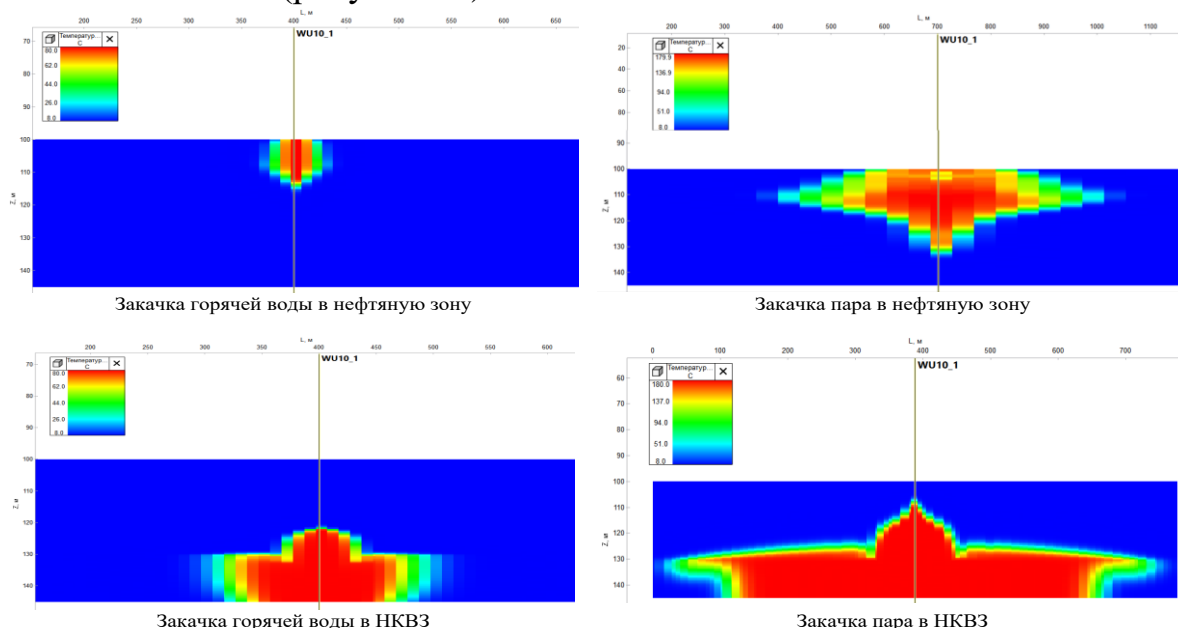


Рисунок 13 – Распространение теплового фронта в нефтеносном пласте при закачке горячей воды и пара нефтеносную часть залежи и нижележащую водоносную зону

Построенная гидродинамическая модель позволила качественно оценить скорость и форму продвижения теплового фронта в различных зонах пласта, а также выявить потенциальные зоны перетоков тепла в вышележащие и нижележащие породы. Данные результаты позволили более точно определить распространение фронта нагрева нефтеносного пласта, времени и места ввода добывающих скважин в эксплуатацию на залежи.

На основании проведённых расчётов распределения температуры в пласте при закачке теплоносителей были получены аналитические зависимости для определения величины радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений, при закачке горячей воды температурой 80 °С и пара температурой 180 °С в нефтеносную часть залежи (рисунок 14) и нижележащую контактную водоносную зону (рисунок 15).

На основе анализа аналитических зависимостей, представленных на рисунке 14, были получены степенные зависимости для определения величины радиуса распространения теплового фронта в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений от продолжительности закачки горячей воды температурой 80 °С (1) и пара температурой 180 °С (2) в нефтеносную часть залежи.

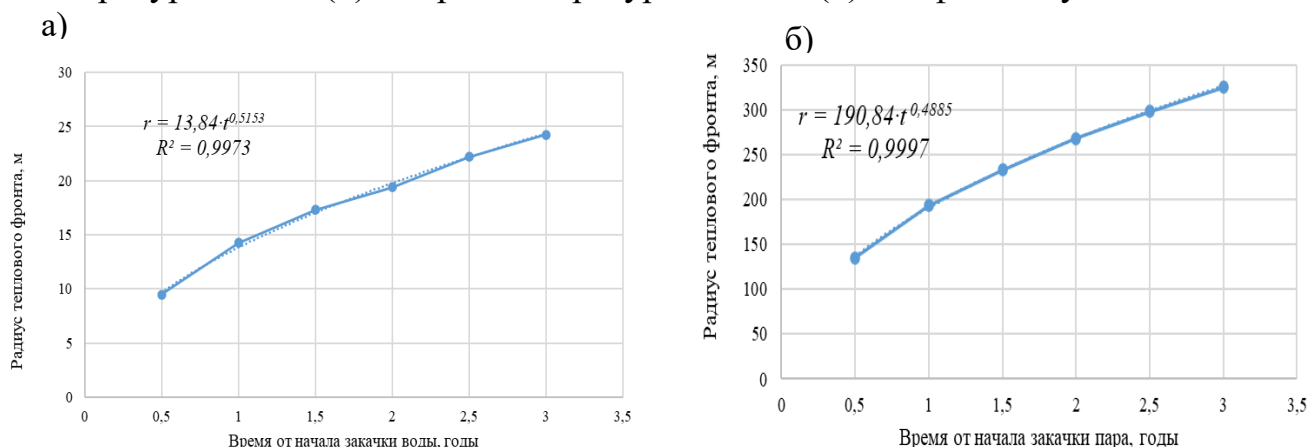


Рисунок 14 – Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке горячей воды (а) и пара (б) в нефтеносную часть залежи

При закачке горячей воды в нефтеносную часть залежи

$$r = 13,84 \cdot t^{0,5153} \quad (1)$$

При закачке пара в нефтеносную часть залежи

$$r = 190,84 \cdot t^{0,4885} \quad (2)$$

где

$r$  - радиус распространения теплового фронта в нефтеносном пласте, м;

$t$  - продолжительность закачки горячей воды и пара в нефтеносную часть залежи, годы.



На основе анализа аналитических зависимостей, представленных на рисунке 15, были получены степенные зависимости для определения величины радиуса распространения теплового фронта в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений при закачке горячей воды температурой 80 °С (3) и пара температурой 180 °С (4) в нижележащую контактную водоносную зону от продолжительности закачки теплоносителей и от расстояния по вертикали от отметки ВНК.

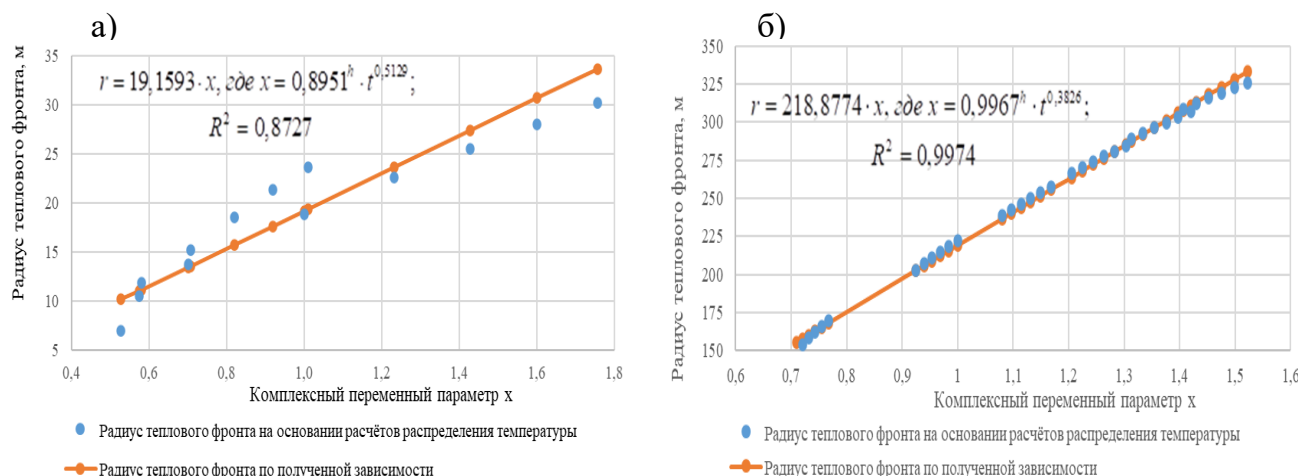


Рисунок 15 – Значения радиуса теплового фронта, образованного в нефтеносном пласте при закачке горячей воды(а) и пара (б) в нижележащую контактную водоносную зону

При закачке горячей воды в нижележащую контактную водоносную зону

$$r = 19,1593 \cdot (0,8951^h \cdot t^{0,5129}) \quad (3)$$

При закачке пара в нижележащую контактную водоносную зону

$$r = 218,8774 \cdot (0,9967^h \cdot t^{0,3826}) \quad (4)$$

где

$r$  - радиус распространения теплового фронта в нефтеносном пласте, м;

$t$  - продолжительность закачки горячей воды и пара в нижележащую контактную водоносную зону, годы;

$h$  - расстояние от точки фиксирования изменения температуры по вертикали от отметки ВНК, м.

Аналитические зависимости, полученные в результате расчетов, могут быть применены для уточнения расположения скважин при закачке теплоносителей в нефтеносную часть пласта и нижележащую водоносную зону, принимая во внимание ее толщину.

Анализ полученных аналитических и степенных зависимостей радиуса распространения теплового фронта в нефтеносной части залежи для условий

шешминских отложений при закачке теплоносителей в нефтеносную часть залежи и нижележащую контактную водоносную зону во времени показал:

1. При соотношении толщин нефтеносной части залежи к нижележащей контактной водоносной зоне 2:1, при закачке горячей воды температурой 80 °С в нижележащую контактную водоносную зону отношение радиуса, образующегося в нефтеносной части залежи теплового фронта больше радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды непосредственно в нефтеносный пласт, в 1,24 раза.

2. При использовании в качестве нагнетаемого теплоносителя пара температурой 180 °С величина радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара непосредственно в нефтеносную часть залежи, практически совпадает с величиной радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара в нижележащую контактную водоносную зону, при соотношении толщин 2:1.

3. Отношение величины радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара температурой 180 °С, к величине радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой горячей воды температурой 80 °С, при соотношении толщин нефтеносной части залежи к нижележащей контактной водоносной зоне 2:1, в зависимости от зоны закачки теплоносителя изменяется от 10,8 до 13,4 раза.

**В четвертой главе** выполнено исследование влияния значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях на продолжительность установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины при внутрипластовом горении на примере шешминских отложений. Для этого были проведены гидротермические расчеты технологических показателей внутрипластового горения с использованием композиционной термохимической модели, учитывающей компонентный состав нефти и химические реакции, инициируемые закачкой воздуха, с учетом предельных значений относительных фазовых проницаемостей и учетом передачи и потерь тепла. Фильтрационная модель представляла собой пласт, залегающий на глубине 80 м (абсолютная отметка — -40 м), при средней пористости пласта — 0,23, проницаемости — 1023,772 мД, начальной нефтенасыщенности пласта — 0,8 (без содержания свободной воды), начальном пластовом давлении 0,45 МПа и забойном давлении 0,63 МПа, при начальной пластовой температуре 8 °С при различных значениях вязкости нефти в начальных пластовых условиях, равных 1270, 3450, 10000, 15000, 25000 и 50000 мПа·с. При построении фильтрационной модели входной файл были заложены компонентный состав системы пластовых флюидов и уравнения химических реакций (процессов), протекающих в залежи при закачке воздуха. Пластовая нефть в модели представлялась как двухкомпонентная смесь, состоящая из высоковязкой нефти и облагороженной нефти.

На основании проведённых расчётов распределения температуры в пласте после закачки воздуха в залежь была построена аналитическая зависимость и

получена функциональная зависимость для определения времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях (рисунок 16).

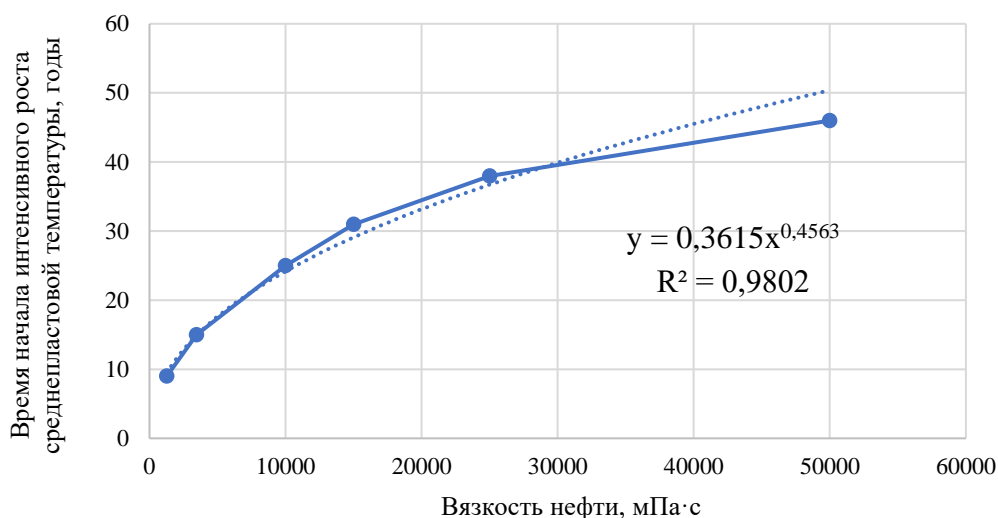


Рисунок 16 — Зависимость времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях

На основе анализа зависимости значений промежутков времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях была получена функциональная зависимость, описываемая степенной функцией, которую можно записать в виде уравнения (5):

$$\Delta T = 0,3615 \cdot \mu_{н.о}^{0,4563} \quad (5)$$

где

$\Delta T$  - промежуток времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины, годы;

$\mu_{н.о}$  - значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях, мПа·с.

В силу того, что показатель степени  $y$  полученной функции (5) меньше единицы, то увеличением значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях интенсивность увеличения времени установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины уменьшается.

Результаты проведенных расчётов показывают, что при закачке воздуха в залежи нефти при любых значениях вязкости нефти в начальных пластовых условиях с течением определённого времени после начала закачки воздуха начинается рост фронта горения в окрестности нагнетательной скважины. С увеличением значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях время от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности

нагнетательной скважины увеличивается. Увеличение времени от начала закачки воздуха до момента установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины с увеличением вязкости нефти в начальных пластовых условиях при закачке воздуха в залежи нефти с вязкостью от 1270 мПа·с до 50000 мПа·с связано с тем, что увеличение значений вязкости пластовой нефти обусловлено более высоким содержанием в составе пластовой нефти высокомолекулярных соединений высоковязкой нефти, и, соответственно, более высокими энергетическими затратами и низкой энергетической отдачей от протекания реакций высоковязкой нефти относительно этих же характеристик для реакций, в которые вступает облагороженная нефть. Полученная степенная зависимость продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от вязкости нефти в начальных пластовых условиях в диапазоне позволит определить место расположения и сроки ввода добывающих скважин на залежи нефти шешминских отложений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из анализа результатов проведённых исследований вытекают следующие выводы:

1. Применение метода уточнения геологических параметров залежи, основанного на определении направления распространения трещин в пласте по результатам трассерных исследований на участке турнейских отложений Южно-Татарского свода, позволит повысить качество модели, помочь наилучшим образом описать процесс заводнения залежи и повысить достоверность прогнозных расчетов. Применение этого метода обеспечивает прогнозирование увеличения продолжительности периода эксплуатации залежи на 25 лет с приростом КИН на 14% выше, чем при использовании стандартных подходов адаптации модели.

2. На основании функциональных зависимостей, полученных в ходе проведения исследования распределения температурного поля в нефтеносном пласте для условий шешминских отложений при закачке теплоносителя в залежь высоковязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной, при соотношении толщин 2:1, было выявлено, что радиус, образующегося в нефтеносной части залежи, теплового фронта при закачке горячей воды температурой 80 °С в нижележащую контактную водоносную зону в 1,24 раза больше радиуса, вызванного её закачкой непосредственно в нефтеносный пласт, а отношение величины радиуса фронта прогрева, вызванного закачкой пара температурой 180 °С, к величине радиуса фронта прогрева, при закачке горячей воды с температурой 80 °С, в зависимости от зоны закачки теплоносителя изменяется от 10,8 до 13,4 раза.

3. На основе результатов термогидродинамических расчетов на модели для условий шешминских отложений с различными значениями вязкостями нефти

$\mu_{н.о}$  в начальных пластовых условиях в диапазоне от 1270 мПа·с до 50000 мПа·с была получена степенная зависимость продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины от значения вязкости нефти в начальных пластовых условиях, которая указывает на необходимость применения дополнительных методов для ускорения начала процесса горения при разработке залежей высоковязкой нефти.

4. Перспективы дальнейшей разработки темы состоят:

- в исследовании распределения температурного поля в нефтеносном пласте для карбонатных отложений при закачке теплоносителя в залежь высоковязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной;

- в разработке рекомендаций для уменьшения продолжительности периода установления фронта горения в окрестности нагнетательной скважины при внутрипластовом горении.

### **Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих работах:**

#### **а) монография**

1. Хисамов, Р. С. Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти при тепловом воздействии / Р. С. Хисамов, Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова, Р. Х. Исмагилов – Казань: Ихлас, 2020. – 160 с.

#### **б) учебное пособие**

2. Низаев, Р. Х. Совершенствование технологий разработки месторождений высоковязкой нефти при тепловом воздействии: Учебное пособие по дисциплине «Программные комплексы в нефтегазовом деле» для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 44 с.

#### **в) статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК:**

3. Низаев, Р. Х. Разработка Подвесьюского месторождения методом направленной закачки воздуха в нефтяные пласты на основе численного моделирования / Р. Х. Низаев, Е. Ф. Захарова, Г. В. Александров, Д. К. Шайхутдинов, Р. И. Хафизов, А. А. Сюрин, Ю. Л. Егорова // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 9-12. – EDN WLBGPJ.

4. Егорова, Ю. Л. Применение трассерных методов исследования для определения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах с использованием геологического и гидродинамического моделирования исследования / Ю. Л. Егорова., Р. Х. Низаев. – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии

естественных наук», Секция нефти и газа – 2019. – № 1(13). – С. 12–19. - <https://doi.org/10.25689/NP.2018.1.12-19>.

5. Егорова, Ю. Л. Использование геологического и гидродинамического моделирования для изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах на основе трассерных методов исследования / Ю. Л. Егорова., Р. Х. Низаев., А. Ф. Иванов, И. Г. Фаттахов. – Текст: электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2019. – № 1(17). – С. 116–125. - <https://doi.org/10.25689/NP.2019.1.116-125>.

6. Низаев, Р. Х. Исследование характера протекания процессов фильтрации в залежах высоковязкой и сверхвязкой нефти при закачке воздуха с помощью гидродинамического моделирования / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова – Текст: электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2020. – № 1(21). – С. 109–124. – <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.109-124>.

7. Низаев, Р. Х. Вычислительные эксперименты по определению параметров пласта для условий возникновения устойчивого фронта внутрипластового горения с началом закачки воздуха в залежь / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова, А. А. Столяров – Текст : электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2021. – № 4 (28). Часть 2. – С. 366–374. – <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.366-374>.

8. Александров, Г. В. Определение критериев возникновения фронта внутрипластового горения при закачке воздуха в нефтеносную залежь / Г. В. Александров, Р. Х. Низаев, Ю. Л. Егорова, А. А. Гизатуллина – Текст : электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2021. – № 4(28), Часть 2. – С. 375–392. - <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.375-392>.

9. Александров, Г. В. Применение аналитических методов для исследования распределения температурного поля в пласте при внесении тепла закачкой теплоносителя в залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти с нижележащей контактной водоносной зоной / Г. В. Александров, Р. Х. Низаев, Ю. Л. Егорова, М. А. Шавалиев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2022. – № 3(31), – С. 149–162. - <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.149-162>.

10. Егорова, Ю. Л. Аналитические зависимости для определения распределения температурного поля, образующегося при закачке горячей воды и пара в пласт с нижележащей контактной водоносной зоной/ Ю. Л. Егорова, Г. В. Александров, Р. Х. Низаев – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения / Общественная организация «Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук», Секция нефти и газа – 2022. – № 4(32), – С. 140–155. - <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.140-155>

**г) публикации в других научно-технических изданиях**

11. Егорова, Ю. Л. Определение степени влияния нагнетательных скважин индикаторным методом / Ю. Л. Егорова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2017. – Т. 16. – С. 42-45. – EDN ZCPAQV.

12. Егорова, Ю. Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов / Ю. Л. Егорова // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 76-78. – EDN XUVXID.

13. Егорова, Ю. Л. Выявление закономерностей пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах / Ю. Л. Егорова, Р. Х. Низаев // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2018. – Т. 17. – С. 49-52. – EDN YWPMSE.

14. Егорова, Ю. Л. Применение трассерных методов исследования для выявления закономерностей пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах с использованием геологического и гидродинамического моделирования /Ю. Л. Егорова, Низаев, Р. Х., А. В. Давыдов, Н. С. Гатиятуллин// Международная научно-практическая конференция «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений», г. Казань, 3-4 сентября 2018 г.

15. Егорова, Ю. Л. Уточнение геологического строения залежи по результатам индикаторных исследований с использованием геолого-технологического моделирования / Ю. Л. Егорова, Р. Х. Низаев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 25–28 октября 2017 года / Альметьевский государственный нефтяной институт. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 68-72. – EDN YXEUNA.

16. Егорова, Ю. Л. Использование трассерных методов исследования для изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах / Ю. Л. Егорова, Р. Х. Низаев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Материалы Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 14–17 ноября 2018 года. – Альметьевск:

Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 40-43. – EDN MDXQKV.

17. Егорова, Ю. Л. Изучения фильтрационных свойств карбонатных коллекторов на основе индикаторных исследований / Ю. Л. Егорова, Р. Х. Низаев // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2019. – Т. 18. – С. 24-27. – EDN VNEOSY.

18. Егорова, Ю. Л. Изучения методов воздействия на коллекторы башкирских отложений на основе гидродинамического моделирования/ Ю. Л. Егорова, Р. Х. Низаев, Г. В. Александров//Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2020. – Т. 19. – С. 26-29. – EDN CZJMDB.

19. Низаев, Р. Х. Принципы построения плотности подвижных запасов нефти при различных значениях остаточной нефтенасыщенности объекта / Р. Х. Низаев, Ю. Л. Егорова // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 122-129. – EDN ZNGJEW.

20. Низаев, Р. Х. Критерии самовоспламенения залежи нефти с началом закачки воздуха в пласт с использованием результатов вычислительных экспериментов и промысловых данных / Р. Х. Низаев, Г. В. Александров, Ю. Л. Егорова// Сборник трудов Международной научно-практической конференции, посвящённой 90-летию начала добычи первой башкирской нефти, г. Уфа, 13–14 октября 2022 г.,/ редкол.: Ф. Ш. Вильданов и др.; под общ. ред. Ф. Ш. Вильданова и др. – Уфа : УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2022. – С. 327–332.