

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи



ВЫДЫШ ИВАН ВЛАДИМИРОВИЧ

**ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕРМОГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ**

Специальность: 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:
доктор физико-
математических наук,
профессор Фёдоров К.М.

Тюмень – 2026

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. РАЗВИТИЕ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ В СКВАЖИНАХ И ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ	13
1.1. Механизмы переноса тепла в различных физико-математических моделях	13
1.2. Уравнение притока тепла	23
1.3. Выводы по главе 1	27
ГЛАВА 2. ЭВОЛЮЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ И КРУГОВОМ ПЛАСТЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТИ С ТЕМПЕРАТУРОЙ ОТЛИЧНОЙ ОТ ПЛАСТОВОЙ	29
2.1. Температурное поле в нагнетательной скважине	29
2.2. Определение коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими породами для нагнетательной скважины	36
2.3. Температурное поле в круговом слоисто-неоднородном пласте	39
2.4. Определение коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими породами для кругового слоисто-неоднородного пласта	55
2.5. Выводы по главе 2	68
ГЛАВА 3. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ТЕРМОГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫЙ ПЛАСТ	70
3.1. Технологии перераспределения фильтрационных потоков в пласте	70
3.2. Физико-математическая модель тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте при наличии химической реакции	74
3.3. Аналитическое решение системы уравнений тепломассопереноса	83
3.4. Алгоритм расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка	92

3.5. Выводы по главе 3	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	102

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Особенностью развития нефтяной промышленности Российской Федерации является широкое применение технологий заводнения нефтяных пластов с самых ранних этапов разработки месторождений. Поддержание пластового давления при помощи заводнения влечёт за собой проблему, связанную с ранним прорывом воды в добывающие скважины. Из-за наличия слоистой неоднородности пласта наиболее проницаемые пропластки быстро обводняются, в результате чего значительно повышается обводнённость добываемой продукции.

Для борьбы с данной проблемой применяют технологии выравнивания профиля приёмистости или потокоотклоняющие технологии, основанные на закачке осадко-гелеобразующих композиций в нагнетательную скважину, которые под действием пластовых условий формируют в призабойной или межскважинной зоне пласта барьеры со сниженной проницаемостью. Последующая закачка воды сопровождается перераспределением потоков воды из высоко в низкопроницаемые слои и области пласта.

Главной особенностью указанных технологий является наличие двух принципиальных компонентов, которые при взаимодействии друг с другом образуют высоковязкий гель или твёрдый, нерастворимый водой, осадок. Для прогноза применения данных технологий применяют различные физико-математические модели. Массоперенос описывается уравнением неразрывности подвижного компонента с источниками, определяющими кинетику реакций, уравнением неразрывности для выпадающего неподвижного геля или осадка, а также уравнением импульса в виде закона Дарси, который учитывает изменение скорости фильтрации в пористой среде при образовании геля или осадка.

В настоящее время активно внедряются термогелеобразующие композиции, главным фактором для которых является определённая пластовая температура. При определённой температуре активируется химическая

реакция поликонденсации с образованием низкопроницаемого геля. Причём скорость химической реакции тем выше, чем выше пластовая температура. В этом случае, к вышеперечисленным уравнениям необходимо добавить уравнение притока тепла и решать задачу тепломассопереноса. Поэтому прогноз результатов применения таких технологий основан на решении комплексных задач теплофизики и гидродинамики, что является новым элементом в инструментарии инженеров нефтяников, применяемом для предварительного прогноза и проектирования разработки.

Степень разработанности темы исследования

Моделированию эволюции теплового поля в нагнетательной скважине и пласте, а также тепловым методам увеличения нефтеотдачи посвящены работы многих российских и зарубежных авторов. Среди них А.А. Аббасов, Н.А. Авдонин, М.Г. Алишаев, М.Я. Антимиров, О.В. Ахметова, М.А. Багиров, А.А. Боксерман, А.А. Буйкис, А.Я. Гильманов, К.К. Дубровой, А.А. Кислицын, Ю.А. Котенёв, Л.Б. Лизем, Х.А. Ловерье, Г.Е. Малофеев, А.Ю. Намиот, Н.Н. Непримеров, М.А. Пудовкин, М.Д. Розенберг, Л.И. Рубинштейн, Е.В. Теслюк, К.М. Фёдоров, А.И. Филиппов, И.Л. Хабибуллин, Р.С. Хисамов, И.А. Чарный, Э.Б. Чекалюк, И.Ф. Чупров, Р.Ф. Шарафутдинов, А.П. Шевелёв, А.Б. Шейнман, и многие другие.

Большинство разработанных физико-математических моделей распространения теплового поля в нагнетательной скважине и пласте решаются только численными методами и только в определённых частных случаях ввиду необходимости большой расчётной мощности. Это связано с тем, что при построении моделей авторы учитывают все возможные факторы, влияющие на формирование теплового поля. К основным факторам относятся конвекция или перенос тепла движущимся флюидом, теплопроводность (кондукция) или молекулярный перенос теплоты, потери тепла в выше- или нижележащие слои через кровлю и подошву пласта.

В настоящее время для анализа теплового поля в пластах используются модели неизотермической фильтрации, заложенные в дорогостоящие

коммерческие симуляторы, которые позволяют рассчитывать его детальную эволюцию в геологически сложных залежах. Для проведения расчётов с помощью этих симуляторов, рассчитанных на применение мощных компьютерных станций, требуется много времени. При этом для многих задач достаточно лишь грубых прогнозов структуры теплового поля и оценок вероятности тех или иных тепловых процессов в пласте.

Примером таких задач является оценка структуры теплового поля для определения места гелирования термогелеобразующих композиций в пласте или подбор термогелеобразующих составов с различными температурными интервалами гелирования для наиболее эффективного выравнивания профиля вытеснения нефти водой из слоисто-неоднородного пласта и повышения охвата пласта заводнением.

В данной работе представлена физико-математическая модель процесса закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт при наличии химической реакции гелеобразования, зависящей от температуры. Модель разработана на основе решений двух теплофизических задач об эволюции тепловых полей в нагнетательной скважине и пласте при закачке жидкости с температурой отличной от пластовой в квазидвумерном приближении и гидродинамической задачи о закачке жидкости в слоисто-неоднородный пласт.

Цель работы

Создание теплофизических основ эффективного применения термогелеобразующих композиций для снижения обводнённости продукции и повышения охвата нефтяного пласта заводнением.

Задачи исследования

1. Решить прямую задачу о тепловом поле в вертикальной нагнетательной скважине при движении в ней жидкости с температурой отличной от температуры окружающих пород. На основе решения обратной задачи определить коэффициент теплопередачи между жидкостью в нагнетательной скважине и окружающими породами.

2. Проанализировать основные механизмы формирования теплового поля при закачке жидкости в нефтяной пласт с температурой отличной от пластовой в упрощённой квазидвумерной постановке. Разработать алгоритм решения обратной задачи по определению коэффициента теплопередачи пласта с окружающими породами.
3. Провести критериальный анализ скоростей распространения теплового и гидродинамического полей как в латеральном, так и в вертикальном направлениях.
4. Разработать упрощённую неізотермическую модель фильтрации на случай закачки в слоисто-неоднородный пласт термогелеобразующей композиции с учётом химической реакции гелеобразования, зависящей от температуры. Исследовать основные теплофизические особенности формирования низкопроницаемого гелевого барьера и его влияние на перераспределение потоков в слоисто-неоднородном пласте.
5. На основе разработанной модели неізотермической фильтрации изучить влияние образования низкопроницаемого гелевого барьера на коэффициент охвата пласта заводнением.

Объектом исследования являются тепловые поля в скважине и пласте, окружённые горными породами.

Предметом исследования являются особенности и закономерности формирования термогидродинамических полей в нагнетательной скважине и слоисто-неоднородном пласте при наличии химической реакции гелеобразования, зависящей от температуры.

Научная новизна

1. Проанализированы различные подходы к описанию теплопередачи между жидкостью, движущейся в нагнетательной скважине, и окружающими породами. Показано, что коэффициент теплопередачи определяет основные параметры распределения температуры в нагнетательной скважине.

2. Проведена верификация аналитического решения задачи об эволюции теплового поля в приближении Ловерье с расчётами в программном комплексе тНавигатор. На основе сопоставления численного решения термогидродинамической задачи и аналитического решения установлена степенная зависимость коэффициента теплопередачи от времени.
3. Сформулированы и сопоставлены по величине безразмерные критерии, отражающие характерные составляющие гидродинамических и тепловых потоков в латеральном и вертикальном направлениях.
4. Разработана физико-математическая модель тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте при закачке термогелеобразующей композиции с учётом химической реакции гелеобразования. Установлено, что стационарное распределение объёмного содержания выпавшего геля чувствительно в первую очередь к величине энергии активации химической реакции.
5. Разработан алгоритм интеграции аналитических решений задач о тепломассопереносе оторочки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородном пласте. На основе расчётов установлено, что локализация и структура формируемых низкопроницаемых гелевых барьеров снижает обводнённость продукции на некотором интервале процесса и влияет на коэффициент извлечения нефти через повышение коэффициента охвата пласта заводнением.

Практическая значимость работы

1. Результаты исследования могут быть основой программных комплексов для прогнозирования процессов применения термогелеобразующих композиций с целью совершенствования процессов заводнения нефтяных пластов.
2. Полученные в результате исследования аналитические решения теплофизических и гидродинамических задач создают возможность

решения оптимизационных задач повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Достоверность работы подтверждается соответствием физико-математической модели исследуемых процессов основным положениям теплофизики, термодинамики и теории фильтрации в пористых средах, обоснованным применением выдвинутых допущений, качественным соответствием полученных результатов имеющимся физическим представлениям о характере изучаемых процессов.

Методология и методы исследований

Методологической основой диссертационного исследования являются научные работы по физико-математическому моделированию процесса тепломассопереноса в нагнетательной скважине и пласте, в том числе работы А.А. Боксермана, Ю.В. Желтова, К.Х. Коатса, Ю.А. Котенёва, Х.А. Ловерье, Г.Е. Малофеева, Р.И. Нигматулина, Л.И. Рубинштейна, К.М. Фёдорова, Э.Б. Чекалюка, А.Б. Шабарова и других. Численные методы исследования, использованные в работе, взяты из книги А.А. Самарского.

Для моделирования процесса тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте используется система уравнений механики многофазных систем, включающая законы сохранения массы для фаз, однотемпературное уравнение притока тепла в пористой среде и уравнение импульса в виде закона Дарси. Тепловое взаимодействие потоков теплоносителя с окружающими породами описывается по закону Ньютона-Рихмана. Гомогенная химическая реакция гелеобразования описывается в рамках закона Гульдберга-Вааге. Объединение тепловой и гидродинамической задач происходит посредством температурной зависимости константы скорости химической реакции от температуры по закону Аррениуса.

Для аналитического решения дифференциальных уравнений используются методы разделения переменных и характеристик с предварительным обезразмериванием переменных и выделением комплексов

подобия, определяющих закономерности процессов. В работе выведен алгоритм упрощённого однотемпературного квазидвумерного описания процесса распространения температурного поля в слоисто-неоднородном пласте. Обратные задачи решаются с помощью метода простой итерации, метода наименьших квадратов и гидродинамического симулятора tНавигатор. Дополнительное фильтрационное сопротивление породы рассчитывается при помощи метода трапеций.

Положения, выносимые на защиту:

1. Численно-аналитический алгоритм для определения коэффициента теплопередачи по данным единичного замера температуры в нагнетательной скважине и известной геотерме.
2. Решение прямой задачи об эволюции температурного поля в пласте при закачке жидкости с температурой отличной от пластовой в упрощённой квазидвумерной постановке. Алгоритм решения обратной задачи по определению зависимости коэффициента теплопередачи от времени.
3. Безразмерные критерии, характеризующие неоднородность теплового и гидродинамического потоков в слоисто-неоднородном пласте, анализ которых показывает возможность формулировки неизотермической модели фильтрации, в которой тепловое поле выравнивается по вертикали мгновенно, а гидродинамические потоки рассчитываются с учётом различной скорости фильтрации в пропластках.
4. Физико-математическая модель тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте при закачке термогелеобразующей композиции с учётом химической реакции гелеобразования, зависящей от температуры.
5. Зависимость локализации низкопроницаемых барьеров от структуры теплового поля при закачке термогелеобразующей композиции и их влияние на коэффициент охвата слоисто-неоднородного пласта заводнением.

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения и списка литературы. Общий объём диссертации – 115 страниц, имеется 30 рисунков.

Личный вклад автора состоит в установлении безразмерного критерия, описывающего степень неоднородности теплового и гидродинамического полей; решении прямых задач об эволюции тепловых полей и обратных задач об определении коэффициентов теплопередачи между жидкостью и окружающими породами в нагнетательной скважине и слоисто-неоднородном пласте; разработке физико-математической модели процесса закачки термогелеобразующего состава в слоисто-неоднородный пласт с учётом реакции гелеобразования, зависящей от температуры; проведении расчётов с использованием разработанной модели; анализе результатов исследования.

Апробация

Результаты диссертационной работы и её основные положения докладывались и обсуждались на следующих конференциях: Всероссийской конференции «XI Школа-семинар молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса 2030» в 2024 году, Международной научно-практической конференции Д.И. Менделеева в 2024 и 2025 годах, Международной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации» в 2025 году, II Всероссийской научно-практической конференции «Всероссийские студенческие Ломоносовские чтения – 2025» в 2025 году, VIII Всероссийской молодёжной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа» в 2025 году.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 7 печатных работах, в том числе 2 работы в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, и 2 в изданиях, входящих в международные базы данных.

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю, доктору физико-математических наук, профессору, профессору кафедры моделирования физических процессов и систем Константину Михайловичу Фёдорову, идеи которого легли в основу диссертации, своей супруге Дарье и дочке Марии за поддержку и понимание в ходе работы над диссертационным исследованием.

ГЛАВА 1. РАЗВИТИЕ ПОДХОДОВ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ В СКВАЖИНАХ И ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ

1.1. Механизмы переноса тепла в различных физико-математических моделях

При заводнении нефтяных пластов, в общем случае, температура закачиваемой воды отличается от пластовой. При этом происходит изменение температурного поля вблизи нагнетательных скважин, что может сопровождаться изменением вязкости флюидов, фазовыми превращениями пластовых флюидов, например, выпадением парафинов или выделением растворённого газа. В некоторых случаях большие перепады температур могут вызвать растрескивание матрицы пласта [1]. Поэтому прогноз теплового поля в пласте при закачке флюида с температурой, отличной от пластовой, является важной и актуальной задачей.

Во второй половине 20 века было разработано большое количество технологий теплового воздействия на пласты, связанные с прогревом призабойной зоны нагнетательной скважины, площадной закачкой теплоносителя, использованием тепловых оторочек, сухого и влажного горения, а также различные сочетания тепловых и химических методов нефтеизвлечения, которые активно применяют и в настоящее время [2-10].

Наиболее распространённым среди тепловых методов является закачка горячей воды или пара. Суть данного метода заключается в закачке теплового агента в нагнетательную скважину и добычу нефти через соседнюю добывающую скважину. Такая технология позволяет получить не только традиционное вытеснение нефти закачиваемым в пласт более подвижным агентом, но и тепловое воздействие (нагрев), способствующее снижению вязкости нефти.

Внутрипластовое горение заключается в поджоге нефти с помощью специального устройства на забое нагнетательной скважины с последующей закачкой воздуха, который необходим для протекания и поддержания реакции

горения [11]. Основным достоинством этого способа выступает значительный рост подвижности и дебита нефти, снижение остаточной нефтенасыщенности, а также возможность применять данный метод на высоковязкие нефти. Тем не менее, ключевым минусом является частичное сгорание нефти во время процесса горения. Дополнительные недостатки включают высокую стоимость проведения работ, необходимость использования сложной техники, жёсткие требования к мониторингу перемещения зоны горения, поскольку её выход за пределы ствола скважины может спровоцировать повреждение насосного оборудования для добычи жидкости [12].

Широко применяются технологии повышения нефтеотдачи, такие как пароциклическая обработка призабойной зоны скважины [13-14] и парогравитационный дренаж [15-16], основанные на использовании накопленного скелетом пористой среды тепла, что способствует их технологической эффективности.

Метод пароциклической обработки призабойной зоны скважины предполагает чередование закачки пара и добычи нефти на одной скважине. Применение этой технологии допустимо как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах. Процесс условно делится на три стадии: на первой стадии – осуществляется закачка пара с целью прогрева призабойной области пласта, уменьшения вязкости нефти и повышения её подвижности [17]. Тепловой фронт движется по пласту, постепенно замедляясь из-за потерь тепла через кровлю и подошву пласта. Следующим этапом скважину перекрывают для паротепловой конденсации, которая происходит из-за отвода тепла в выше- и нижележащие слои пласта. Поскольку плотность образующейся жидкости превышает плотность пара, а её объём – меньше объёма пара, давление внутри пласта снижается. Это создаёт градиент, способствующий притоку нефти из непрогретой зоны в прогретую часть пласта, где она нагревается и становится менее вязкой [18]. На завершающем этапе нефть добывается той же скважиной до тех пор, пока дебит не снизится до минимально допустимого уровня. Снижение продуктивности связано с

охлаждением призабойной зоны, при котором тепло, ранее накопленное в пласте, расходуется на нагрев нефти. Данный цикл повторяется несколько раз.

Циклическая паровая обработка используется на начальных стадиях разработки месторождения, обеспечивая накопление данных о продуктивности скважин, что представляет собой её ключевое преимущество. Одним из главных недостатков данного метода является остановка скважины на время закачки пара, что отражается в потере добычи нефти. Также стоит отметить, что пароциклическую обработку возможно применять только на ранней стадии разработки, после чего обводнённость продукции оказывается слишком высокой и эффективность от данного метода падает.

Наиболее эффективным способом добычи высоковязкой нефти считается технология парогравитационного дренирования. Её реализация предполагает бурение двух горизонтальных скважин, расположенных на расстоянии 5–10 метров друг от друга. Верхняя скважина используется для подачи пара – она выступает нагнетательной, тогда как нижняя служит для отбора нефти – добывающая скважина [19]. Перед началом закачки пара проводится подготовка: осуществляется циркуляция пара по нагнетательной скважине с целью разогрева призабойной зоны между скважинами, что позволяет создать фильтрационный канал с подвижной нефтью и обеспечить тепловую связь между скважинами [20]. Нагрев нефтяного пласта начинается после достижения необходимой температуры в добывающей скважине, позволяющей извлекать разогретую нефть. На основной стадии пар подается через верхнюю скважину, тогда как нижняя переключается на отбор продукции [21]. При этом формируется зона нагрева – паровая камера, где пар, обладая меньшей плотностью, движется вверх, а разогретая нефть и образовавшаяся при конденсации вода, вследствие гравитационного разделения, опускаются вниз к добывающему стволу [22].

Преимущество парогравитационного дренажа – это максимальная отработка всего объёма пласта и короткое время образования теплового канала между нагнетательной и добывающей скважинами по сравнению с

аналогичными методами вытеснения нефти паром. К минусам этого способа можно отнести высокую стоимость бурения горизонтальных стволов скважин и вероятность прорыва пара [23].

Неустойчивость фронтов вытеснения, где подвижность пластовых флюидов больше подвижности вытесняющего флюида, приводит к раннему прорыву вытесняющего флюида в добывающие скважины, значительному росту обводнённости и появлению промытого канала, по которому движется основной объём вытесняющего флюида. Это влияет на охват пласта заводнением, вопросы повышения которого, в последнее время, активно изучаются.

Одним из направлений таких исследований является применение реагентов, осаждение или гелирование которых приводит к перераспределению потоков в слоисто-неоднородном пласте [24-25]. Сложилось мнение, что наиболее эффективное перераспределение потоков в пласте происходит при гелировании или осаждении реагентов в межскважинном пространстве [26]. Для этого применяются так называемые термогелеобразующие композиции, реакция гелирования которых происходит в определённом температурном диапазоне [27-29]. Фактором, инициирующим химическую реакцию гелеобразования, является тепловая энергия пласта. Практика применения в призабойной зоне пласта гелирующих систем показывает достаточно перспективные результаты [30-31].

Прогноз структуры теплового поля в пласте в вышеописанных процессах определяет эффективность прогрева пластовой нефти и всего процесса в целом [32]. Значительная часть работ, выполненных в области температурного режима нефтяных пластов, связана главным образом с тепловыми методами воздействия на пласты. Целый ряд работ по изучению температурного поля в пластах с неизотермической фильтрацией выполнен А.Б. Шейнманом и К.К. Дубровым [33], А.А. Аббасовым [34], Н.А. Авдониным и Л.И. Рубинштейном [35], О.В. Ахметовой [36], М.А. Багировым [37], Г.Е. Малофеевым [38], М.Я. Антимировым [39],

Н.Н. Непримеровым, М.А. Пудовкиным и А.И. Марковым [40], А.А. Боксерманом [3], Х.А. Ловерье [41], Марксом и Лангенхеймом [42], Рэми [43], Е.В. Теслюком, М.Д. Розенбергом [44], И.А. Чарным [45], Э.Б. Чекалюком [46], И.Ф. Чупровым [47], И.Л. Хабибуллиным [48] и другими.

Формирование температурного поля в пласте определяется следующими основными факторами: конвекцией или переносом тепла движущимся флюидом – Q ; теплопроводностью (кондукцией) или молекулярным переносом теплоты – λ ; тепловыми потерями тепла в выше- или нижележащие слои через кровлю и подошву пласта – λ_l . На рисунке 1.1 представлено схематичное изображение температурного профиля при нагнетании горячей несжимаемой жидкости для трёх различных случаев: а – «теплоизолированный пласт» без учёта теплопроводности пласта; б – «теплоизолированный пласт» с учётом теплопроводности пласта; в – «нетеплоизолированный пласт» с учётом теплопроводности пласта и потерь тепла в кровлю и подошву, где T – температура, r – радиальная координата, T_r – начальная температура пласта, T_l – температура закачиваемой жидкости.

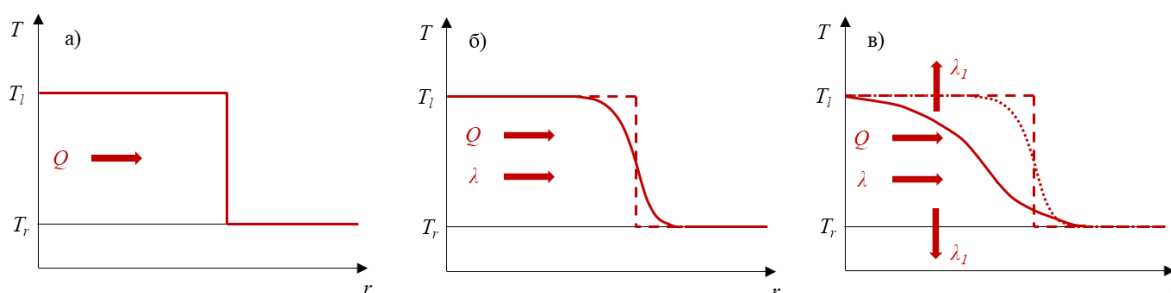


Рисунок 1.1 – Схематичное изображение температурного профиля при нагнетании горячей несжимаемой жидкости

Расчётная схема Э.Б. Чекалюка [46] учитывает конвективный перенос тепла в пласте, теплопроводность окружающих пород в вертикальном направлении и не учитывает теплопроводности самого пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, а также теплопроводность пород в

горизонтальном направлении. Согласно этой схеме, вначале решается задача о нагревании пласта без учёта теплообмена с окружающими породами. При выводе расчётной формулы для определения потерь тепла в окружающие породы используется известное выражение для удельного теплового потока с поверхности полуограниченного тела при условии, когда температура нагретой части пласта неизменна и равна температуре горячей жидкости на забое скважины, а температура окружающих пород – начальной температуре пласта.

Расчётная схема Х.А. Ловерье, как и схема Э.Б. Чекалюка, учитывает только конвективный перенос тепла в пласте и теплопроводность окружающих пород в вертикальном направлении [41]. Отличается эта схема строгой математической формулировкой задачи при указанных выше допущениях. Расчётная формула в этом случае выводится в результате решения системы из двух дифференциальных уравнений, характеризующих процесс нагревания пласта и окружающих пород, при соответствующих начальных и граничных условиях, учитывающих, в частности, равенство температур пласта и окружающих пород в плоскости их контакта. Позже Г.Е. Малофеев показал возможность применения решения Х.А. Ловерье для плоскорадиального течения в пласте [49].

Расчётная схема Л.И. Рубинштейна учитывает, как конвективный перенос тепла, так и теплопроводность в пласте [50]. Для учёта потерь тепла в исходное дифференциальное уравнение вводится коэффициент теплопередачи пласта с окружающими породами. Значение этого коэффициента определяется исходя из условия стационарного распределения температуры в пласте. Полученный коэффициент теплопередачи прямо пропорционален коэффициенту теплопроводности пласта и обратно пропорционален мощности пласта. В своей монографии Л.И. Рубинштейн [50] выделяет 5 основных схем для физико-математического моделирования температурного поля в пласте: точная схема [51-52]; схема сосредоточенной ёмкости [51, 53]; неполная точная схема [54-55]; неполная схема

сосредоточенной ёмкости [56]; схема Х.А. Ловерье [41, 49]. Вышеперечисленные схемы учитывают конвективный перенос, но по-разному учитывают перенос тепла за счёт теплопроводности пласта и тепловые потери в его кровлю и подошву.

В своей работе И.Ф. Чупров исследует температурное поле пласта с помощью преобразования Вебера [47]. Получено две формулы для случая теплоизолированного пласта и пласта с тепловыми потерями в окружающие породы. Также показано, что данные решения хорошо совпадают с решением Х.А. Ловерье особенно при больших значениях времени закачки.

В диссертационной работе О.В. Ахметовой [36] рассмотрено решение задачи о температурном поле в слоисто-неоднородной пористой среде с учётом теплообмена с окружающими породами при отборе флюида из пласта. Для её решения использовался асимптотический метод «покоэффициентного пространственного осреднения». Сопоставление опытной и теоретической кривой изменения забойной температуры со временем показало хорошую точность расчёта.

И.Л. Хабибуллин с соавторами построили аналитическое решение задачи о восстановлении температурного поля нефтяного пласта вокруг нагнетательной скважины после остановки закачки жидкости. Данное решение позволяет определить зависимость температуры на забое скважины от времени, а также проницаемость пласта и скин-зоны. Сопоставительный анализ этой зависимости с экспериментальной зависимостью температуры на забое скважины и данными традиционных гидродинамических исследований пласта позволяет расширить возможности определения гидродинамических характеристик пласта [48].

С развитием компьютерных технологий началось бурное развитие численных методов решений задач. К сожалению, со временем стало уделяться больше внимания численным методам и меньше внимания аналитическим подходам. Почти все вышеперечисленные схемы решаются

только численными методами и только в определённых частных случаях ввиду необходимости большой расчётной мощности.

В настоящее время для анализа теплового поля в пластах используются модели неизотермической фильтрации, заложенные в дорогостоящие коммерческие симуляторы, которые позволяют рассчитывать его детальную эволюцию в геологически сложных залежах [29, 32, 57]. Для проведения расчётов с помощью этих симуляторов, рассчитанных на применение мощных компьютерных станций, требуется много времени. При этом для многих задач достаточно лишь грубых прогнозов структуры теплового поля и оценок вероятности тех или иных тепловых процессов в пласте.

Примером таких задач является оценка структуры теплового поля для определения места гелирования термогелеобразующих композиций в пласте или подбор термогелеобразующих составов с различными температурными интервалами гелирования для наиболее эффективного выравнивания профиля вытеснения нефти водой из неоднородного пласта и повышения коэффициента охвата пласта заводнением.

Неотъемлемым условием является проверка точности численных методов сопоставлением результатов с аналитическими решениями. Так, например, в численных методах имеют место ориентационные эффекты, которые связаны с тем, что поворот расчётной сетки на несколько градусов может привести к появлению большой численной ошибки до 20-30 % [58]. В тепловых методах данные эффекты играют ещё большую роль из-за того, что тепло распространяется во всех направлениях, и неправильно построенная сетка может давать существенные ошибки при численных расчётах.

Поэтому аналитическое направление сейчас не оправдано заброшено. Автор данной работы получает аналитические решения задач о распространении температурного поля в нагнетательной скважине и слоисто-неоднородном пласте, которые могли бы выступать в качестве инструмента для тестирования численных моделей.

Для оценки влияния теплового воздействия на пласт чаще всего применяют аналитическое решение по схеме Х.А. Ловерье, удобную для инженерных расчётов и не требующей огромных компьютерных мощностей для получения необходимого результата. Поэтому методика для расчёта температурного поля в пласте, построенная автором данной диссертационной работы, будет основана на схеме Х.А. Ловерье.

Выше рассматривались задачи определения температурного поля пласта при задании температуры нагнетаемой воды на забое нагнетательной скважины. Изменение же температуры по стволу скважины в вышеперечисленных работах не рассматривалось. Этому вопросу посвящены работы Э.Б. Чекалюка [59], Ю.А. Котенёва [60], Л.Б. Лизема [61], Рейми [62], Сквайра [63], Н.А. Авдони́на и А.А. Буйкиса [64], А.Ю. Намиота [65], Р.С. Хисамова [66], А.И. Филиппова [67], О.В. Ахметовой [68], М.Г. Алишаева [69] и других.

Расчётные формулы, предложенные вышеперечисленными авторами, имеют схожую структуру, но в каждом частном случае меняется зависимость коэффициента теплопередачи от тех допущений и условий, которые приняты при решении исходных уравнений.

Формула А.Ю. Намиота получена для стационарных условий теплопередачи тепла в окружающие породы по схеме стационарных состояний [65].

В уравнении Рейми коэффициент теплопередачи получен для случая, когда теплопередача в стволе скважины является установившимся процессом, а передача тепла породе – неуставившимся процессом, осуществляемым теплопроводностью в радиальном направлении [62].

В уравнении Э.Б. Чекалюка термическим сопротивлением кольцевого пространства пренебрегают. Передача тепла от ствола скважины окружающим породам принимается как неуставившийся плоскорадиальный поток при постоянном перепаде температуры [59].

В отличие от рассмотренных выше приближенных формул в работе Сквайра рекомендуется более точное решение задачи о распределении температуры вдоль ствола скважины при нагнетании в неё воды [63]. Однако, аналитическое решение предложенного уравнения очень громоздко и требует применения численных расчётов.

В работе Б.А. Романова и его соавторов показано, что для малых периодов нагнетания (5-9 суток) с целью определения температуры горячей воды следует пользоваться уравнением Сквайра, а при сравнительно больших периодах нагнетания (более 9 суток) температуру горячей воды при движении её по стволу нагнетательной скважины можно определить по любому из рассмотренных выше уравнений [70].

Р.С. Хисамов с соавторами исследовали задачу интерпретации результатов термогидродинамических исследований после ввода скважины в эксплуатацию. При помощи интегро-интерполяционного метода численно моделируется процесс неизотермической фильтрации флюида в круговом пласте к вертикальной скважине с учётом кондуктивного и конвективного переноса тепла, адиабатического расширения, эффекта Джоуля-Томсона и влияния эффекта ствола скважины [66]. Численное решение данной задачи без учёта адиабатического расширения, кондуктивного переноса и эффекта влияния ствола скважины совпадает с аналитическим решением Э.Б. Чекалюка [59].

А.И. Филиппов и О.В. Ахметова получили точное решение задачи о распределении температурного поля в скважине, в которой течёт флюид [67]. В работе [68] было получено решение этой же задачи при помощи развиваемого ими асимптотического метода, совпадающего с точным решением. Этот пример подтвердил высокую эффективность асимптотического метода.

Из вышеперечисленных работ хочется отметить работу Ю.А. Котенёва и его соавторов [60], в которой распределение температуры по стволу скважины при нагнетании в неё жидкости с постоянным расходом и

температурой определяется в предположениях, аналогичных предположениям Х.А. Ловерье. Рассматривается средняя по сечению температура. Тепло вдоль скважины распространяется исключительно посредством конвекции. В породах же, окружающих скважину, тепло распространяется посредством теплопроводности только в радиальном направлении. Начальная температура в этих породах и воды в стволе скважины изменяются по высоте линейно в соответствии с геотермическим градиентом, который считается постоянным. Решение задачи об эволюции температурного поля в нагнетательной скважине, автором данной диссертационной работы, будет проводиться на методологической основе работы Ю.А. Котенёва и его соавторов.

1.2. Уравнение притока тепла

Моделирование задач подземной гидродинамики основывается на применении трёх универсальных законов сохранения: массы, импульсов и полной энергии. В механике многофазных систем закон сохранения массы для i -ой фазы записывается в следующем виде [71]:

$$\frac{\partial \rho_i}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho_i \vec{v}_i) = \sum_{j=1}^N J_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.1)$$

где ρ_i – плотность, t – время, v_i – скорость, J_{ji} – интенсивность массообмена между j -ой и i -ой фазами ($i \neq j$), N – количество фаз в системе. Первое слагаемое в левой части уравнения описывает изменение массы фазы с течением времени, второе – конвективный приток массы, правая часть – межфазный массообмен и фазовые переходы.

Закон сохранения импульсов для i -ой фазы записывается в следующем виде:

$$\rho_i \frac{d_i \vec{v}_i}{dt} = \nabla_k \vec{\sigma}_{ik} + \rho_i \vec{f}_i + \sum_{j=1}^N \vec{P}_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.2)$$

где d_i/dt – материальная производная, связанная с движением i -й фазы, k – координатный индекс, по которому ведётся немое суммирование,

σ_i и f_i – удельная поверхностная и массовая силы, P_{ji} – интенсивность обмена импульсами между j -й и i -ой составляющими ($i \neq j$). Левая часть уравнения (1.2) характеризует скорость изменения импульса, первое и второе слагаемое в правой части описывают изменение импульса в результате действия на неё внешних массовых и поверхностных сил, третье слагаемое – интенсивность обмена импульсом между фазами.

Материальная (субстанциональная) производная, связанная с движением i -й фазы, определяется в следующем виде:

$$\frac{d_i}{dt} \equiv \frac{\partial}{\partial t} + \vec{v}_i \cdot \vec{\nabla} \equiv \frac{\partial}{\partial t} + v_{ik} \nabla_k, \quad (1.3)$$

Закон сохранения полной энергии для i -ой фазы записывается в следующем виде:

$$\rho_i \frac{d_i E_i}{dt} = \nabla_k (\vec{\sigma}_{ik} \cdot \vec{v}_i) + \rho_i \vec{f}_i \cdot \vec{v}_i - \nabla_k q_{ik} + \rho_i W_i + \sum_{j=1}^N E_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.4)$$

где E_i – удельная энергия, q_i – приток тепла, W_i – работа сил немеханической природы, E_{ji} – интенсивность обмена энергией между j -ой и i -ой фазами ($i \neq j$). Первое слагаемое в левой части уравнения (1.4) описывает изменение энергии в единицу времени, первое и второе слагаемые в правой части – характеризует изменение энергии в результате работы внешних поверхностных и массовых сил, третье – приток тепла через поверхность, четвёртое – изменение энергии в результате работы сил немеханической природы, последнее слагаемое характеризует интенсивность обмена энергией между фазами.

В теплофизических задачах вместо закона сохранения полной энергии (1.4) обычно используют уравнение притока тепла [59, 71-72]. Для того, чтобы получить уравнение притока тепла необходимо из закона сохранения полной энергии (1.4) вычесть уравнение кинетической энергии (теорема живых сил), которое определяется скалярным произведением закона сохранения импульсов (1.2) и вектора скорости для i -ой фазы:

$$\rho_i \frac{d_i}{dt} \left(\frac{v_i^2}{2} \right) = \vec{v}_i \cdot \nabla_k \vec{\sigma}_{ik} + \rho_i \vec{f}_i \cdot \vec{v}_i + \sum_{j=1}^N K_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.5)$$

где K_{ji} – интенсивность обмена кинетической энергией между j -ой и i -ой фазами ($i \neq j$). Уравнение кинетической энергии или живых сил (1.5) вычтем из закона сохранения полной энергии (1.4) и получим уравнение притока тепла:

$$\rho_i \frac{d_i u_i}{dt} = \vec{\sigma}_{ik} \cdot \nabla_k \vec{v}_i - \nabla_k q_{ik} + \rho_i W_i + \sum_{j=1}^N u_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1.6)$$

где u_i – удельная внутренняя энергия, u_{ji} – интенсивность изменения удельной внутренней энергии массы, претерпевающей фазовый переход из j -ой в i -ую фазу ($i \neq j$). Левая часть уравнения (1.6) соответствует изменению внутренней энергии с течением времени, первое и второе слагаемое в правой части – работе внутренних сил и притоку тепла в единице объёма в единицу времени, третье слагаемое – работа сил немеханической природы, последнее слагаемое – интенсивность обмена внутренней энергией (теплом) между фазами при фазовых переходах.

Работу внутренних сил можно представить в виде суммы работ нормальных и касательных сил, характеризующихся давлением p и касательными напряжениями τ :

$$\vec{\sigma}_{ik} \cdot \nabla_k \vec{v}_i = -p_i (\vec{\nabla} \cdot \vec{v}_i) + \vec{\tau}_{ik} \cdot \nabla_k \vec{v}_i. \quad (1.7)$$

Введём в каждой точке температуру i -ой фазы T_i , что связано с принятием гипотезы локального равновесия, но только в пределах фазы. Согласно данной гипотезе, термодинамические функции для каждой фазы те же самые, что в однофазном состоянии и связаны традиционными уравнениями равновесной термодинамики.

Учитывая гипотезу локального равновесия в пределах фазы и принимая, что фазы представляют двухпараметрические среды [72], то есть термодинамические функции каждой фазы зависят только от двух

термодинамических параметров состояния, запишем выражение, определяющее связь внутренней энергии u_i и энтальпии h_i для i -ой фазы:

$$d_i u_i = d_i \left(h_i - \frac{p_i}{\rho_i} \right) = d_i h_i - \frac{1}{\rho_i} d_i p_i + \frac{p_i}{\rho_i^2} d_i \rho_i. \quad (1.8)$$

С учётом выражений для работы внутренних сил (1.7), полного дифференциала внутренней энергии (1.8), а также закона сохранения массы (1.1), уравнение притока тепла (1.6) переписывается в виде:

$$\rho_i \frac{d_i h_i}{dt} = \frac{d_i p_i}{dt} + \vec{\tau}_{ik} \cdot \nabla_k \vec{v}_i - \nabla_k q_{ik} + \rho_i W_i + \sum_{j=1}^N h_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N). \quad (1.9)$$

где h_{ji} — интенсивность изменения удельной энтальпии массы, претерпевающей фазовый переход из j -ой в i -ую фазу ($i \neq j$).

Энтальпия является функцией температуры и давления и её полный дифференциал для i -ой фазы записывается следующим образом:

$$d_i h_i = c_{pi} (d_i T_i + \varepsilon_i d_i p_i), \quad (1.10)$$

где c_{pi} — удельная изобарная теплоёмкость, ε_i — коэффициент Джоуля-Томсона, характеризующий изменение температуры вещества в изолированной системе в зависимости от изменения давления при изоэнтальпийном процессе [59], имеет вид:

$$\varepsilon_i = \frac{1}{\rho_i c_{pi}} \left[1 + \frac{T_i}{\rho_i} \left(\frac{\partial \rho_i}{\partial T_i} \right)_p \right], \quad (1.11)$$

или, применяя определение коэффициента температурного расширения α_i [59], выражение (1.11) можно переписать в виде:

$$\varepsilon_i = \frac{1}{\rho_i c_{pi}} [1 - \alpha_i T_i]. \quad (1.12)$$

где α_i — коэффициент температурного расширения, определяемый по формуле:

$$\alpha_i = -\frac{1}{\rho_i} \left(\frac{\partial \rho_i}{\partial T_i} \right)_p. \quad (1.13)$$

Тогда уравнение притока тепла для i -ой фазы, с учётом зависимости энтальпии от температуры и давления (1.10) и понятия материальной производной (1.3), будет иметь вид:

$$\begin{aligned} \rho_i c_{pi} \frac{\partial T_i}{\partial t} + \rho_i c_{pi} \vec{v}_i \cdot \vec{\nabla} T_i - \rho_i c_{pi} \eta_i \frac{\partial p_i}{\partial t} - \rho_i c_{pi} \eta_i \vec{v}_i \cdot \vec{\nabla} p_i = \\ = \vec{\tau}_{ik} \cdot \nabla_k \vec{v}_i - \nabla_k q_{ik} + \rho_i W_i + \sum_{j=1}^N L_{ji} \quad (i = 1, 2, \dots, N), \end{aligned} \quad (1.14)$$

где L_{ji} – интенсивность выделения теплоты, в результате фазового перехода из j -ой в i -ую фазу ($i \neq j$), η_i – адиабатический коэффициент, характеризующий изменение температуры вещества в изолированной системе в зависимости от изменения давления при адиабатическом процессе [59]:

$$\eta_i = \frac{1}{\rho_i c_{pi}} - \varepsilon_i, \quad (1.15)$$

или, с учётом выражения (1.12) приводится к виду:

$$\eta_i = \frac{\alpha_i T_i}{\rho_i c_{pi}}. \quad (1.16)$$

Нужно отметить, что в уравнениях (1.1) – (1.2), (1.4) – (1.6), (1.9), (1.14) слагаемые, отвечающие за интенсивность обмена импульсом P_{ji} , полной энергией E_{ji} , кинетической энергией K_{ji} , внутренней энергией u_{ji} , энтальпией h_{ji} , а также за интенсивность выделения теплоты L_{ji} в результате совместного движения фаз, внутрифазного и межфазного взаимодействия, в общем случае, описываются сложнее [71].

1.3. Выводы по главе 1

Большинство разработанных физико-математических моделей распространения теплового поля в нагнетательной скважине и пласте решаются только численными методами и только в определённых частных случаях ввиду необходимости большой расчётной мощности. Это связано с тем, что при построении моделей авторы учитывают все возможные факторы, влияющие на формирование теплового поля. К основным факторам относятся конвекция или перенос тепла движущимся флюидом, теплопроводность

(кондукция) или молекулярный перенос теплоты, тепловые потери тепла в выше- или нижележащие слои через кровлю и подошву пласта.

Для оценки влияния теплового воздействия на пласт чаще всего применяют аналитическое решение по схеме Х.А. Ловерье, удобную для инженерных расчётов и не требующей огромных компьютерных мощностей для получения необходимого результата. Поэтому методика для расчёта температурного поля в пласте, построенная автором данной диссертационной работы, будет основана на схеме Х.А. Ловерье.

Решение задачи об эволюции температурного поля в нагнетательной скважине, автором данной диссертационной работы, будет проводиться на методологической основе работы Ю.А. Котенёва и его соавторов, в которой распределение температуры по стволу скважины при нагнетании в неё жидкости с постоянным расходом и температурой определяется в предположениях, аналогичных предположениям Х.А. Ловерье.

На основе законов сохранения массы, импульсов и полной энергии для многофазной среды получено уравнение притока тепла с учётом адиабатического и Джоуля-Томсона эффектов для флюидов, подчиняющихся уравнению состояния реальных жидкостей и газов. Данное уравнение будет применяться для решения задач об эволюции тепловых полей в нагнетательной скважине и круговом пласте при закачке жидкости с температурой отличной от пластовой.

ГЛАВА 2. ЭВОЛЮЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ И КРУГОВОМ ПЛАСТЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТИ С ТЕМПЕРАТУРОЙ ОТЛИЧНОЙ ОТ ПЛАСТОВОЙ

2.1. Температурное поле в нагнетательной скважине

Задача о прогреве или охлаждении пласта при закачке теплового агента распадается на две подзадачи: расчёт температурного поля в нагнетательной скважине и решение уравнение транспорта тепла непосредственно в пласте. Рассмотрим теплофизическую подзадачу об эволюции теплового поля в работающей нагнетательной скважине.

Пусть в вертикальной нагнетательной скважине радиусом r_w и глубиной l движется несжимаемая жидкость: вода или тепловой агент с температурой отличной от окружающих пород, с постоянным расходом Q , удельной изобарной теплоёмкостью c_p , плотностью ρ , динамической вязкостью μ и температурой на устье скважины равной T_0 . Схема задачи представлена на рисунке 2.1.

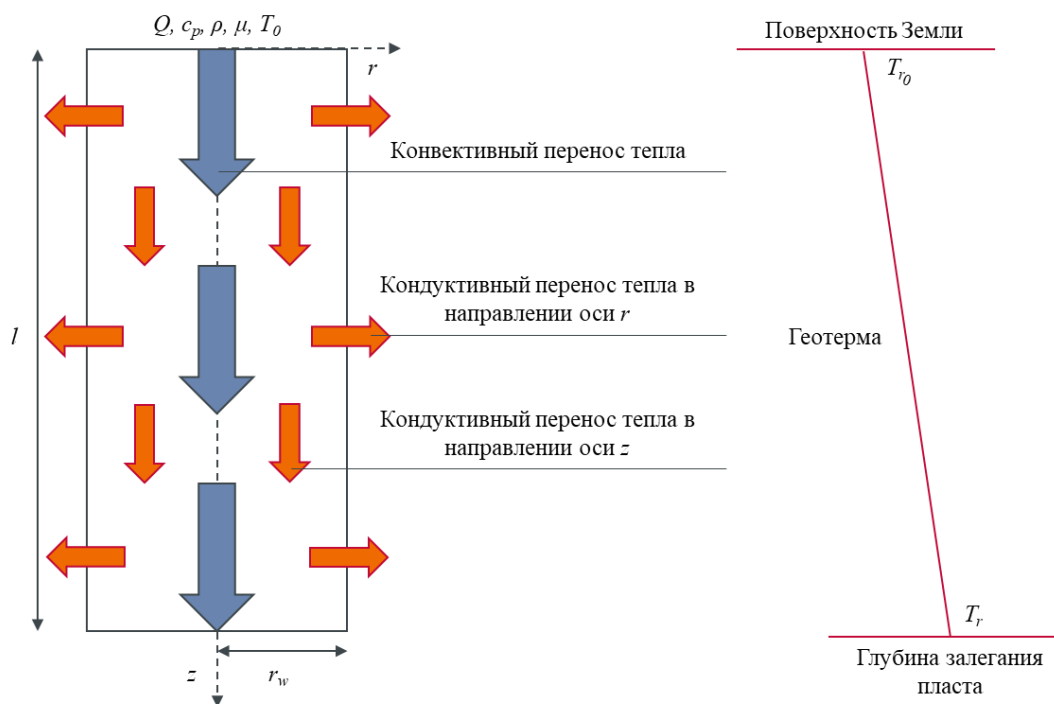


Рисунок 2.1 – Постановка задачи о температурном поле в нагнетательной скважине

Характер течения жидкости в скважине определяется безразмерным числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{2r_w \rho v}{\mu}. \quad (2.1)$$

где v – скорость жидкости в поперечном сечении скважины:

$$v = \frac{Q}{\pi r_w^2}. \quad (2.2)$$

Для оценки характера течения рассмотрим закачку воды с плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, вязкостью $\mu = 0.001 \text{ Па}\cdot\text{с}$, расходом $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$ в скважину радиусом $r_w = 0.1 \text{ м}$. Число Рейнольдса (2.1) для данных параметров задачи, с учётом определения скорости жидкости (2.2), имеет значение более $2 \cdot 10^4$, что говорит о развитом турбулентном течении [73]. Также можно провести оценку толщины пристеночного вязкого слоя вблизи стенки скважины, которая в зависимости от числа Рейнольдса определяется в следующем виде [74]:

$$\delta = 0.74 r_w Re^{-0.2}. \quad (2.3)$$

Подставляя значения числа Рейнольдса и радиуса скважины, получим, что толщина пристеночного вязкого слоя имеет значение менее 10^{-2} м . Поэтому пристеночным вязким слоем вблизи стенки нагнетательной скважины можно пренебречь и считать скорость жидкости в поперечном сечении скважины постоянной величиной.

Также считается, что теплофизические свойства жидкости постоянны и не зависят от температуры. Удельную изобарную c_p и изохорную c_v теплоёмкости в конденсированной фазе – воде можно считать равными. Изменения фазового состояния в стволе нагнетательной скважины не происходит. Касательные напряжения τ считаются малой величиной ввиду того, что течение жидкости в вертикальной скважине сонаправлено с перепадом давления. Вкладом сил немеханической природы W пренебрегается.

Приток тепла q к единичной поверхности описывается эмпирическим законом Фурье:

$$\vec{q} = -\lambda \vec{\nabla} T, \quad (2.4)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, который в общем случае является функцией координат, температуры и других параметров [75]. В рассматриваемой постановке задачи будем считать коэффициент теплопроводности постоянной величиной.

Так как в задаче рассматривается течение несжимаемой жидкости, коэффициент температурного расширения равен нулю. Следовательно, адиабатический коэффициент также равен нулю. Можно оценить величину адиабатического коэффициента (1.15) для воды. Коэффициент температурного расширения α для воды имеет порядок 10^{-4} K^{-1} [76], температура T имеет порядок 10^2 K , произведение плотности и удельной изохорной теплоёмкости ρc имеет порядок $10^6 \text{ Дж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$. Таким образом, адиабатический коэффициент для воды η имеет порядок 10^{-8} K/Па , что позволяет пренебречь им при решении данной задачи.

Теплоперенос в скважине определяется конвективным переносом тепла по направлению движения жидкости вдоль оси z и кондуктивным переносом тепла в направлении радиальной r и вертикальной z осей. С учётом вышеперечисленных допущений запишем уравнение притока тепла (1.14) для данной постановки задачи, в цилиндрической системе координат, в центре которой расположена вертикальная нагнетательная скважина:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{Q}{\pi r_w^2} \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{\lambda}{\rho c_v} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \left(\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) \right], \quad (2.5)$$

где T – температура жидкости, t – время, z – вертикальная координата вдоль оси скважины, r – радиальная координата.

Оценим вклад конвективного потока тепла и потока тепла за счёт теплопроводности вдоль оси скважины. Отношение конвективного механизма передачи тепла к кондуктивному характеризуется числом Пекле:

$$Pe = \frac{2r_w c_v \rho v}{\lambda} = \frac{2c_v \rho Q}{\pi r_w \lambda} = \frac{\mu c_v}{\lambda} Re. \quad (2.6)$$

Подставим, рассчитанное ранее, значение числа Рейнольдса равное $Re = 2 \cdot 10^4$, удельную теплоёмкость $c_v = 4200$ Дж/(кг·К), вязкость $\mu = 0.001$ Па·с и коэффициент теплопроводности 0.6 Вт/(м·К) для воды [76], получим значение числа Пекле Pe больше 10^5 . Это позволяет пренебречь теплопроводностью вдоль оси скважины, тогда уравнение притока тепла (2.5) переписывается в виде:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{Q}{\pi r_w^2} \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{\lambda}{\rho c_v} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right]. \quad (2.7)$$

Покажем, что в рамках данной задачи можно решать стационарное уравнение притока тепла. Для этого воспользуемся безразмерным числом Фурье, которое имеет смысл безразмерного времени тепловой задачи, и определяет время установления стационарного распределения:

$$Fo = \frac{\lambda t}{\rho c_v r_w^2}. \quad (2.8)$$

Время τ , при котором безразмерное время (2.8) равно единице называется характерным временем задачи, то есть когда:

$$\tau = \frac{\rho c_v r_w^2}{\lambda}. \quad (2.9)$$

Установление стационарного температурного поля происходит за время большее характерного времени задачи. Через время равное трём характерным временам задачи температурное поле будет отличаться от стационарного примерно на 5 % [77]. При плотности жидкости равной $\rho = 1000$ кг/м³, удельной изохорной теплоёмкости равной $c_v = 4200$ Дж/(кг·К), коэффициенте теплопроводности $\lambda = 0.6$ Вт/(м·К) и радиусе скважины $r_w = 0.1$ м, характерное время задачи τ примерно равно 1 суткам. То есть, через время более 3 суток температурное поле можно считать стационарным. В рамках времён разработки месторождений, которые могут достигать нескольких лет, это довольно малая величина.

Поэтому можно пренебречь производной температуры по времени и искать стационарное решение уравнения (2.7):

$$\frac{Q}{\pi r_w^2} \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{\lambda}{\rho c_v} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right]. \quad (2.10)$$

Введём среднюю по поперечному сечению скважины температуру жидкости. Для этого проинтегрируем по радиусу внутри скважины уравнение притока тепла (2.10):

$$\frac{Q}{\pi r_w^2} \frac{\partial T_*}{\partial z} = \frac{2\lambda}{\rho c_v r_w^2} \left[\left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_w} - \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=0} \right], \quad (2.11)$$

$$T_* = \frac{1}{\pi r_w^2} \int_0^{r_w} T \cdot 2\pi r \, dr. \quad (2.12)$$

Теплоперенос, в силу осевой симметрии потока, в центре скважины, который описывается вторым слагаемым в правой части уравнения (2.11), равен нулю. Для моделирования тепловых потерь в окружающие породы через стенку скважины применим закон Ньютона-Рихмана [77]:

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_w} = \alpha (T_* - T_r(z)), \quad (2.13)$$

$$T_r(z) = T_{r0} + Gz. \quad (2.14)$$

где α – коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими породами, $T_r(z)$ – температура окружающих скважину горных пород, T_{r0} – температура нейтрального слоя, G – геотермический градиент [78].

Уравнение геотермы (2.14) описывает изменение температуры горных пород по мере увеличения глубины и определяется геотермическим градиентом (рисунок 2.1), величина которого для большинства месторождений лежит в пределах от 0.01 до 0.06 °С/м [78], поэтому для скважин глубиной 2 км температура на забое колеблется от 20 до 120 °С.

Самые верхние пласты породы, которые не подвержены сезонным колебаниям температур называются нейтральным слоем. Температура этого слоя T_{r0} для условий Западной Сибири может быть принята за 0 °С [78-79].

Уравнение (2.11) с учётом определения тепловых потерь в окружающие горные породы (2.13) и температурного градиента (2.14) описывает

приближённое стационарное распределение температуры закачиваемой жидкости вдоль ствола нагнетательной скважины:

$$\frac{Q}{\pi r_w^2} \frac{\partial T_*}{\partial z} = -\frac{2\alpha}{\rho c_v r_w} (T_* - T_{r_0} - Gz). \quad (2.15)$$

Введём следующие безразмерные переменные и комплексы подобия:

$$Z = \frac{z}{l}, \quad (2.16)$$

$$\theta = \frac{T_* - T_0}{T_r - T_{r_0}}, \quad (2.17)$$

$$\theta_0 = \frac{T_0 - T_{r_0}}{T_r - T_{r_0}}, \quad (2.18)$$

$$St = \frac{2\pi r_w l \alpha}{Q \rho c_v}. \quad (2.19)$$

Безразмерная координата (2.16) характеризует отношение пройденного пути жидкости вдоль ствола нагнетательной скважины ко всей её длине. Также можно интерпретировать это как отношение заполненного объёма скважины закачиваемой жидкостью ко всему объёму скважины.

Безразмерная температура (2.17) характеризует отношение температурного напора между текущей температурой закачиваемой жидкости и её температурой на устье к температурному напору между температурой пласта и температурой нейтрального слоя.

Безразмерная устьевая температура (2.18) характеризует отношение температурного напора между устьевой температурой закачиваемой жидкости и температурой нейтрального слоя к температурному напору между температурой пласта и температурой нейтрального слоя.

Безразмерный комплекс (2.19) называется числом Стэнтона и характеризует отношение передачи тепла жидкостью посредством теплопередачи в окружающие горные породы к конвективному переносу тепла жидкостью в нагнетательной скважине.

Уравнение (2.15) в безразмерных переменных примет вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial Z} = -St(\theta + \theta_0 - Z), \quad (2.20)$$

Для решения уравнения (2.20) проведём замену переменной:

$$D = \theta + \theta_0 - Z, \quad (2.21)$$

Определим производную новой переменной D по безразмерной координате Z :

$$\frac{\partial D}{\partial Z} = \frac{\partial \theta}{\partial Z} - 1, \quad (2.22)$$

Тогда безразмерное уравнение (2.20) можно переписать в следующем виде:

$$\frac{\partial D}{\partial Z} = -StD - 1. \quad (2.23)$$

Решение обыкновенного дифференциального уравнения первого порядка (2.23), с учётом граничного условия первого рода $T_* = T_0$ при $z=0$ или $\theta=0$ при $Z=0$, которое описывает постоянство температуры на устье скважины, можно получить методом разделения переменных. Стационарное решение уравнения притока тепла в безразмерных переменных, с учётом обратной замены (2.21), будет иметь вид:

$$\theta = Z - \left(\theta_0 + \frac{1}{St} \right) (1 - e^{-StZ}). \quad (2.24)$$

Стационарное температурное поле в нагнетательной скважине зависит от величины тепловых потерь в окружающие породы и от объёмной скорости закачки жидкости. Чем больше тепловые потери или чем меньше объёмный расход, тем ближе температурное поле к прямой, описывающей геотермическое распределение температуры (рисунок 2.2).

В размерных переменных стационарное решение (2.24) запишется следующим образом:

$$T_* = T_{r_0} + G \left(z - \frac{Q\rho c_v}{2\pi r_w \alpha} \right) + \left(T_0 - T_{r_0} + G \frac{Q\rho c_v}{2\pi r_w \alpha} \right) e^{-\frac{2\pi r_w \alpha}{Q\rho c_v} z}. \quad (2.25)$$

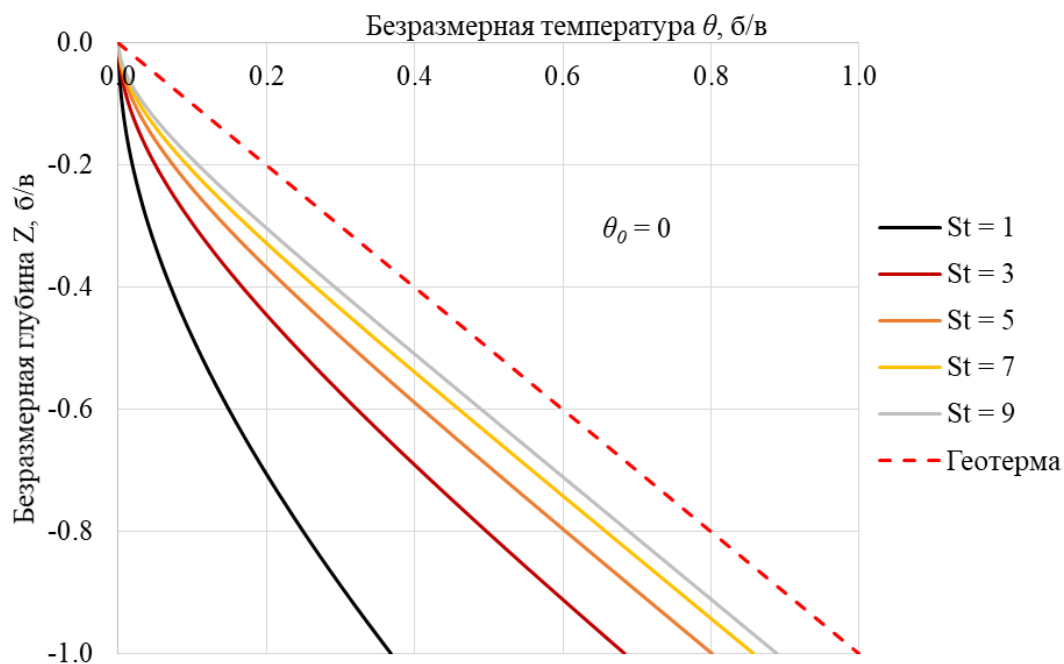


Рисунок 2.2 – Влияние безразмерного числа Стэнтона на стационарное температурное поле в нагнетательной скважине

2.2. Определение коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими породами для нагнетательной скважины

Решение прямой задачи о распространении теплового поля в нагнетательной скважине применимо если известны все параметры, входящие в формулу (2.25). Единственным неизвестным параметром для данной задачи является коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими породами α .

В настоящее время существуют методы исследования скважины способные производить замеры температуры в скважине без её остановки. При известном значении температуры в какой-либо точке нагнетательной скважины, например, на забое, можно получить решение обратной задачи.

Будем считать, что в результате проведения исследования нагнетательной скважины была замерена её забойная температура T_w или в безразмерном виде θ_w , тогда решение (2.24) примет вид:

$$\theta_w = 1 - \left(\theta_0 + \frac{1}{St} \right) (1 - e^{-St}). \quad (2.26)$$

Выразим число Стэнтона, в которое входит неизвестный коэффициент теплопередачи α , из выражения (2.26):

$$St = \frac{1}{\left(\frac{1 - \theta_w}{1 - e^{-St}}\right) - \theta_0}. \quad (2.27)$$

Уравнение (2.27) является трансцендентным относительно числа Стэнтона. Его решение можно получить численно, например, методом итераций [80]. Пусть решением трансцендентного уравнения (2.27) является число St_c , тогда искомый коэффициент теплопередачи, учитывая определение числа Стэнтона (2.19), определяется следующим выражением:

$$\alpha = \frac{Qc\rho}{2\pi r_w l} St_c. \quad (2.28)$$

В качестве примера рассмотрим вертикальную нагнетательную скважину радиусом $r_w = 0.1$ м и глубиной $l = 1500$ м в которую закачивается вода с температурой $T_0 = 90$ °С, с постоянным расходом $Q = 38.4$ м³/сут, удельной теплоёмкостью $c_v = 4000$ Дж/(кг·К) и плотностью $\rho = 1000$ кг/м³. Температура нейтрального слоя $T_{r0} = -15$ °С. Геотермический градиент $G = 0.03$ °С/м. Результаты теплофизического исследования данной скважины показали, что температура на забое $T_w = 30$ °С [60].

Первым шагом рассчитываются безразмерные устьевая θ_0 и забойная θ_w температуры. Далее выбирается начальное приближение числа Стэнтона $St_0 = 0.01$ и задаётся необходимая точность решения $\varepsilon = 10^{-5}$. Следующим шагом начальное приближение подставляется в правую часть уравнения (2.27) и находится новое значение числа Стэнтона St_c . Если St_c – решение уравнения (2.27), то должно выполняться условие $|St_c - St_0| \leq \varepsilon$. Если условие не выполняется, то $St_0 = St_c$, и итерационная процедура продолжается. Последним шагом определяется коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими скважину породами по формуле (2.28).

Алгоритм определения коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими скважину породами представлен на рисунке 2.3.

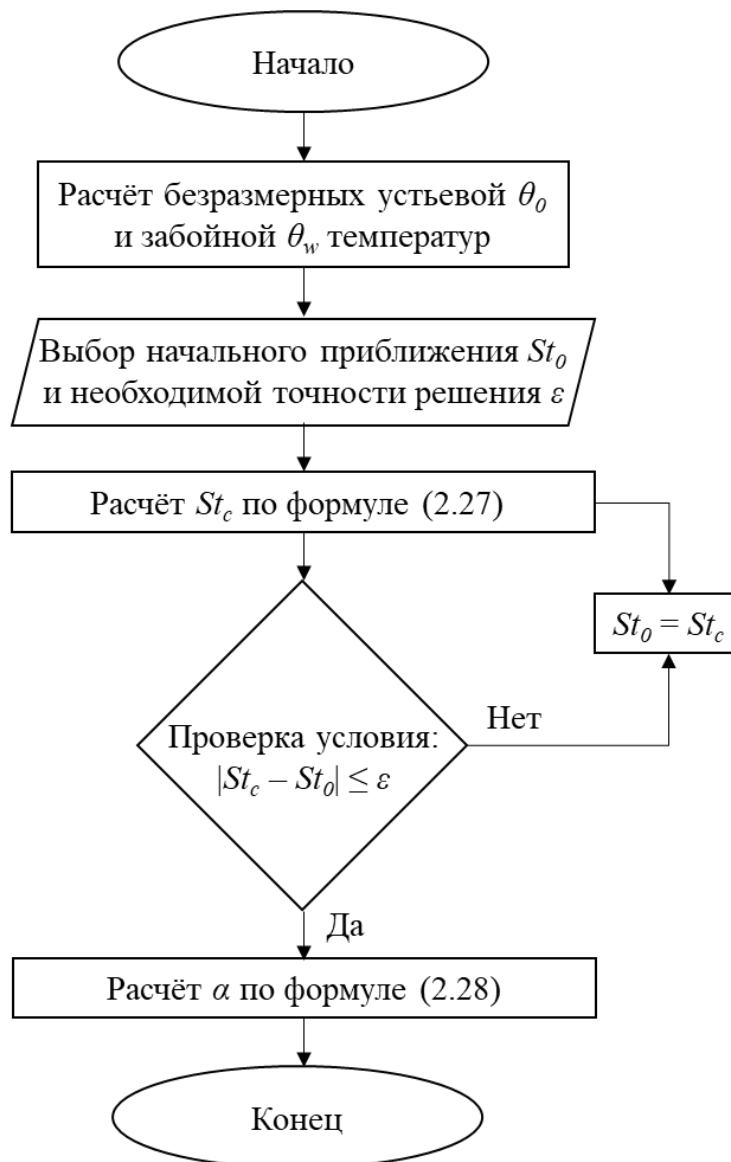


Рисунок 2.3 – Блок-схема для определения коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими нагнетательную скважину породами

Для данной синтетической задачи было получено значение числа Стэнтона $St_c = 2.89$ и коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими нагнетательную скважину породами $\alpha = 5.45 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

На рисунке 2.4 представлено сопоставление распределения температурного поля, полученного Котенёвым и его соавторами в двумерной постановке [60] и автором данной работы по формуле (2.25), полученной в квазидвумерной постановке, с учётом определённого коэффициента теплопередачи α .

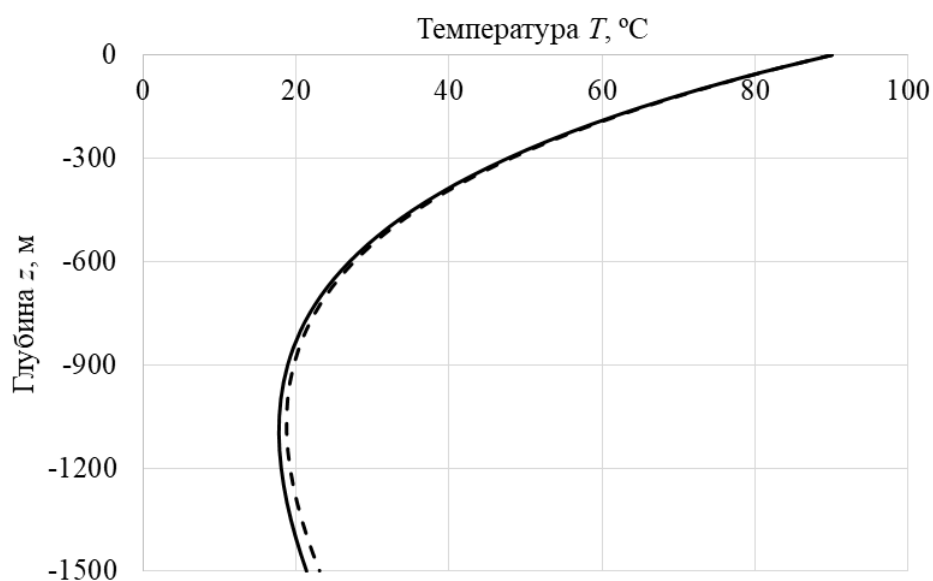


Рисунок 2.4 – Сопоставление распределения температурного поля, полученного в двумерной и квазидвумерной постановках

Сопоставление показывает хорошее согласование данных. Поэтому подход к сведению двумерных тепловых задач к квазидвумерным, даёт возможность с достаточной точностью заменять закон Фурье для теплопотерь законом Ньютона-Рихмана.

Таким образом, сформулирован простой алгоритм решения обратной задачи по определению коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими породами по замеру температуры на забое нагнетательной скважины.

2.3. Температурное поле в круговом слоисто-неоднородном пласте

При описании задач фильтрации флюидов в пористой среде, уравнение притока тепла (1.14), можно привести к более простому виду. Для этого рассмотрим задачу о фильтрации воды в нефтяном пласте – пористой среде, насыщенной нефтью.

Будем считать, что нефтяной пласт разрабатывается при давлении выше давления насыщения, то есть весь газ растворён в нефти и при движении не

выделяется из неё. Выделением твёрдых осадков, например, таких как парафин, из нефти при пластовых температурах выше 20 °С, можно пренебречь. Фазового перехода вода-пар также не происходит, так как тепловой энергии пласта недостаточно для нагревания воды до температуры кипения. Например, при давлении 100 атм температура кипения воды равна примерно 310 °С [76]. Тогда слагаемое в уравнении (1.14), отвечающее за интенсивность выделения теплоты в результате фазовых переходов будет равно нулю. Таким образом, в данной системе будет рассматриваться 3 фазы: вода, нефть и скелет пористой среды.

Рассмотрим процесс теплообмена между круглой частицей пористой среды радиуса r_0 , которую со всех сторон омывает вода с температурой T_l отличной от температуры частицы T_0 . Запишем уравнение теплопроводности в сферических координатах:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (2.29)$$

где a – коэффициент температуропроводности воды.

Заменим дифференциалы в уравнении (2.29) на конечные разности и оценим время выравнивания температур между водой и частицей:

$$\frac{\Delta T}{\tau} \sim 3a \frac{\Delta T}{r_0^2} \rightarrow \tau \sim \frac{r_0^2}{3a}, \quad (2.30)$$

Температуропроводность воды a имеет значение порядка 10^{-6} м²/с, характерный размер частицы пористой среды r_0 имеет порядок 10^{-6} м, тогда время выравнивания температур τ при таких оценках будет равно $0.3 \cdot 10^{-6}$ с, что позволяет принять однотемпературную гипотезу о мгновенном выравнивании температур фаз, при котором температуры воды, нефти и скелета пористой среды считаются одинаковыми [45, 81]. Таким образом, вследствие исключительно большой величины поверхности пористых коллекторов (для песчаников она достигает 50000 м²/м³ и более [82]) процесс теплообмена происходит очень быстро – практически мгновенно. Для такого утверждения имеются также и экспериментальные данные [83].

В работах Р.Ф. Шарафутдинова и Р.А. Валиуллина [84-85] экспериментально показано, что дроссельным эффектом в пласте, описывающим изменение температуры движущейся жидкости в пористой среде при конечном перепаде давления, можно пренебречь ввиду малости коэффициентов Джоуля-Томсона как для воды, так и для вязкой нефти. Это же относится и к адиабатическому эффекту. Стоит отметить, что существуют задачи, в которых данные термодинамические эффекты необходимо учитывать. Например, если вблизи добывающей скважины давление становится ниже давления насыщения, то начинается процесс дегазации нефти, который сопровождается температурным охлаждением. Данные процессы необходимо учитывать и при решении задач о фильтрации газа и газового конденсата. Это связано с тем, что адиабатический и Джоуля-Томсона коэффициенты для газа на порядок выше, чем для жидкости. Также, как и в задаче о распространении тепла в нагнетательной скважине, жидкости считаются несжимаемыми.

Необходимо учесть, что каждая из фаз занимает некоторую долю всего рассматриваемого единичного объёма пористой среды. Скелет пористой среды занимает долю равную $(1-m)$, где m – пористость, определяемая как отношение объёма пор ко всему рассматриваемому объёму пористой среды. Вода и нефть занимают единичный объём равный mS_w и mS_o соответственно, где S_w и S_o – доля, занимаемая водой и нефтью в единичном объёме пор, другими словами, насыщенность пористой среды водой и нефтью.

Вода, как и в большинстве случаев нефть, является ньютоновской жидкостью и подчиняется закону Ньютона вязкого течения, согласно которому касательные напряжения определяются как произведение динамической вязкости жидкости μ и её деформации – градиент скорости по направлению простирания слоёв жидкости:

$$\tau = \mu \nabla \vec{v}_n. \quad (2.31)$$

Работа касательных или вязкостных сил пропорциональна квадрату скорости, который в фильтрационных процессах может иметь значения менее

$10^{-12} \text{ м}^2/\text{с}^2$, что при использовании закона Ньютона для вязкого течения (2.31) даст значение много меньше единицы. Поэтому работой вязких сил пренебрегается.

Приток тепла q к единичной поверхности, аналогично предыдущей задаче, описывается эмпирическим законом Фурье (2.4). Коэффициент теплопроводности по всех направлениях считается одинаковым и постоянным.

Также, как и в предыдущей задаче, для конденсированных фаз удельную изобарную теплоёмкость c_p можно считать равной удельной изохорной теплоёмкости c_v . Далее индекс v для удельной изохорной теплоёмкости будет опущен.

Введём понятия объёмной теплоёмкости или теплосодержания флюидов, насыщающих пористую среду:

$$H_i = m S_i \rho_i c_i, \quad (2.32)$$

объёмной теплоёмкости насыщенной пористой среды:

$$H_r = (1 - m) \rho_r c_r + \sum_{i=w,o} H_i, \quad (2.33)$$

и теплопроводности насыщенной пористой среды:

$$\lambda = (1 - m) \lambda_r + m \sum_{i=w,o} S_i \lambda_i. \quad (2.34)$$

Индексы w , o и r — обозначают теплофизические параметры, относящиеся к воде, нефти и скелету пористой среды.

Тогда, с учётом вышеперечисленных допущений, а также, считая, что энергия аддитивна по массе, и работа немеханических сил W пренебрежимо мала, запишем суммарное уравнение притока тепла для насыщенной пористой среды:

$$H_r \frac{\partial T}{\partial t} + \sum_{i=w,o} H_i \vec{v}_i \cdot \vec{\nabla} T = \lambda \nabla^2 T. \quad (2.35)$$

В левой части уравнения (2.35) первое слагаемое показывает изменение температуры во времени в единице объёма пористой среды насыщенной водой

и нефтью, второе – изменение температуры в результате конвективного переноса тепла водой и нефтью. Правая часть уравнения притока тепла описывает изменение температуры за счёт теплопроводности насыщенной пористой среды.

Характер распространения теплового и гидродинамического полей в пористой среде зависит от геолого-физических характеристик коллектора. С одной стороны, это может быть мощный достаточно однородный по своим свойствам пласт. С другой стороны, наиболее часто встречаемым является пласт, состоящий из нескольких тонких слоёв с различными по свойствам характеристиками. На рисунке 2.5 представлено качественное сопоставление характера распространения теплового и гидродинамического полей в однородном и слоисто-неоднородном пластах.

Рассмотрим качественно фильтрацию в однородном пласте. Движение гидродинамического фронта (фронт закачиваемой жидкости или фронт вытеснения нефти водой) зависит от радиальной проницаемости. Движение теплового фронта также зависит от радиальной проницаемости, но ещё и определяется интенсивностью тепловых потерь в окружающие пласт породы, которая зависит от коэффициентов теплоёмкости и теплопроводности пористой среды. Поэтому тепловой фронт отстаёт от гидродинамического фронта. В этом случае и тепловой и гидродинамический фронты равномерно движутся в радиальном направлении вдоль простирания пласта и в каждом вертикальном сечении пласта их характеристики одинаковы.

В случае слоисто-неоднородного пласта тепловые и гидродинамические процессы сильно отличаются от предыдущего случая. Движение гидродинамического фронта всё также определяется радиальной проницаемостью, но для каждого слоя эта характеристика разная, поэтому и скорость распространения гидродинамического поля в каждом слое тоже разная. Движение теплового фронта также зависит от радиальной проницаемости, но интенсивность тепловых потерь в окружающие пласт породы для каждого слоя одинакова, так как коэффициент теплопроводности

каждого слоя имеет практически одно и тоже значение. Поэтому представление о том, что в слоисто-неоднородном пласте тепловой фронт в каждом слое распространяется с различной скоростью является не совсем правильным.

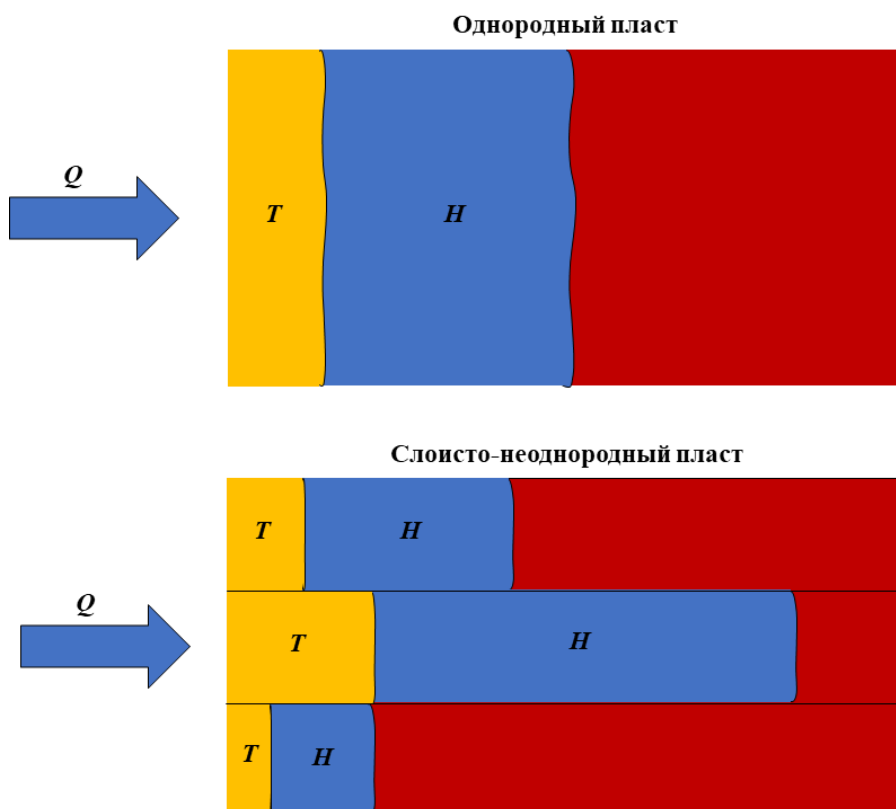


Рисунок 2.5 – Распространение теплового (T) и гидродинамического (H) полей в однородном и слоисто-неоднородном пласте

Для исследования особенностей распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте рассмотрим задачу о закачке несжимаемой жидкости с постоянным расходом Q , плотностью ρ_l , удельной теплоёмкостью c_l , теплопроводностью λ_l с температурой на входе в пласт равной T_w . Вертикальная нагнетательная скважина, вскрывает горизонтальный пласт с толщиной h , пористостью m , плотностью породы ρ_r , удельной теплоёмкостью c_r , теплопроводностью λ_r и температурой T_r в начальный момент времени. В ходе разработки данного участка пласта вся подвижная нефть с плотностью ρ_o , удельной

теплоёмкостью c_o , теплопроводностью λ_o вблизи нагнетательной скважины была вытеснена водой до остаточной нефтенасыщенности S_{or} . Тогда подвижной будет только закачиваемая вода, которая занимает долю единичного объёма пористой среды равную $(1-S_{or})$. Схема задачи представлена на рисунке 2.6.

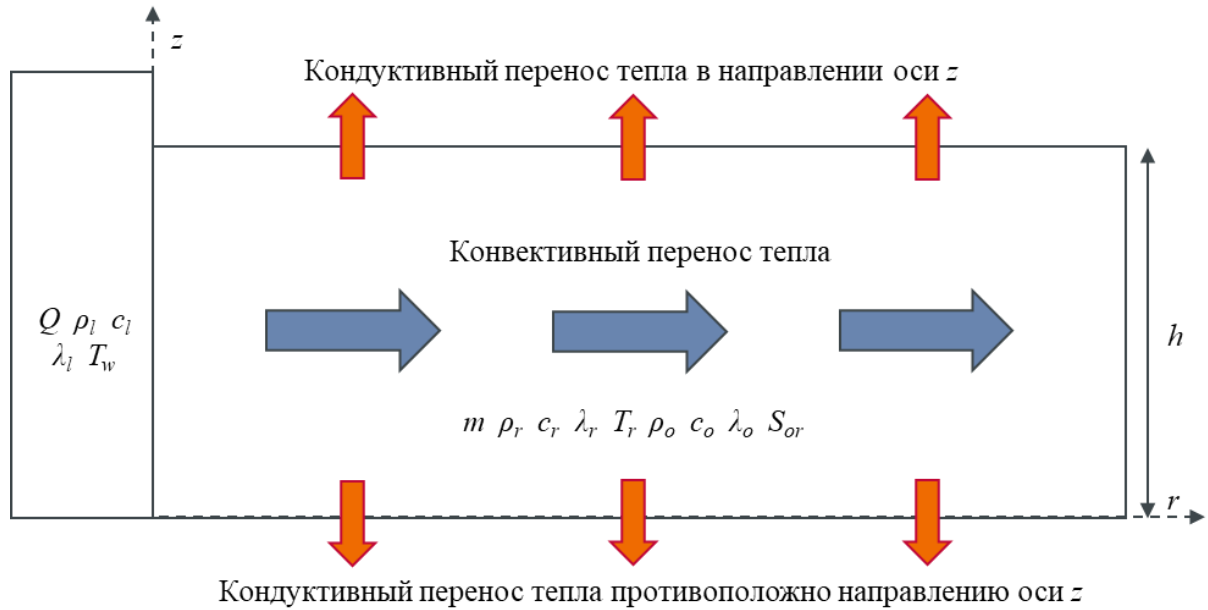


Рисунок 2.6 – Постановка задачи о температурном поле в пласте

Запишем уравнение притока тепла (2.36) в цилиндрической системе координат с центром в нагнетательной скважине радиусом r_w , которую окружают добывающие скважины на расстоянии r_c . За счёт осевой симметрии, относительно нагнетательной скважины, размерность анализируемой системы можно снизить до трёх независимых переменных t, r, z :

$$H_r \frac{\partial T}{\partial t} + H_l \left[v_r \frac{\partial T}{\partial r} + v_z \frac{\partial T}{\partial z} \right] = \lambda \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right], \quad (2.37)$$

где r и z – радиальная и вертикальная координаты, v_r и v_z – компоненты скорости фильтрации жидкости в пористой среде в направлении простирания пласта и перпендикулярному напластованию соответственно, а объёмные теплоёмкости закачиваемой жидкости и насыщенной пористой среды определяются по формулам:

$$H_l = m(1 - S_{or})\rho_l c_l, \quad (2.38)$$

$$H_r = (1 - m)\rho_r c_r + m(1 - S_{or})\rho_l c_l + mS_{or}\rho_o c_o. \quad (2.39)$$

Теплопроводность насыщенной пористой среды:

$$\lambda = (1 - m)\lambda_r + m(1 - S_{or})\lambda_l + mS_{or}\lambda_o. \quad (2.40)$$

Воспользуемся приближением Х.А. Ловерье [41], в котором применяются следующие допущения:

1. Теплофизические свойства скелета пористой среды, окружающих пород, закачиваемой жидкости и остаточной нефти в тепловом отношении считаются изотропными, а в геологическом – однородными. Плотность и удельная теплоёмкость фаз, и пористость пласта во всех направлениях считаются постоянными величинами и не зависят от температуры.
2. Потери тепла в окружающие породы происходят только за счёт теплопроводности и только в вертикальном направлении.
3. Закачиваемая жидкость, остаточная нефть и скелет пористой среды считаются несжимаемыми. Плотность фаз и пористость пласта не изменяются с течением времени.
4. Начальная температура пласта и окружающих пород одинакова. Пласт считается относительно тонким, что позволяет пренебречь геотермическим изменением температуры как в пласте, так и вблизи его кровли и подошвы. Поэтому уравнение притока тепла можно рассматривать относительно средней по вертикальному сечению температуры пласта:

$$T_* = \frac{1}{h} \int_0^h T dz. \quad (2.41)$$

5. Тепло в пласте распространяется только посредством вынужденной конвекции и только в горизонтальном направлении. Поэтому производная по вертикальной координате в левой части уравнения (2.37), отвечающая за конвективный перенос перпендикулярно

простиранию пласта равна нулю, а также вторая производная по радиальной координате в правой части уравнения (2.37), отвечающая за кондуктивный перенос тепла вдоль пласта, считается равной нулю.

Уравнение притока тепла (2.37) с учётом допущений 1–5 принимает следующий вид:

$$\frac{\partial T_*}{\partial t} + \frac{H_l}{H_r} v_r \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{\lambda}{H_r h} \left[\left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=h} - \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} \right], \quad (2.42)$$

где скорость фильтрации жидкости в пористой среде вдоль радиальной координаты v_r определяется через расход в нагнетательную скважины следующим образом:

$$v_r = \frac{Q}{2\pi r h}. \quad (2.43)$$

При помощи безразмерного числа Фурье, определим время установления температуры в пределах толщины пласта, аналогично задаче о распространении теплового поля в нагнетательной скважине:

$$Fo = \frac{4\lambda t}{H_r h^2}. \quad (2.44)$$

Выразим характерное время задачи τ :

$$\tau = \frac{H_r h^2}{4\lambda}. \quad (2.45)$$

Например, при объёмной теплоёмкости насыщенной пористой среды равной $H_r = 2.5$ МДж/(м³·К), толщине пласта $h = 6$ м и коэффициенте теплопроводности $\lambda = 2.74$ Вт/(м·К), характерное время задачи τ примерно равно четверти года. То есть, через время более 1 года в пределах толщины пласта произойдёт установление температуры. Так как в большинстве случаев, закачка воды в пласт поддерживается на протяжении нескольких лет, то частной производной температуры по времени можно пренебречь и искать стационарное решение уравнения притока тепла (2.42):

$$\frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi r h} \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{\lambda}{H_r h} \left[\left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=h} - \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} \right]. \quad (2.46)$$

Тепловые потери через кровлю и подошву пласта равны в силу симметрии задачи, но противоположно направлены, поэтому уравнение (2.46) можно записать в следующем виде:

$$\frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi r h} \frac{\partial T_*}{\partial r} = \frac{2\lambda}{H_r h} \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0}. \quad (2.47)$$

Коэффициент перед производной температуры по радиальной координате описывает скорость распространения температурного поля в направлении простираия пласта. Коэффициент перед производной температуры по вертикальной координате описывает скорость распространения теплового поля перпендикулярно направлению пласта.

Для характеристики неоднородности теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородной среде введём безразмерный критерий Vy , показывающий во сколько раз радиальная скорость в заданном поле больше вертикальной скорости [86]:

$$Vy = \frac{v_r}{v_z}. \quad (2.48)$$

Для гидродинамического поля критерий записывается через отношение радиальной и вертикальной составляющей скорости. Скорость течения флюида при плоскорадиальном течении определяется формулой (2.43), а скорость потока в поперечном направлении можно определить из закона Дарси с учётом гравитационных сил [87]:

$$v_z = \frac{k_z \Delta \rho g}{\mu}, \quad (2.49)$$

где k_z – проницаемость пласта по вертикали, $\Delta \rho$ – разность плотностей воды и нефти, μ – вязкость воды, g – ускорение свободного падения.

Тогда для гидродинамического поля критерий Vy запишется в виде:

$$Vy_H = \frac{Q\mu}{2\pi r h k_z \Delta \rho g}. \quad (2.50)$$

Согласно уравнению притока тепла (2.47) радиальная скорость распространения теплового поля определяется конвективным тепловым

поток, а вертикальная составляющая определяется кондуктивным тепловым потоком. Тогда для теплового поля критерий Vy запишется в виде:

$$Vy_T = \frac{H_l Q}{4\pi\lambda r}. \quad (2.51)$$

Оценим значения критерия Vy для теплового (2.51) и гидродинамического (2.50) полей для следующих значений параметров: объёмный расход воды равен $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$, пористость пласта $m = 0.2$ д. ед., остаточная нефтенасыщенность $S_{or} = 0.2$ д. ед., толщина пласта $h = 6$ м, вертикальная проницаемость $k_z = 10$ мД, вязкость воды $\mu = 0.001$ Па·с. Плотности воды ρ_l , нефти ρ_o и скелета пористой среды ρ_r равны 1000, 880 и 2484 кг/м³ соответственно. Удельная теплоёмкость воды c_l , нефти c_o , скелета пористой среды c_r принималась равной 4200, 1600, 917 Дж/(кг·К). Коэффициент теплопроводности воды λ_l , нефти λ_o и скелета пористой среды λ_r задавался как 0.6, 0.2 и 3.26 Вт/(м·К).

Результаты расчётов безразмерных критериев Vy_T и Vy_H для теплового и гидродинамического полей в зависимости от радиальной координаты приведены на рисунке 2.7.

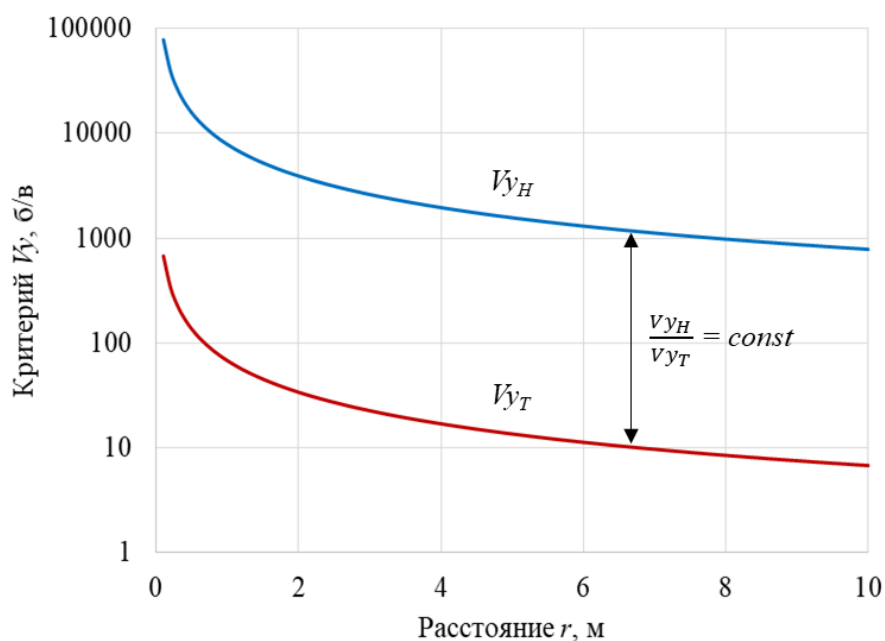


Рисунок 2.7 – Значение безразмерных критериев Vy_T и Vy_H для теплового и гидродинамического полей в зависимости от радиальной координаты

Отношение гидродинамического и теплового критериев определяется по формуле:

$$\frac{V_{yH}}{V_{yT}} = \frac{2\lambda\mu}{H_l h k_z \Delta\rho g}. \quad (2.52)$$

Для вышеуказанных значений параметров отношение гидродинамического и теплового критериев равно 116 и не изменяется с удалением от нагнетательной скважины.

Основные выводы из приведённых расчётов заключаются в следующем. Во-первых, отличие критериев неоднородности теплового и гидродинамического полей показывает, что гидродинамическое поле является более неоднородным, чем температурное поле. Во-вторых, соотношение критериев не зависит от радиальной координаты, то есть не меняется со временем.

Проведём сопоставлением радиальных скоростей распространения теплового и гидродинамического полей:

$$\frac{v_{rH}}{v_{rT}} = \frac{H_r}{H_l}. \quad (2.53)$$

Для вышеуказанных значений объёмных теплоёмкостей воды и насыщенной пористой среды, тепловое поле распространяется в радиальном направлении почти в 4 раза медленнее, чем гидродинамическое.

Проведём сопоставлением вертикальных скоростей распространения теплового и гидродинамического полей:

$$\frac{v_{zT}}{v_{zH}} = \frac{2\lambda\mu}{H_r h k_z \Delta\rho g}. \quad (2.54)$$

Для вышеуказанных значений задачи, тепловое поле выравнивается по вертикали примерно в 30 раз быстрее, чем гидродинамическое.

Физически это можно объяснить тем, что теплоноситель преимущественно продвигается по высокопроницаемым пропласткам. При этом низкопроницаемые пропластки будут нагреваться/охлаждаться посредством теплопроводности [88]. Скорость капиллярной пропитки

низкопроницаемых пропластков будет в несколько раз меньше, чем скорость распространения тепла в них. Это означает, что фильтрация жидкости не должна заметно влиять на распространение тепла, и поле температуры может быть определено независимо от нефтеводонасыщенности [89].

Выполненные оценки показали, что в слоисто-неоднородном пласте необходимо учитывать неоднородность потока жидкостей по вертикали, в то время как тепловое поле выравнивается достаточно быстро в этом направлении и для практических прогнозов и оценок его можно считать однородным по вертикали несмотря на слоистый характер пласта. Поэтому распространение температурного поля в слоисто-неоднородном пласте можно моделировать при помощи решения дифференциального уравнения притока тепла (2.47), которое записано для однородного пласта.

Дополнительно исследовано влияние анизотропии пласта φ на отношение гидродинамического и теплового критериев неоднородности, которая определяется как отношение радиальной к вертикальной проницаемости пласта:

$$\varphi = \frac{k_r}{k_z}. \quad (2.55)$$

На рисунке 2.8 представлена зависимость отношения гидродинамического и теплового критериев неоднородности от анизотропии пласта.

Анализ рисунка 2.8 показывает, что с ростом анизотропии пласта, гидродинамическое поле становится все более неоднородным по сравнению с тепловым полем. Из-за перетоков между слоями пласта тепловое поле по вертикали будет формироваться не только за счёт тепловых потерь в окружающие горные породы, но и за счёт вертикальной конвекции, что может привести к формированию неоднородного теплового поля вдоль радиального направления, рисунок 2.9.

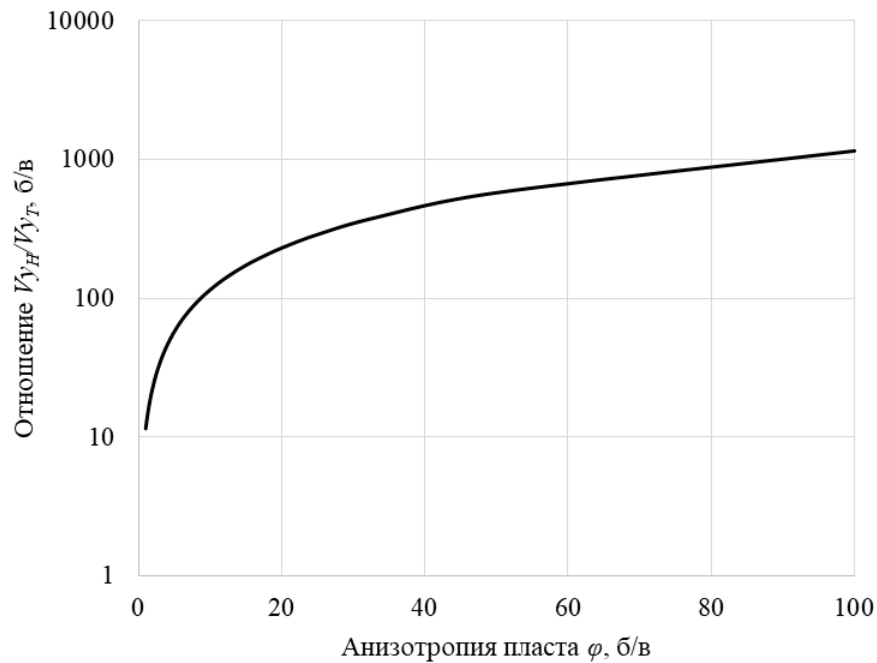


Рисунок 2.8 – Зависимость отношения гидродинамического и теплового критериев неоднородности от анизотропии пласта

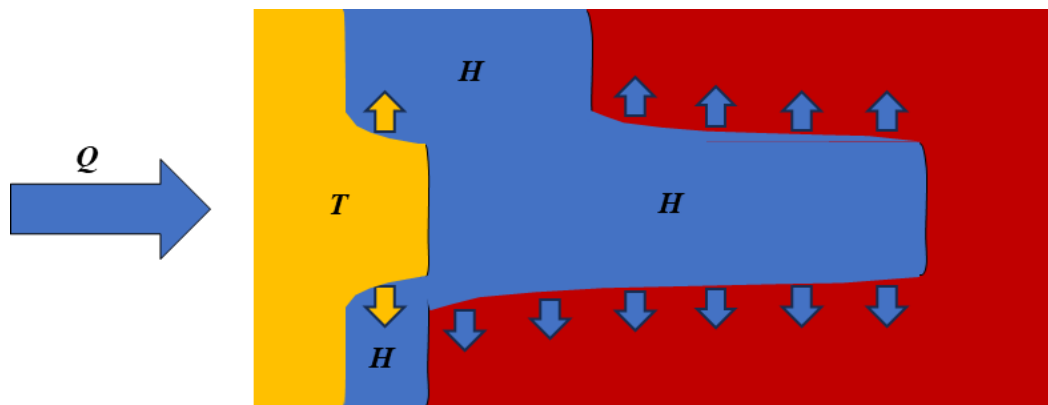


Рисунок 2.9 – Распространение теплового (T) и гидродинамического (H) полей в слоисто-неоднородном пласте с анизотропией близкой к единице

Аналогично предыдущей задаче об эволюции температурного поля в нагнетательной скважине (2.13), для описания тепловых потерь в окружающие пласт породы применим закон Ньютона-Рихмана:

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} = \alpha_r (T_* - T_r). \quad (2.56)$$

где α_r – коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами, тогда уравнение притока тепла (2.47) запишется в виде:

$$\frac{H_l}{H_r} \frac{Q}{2\pi r h} \frac{\partial T_*}{\partial r} = -\frac{2\alpha_r}{H_r h} (T_* - T_r). \quad (2.57)$$

По мере прогрева/охлаждения из-за повышения/понижения температуры поверхности, на которой происходит теплообмен, тепловой поток с течением времени постепенно уменьшается [77]. Для учёта этого эффекта коэффициент теплопередачи α_r считается монотонной медленно-убывающей функцией от времени и входит в полученное стационарное уравнение (2.57) в виде параметра. Таким образом мы получим квазистационарное приближение [90]. Зависимость коэффициента теплопередачи от числа Фурье, математически точно, в виде бесконечных рядов, получил Рубинштейн [50] и позже было показано экспериментально в работе Малофеева [88]. Таким образом, коэффициент теплопередачи является убывающей функцией от времени и не зависит ни от температуры, ни от величины расхода теплоносителя.

Для общности решения уравнения (2.57) введём следующие безразмерные переменные и комплексы подобия:

$$X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}, \quad (2.58)$$

$$\theta = \frac{T_* - T_w}{T_r - T_w}. \quad (2.59)$$

$$St = \frac{2\pi(r_c^2 - r_w^2)\alpha_r}{QH_l}. \quad (2.60)$$

Безразмерная координата (2.58) характеризует отношение площади сектора, заполненного закаченной жидкостью с температурой отличной от пластовой, к площади участка дренирования нагнетательной скважины.

Безразмерная температура (2.59) характеризует отношение температурного напора между средней по сечению температурой и температурой на забое нагнетательной скважины к температурному напору между температурой в невозмущённой части пласта и температурой на забое нагнетательной скважины.

Безразмерный комплекс (2.60) характеризует соотношение теплопередачи тепла в окружающие породы пласт к конвективному тепловому потоку в пласте.

Тогда безразмерное квазистационарное уравнение притока тепла будет иметь вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial X} = -St(\theta - 1). \quad (2.61)$$

Решение уравнения (2.61), с учётом граничного условия первого рода $T_* = T_w$ при $r = r_w$ или $\theta = 0$ при $X = 0$, которое характеризует постоянную забойную температуру на входе в пласт, можно определить методом разделения переменных:

$$\theta = 1 - e^{-StX}, \quad Fo \geq 3 \quad (2.62)$$

Квазистационарное температурное поле в пласте зависит от величины тепловых потерь в кровлю и подошву пласта и от объёмной скорости закачки жидкости. Чем больше тепловые потери или чем меньше объёмный расход, тем меньше площадь пласта, попавшая под тепловое воздействие, рисунок 2.10.

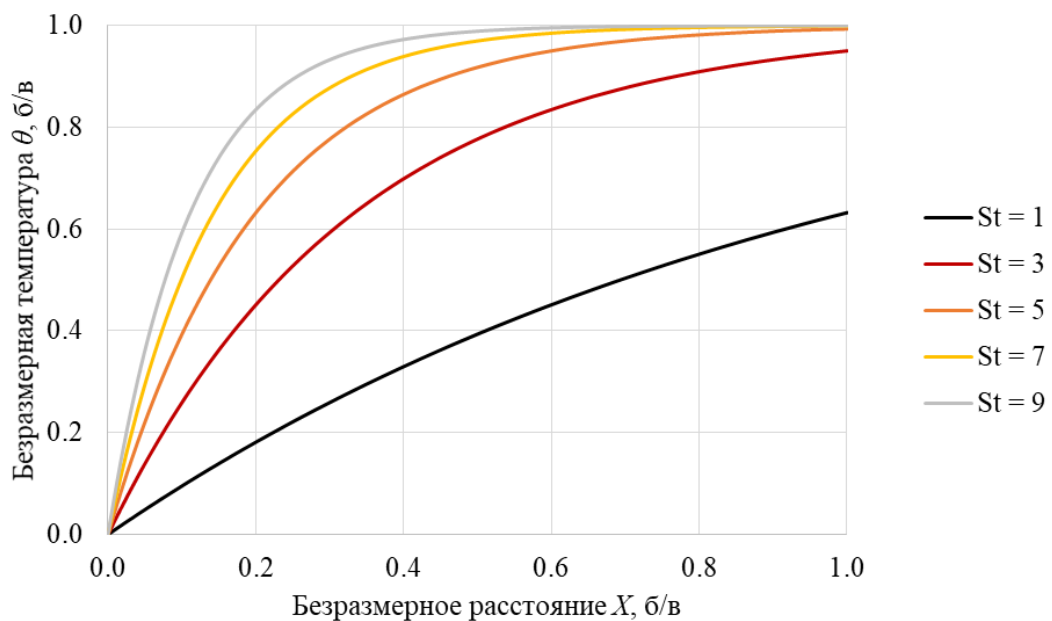


Рисунок 2.10 – Влияние безразмерного числа Стэнтона на квазистационарное температурное поле в пласте

В размерных переменных квазистационарное решение (2.62) запишется следующим образом:

$$T_* = T_w + (T_r - T_w) \left(1 - e^{-\frac{2\pi\alpha_r}{QH_l}(r^2 - r_w^2)} \right), \quad t \geq 3 \frac{H_r h^2}{4\lambda}. \quad (2.63)$$

Также, как и в задаче о распространении теплового поля в нагнетательной скважине, единственным неизвестным параметром для данной задачи является коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами α_r . Поэтому следующий раздел будет посвящён алгоритмам решения обратной задачи, которые были разработаны автором данной работы.

2.4. Определение коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими породами для кругового слоисто-неоднородного пласта

Аналитический подход имеет существенные недостатки для прикладного применения: коэффициент теплопередачи в реальности изменяется во времени; решение (2.63) работает только для вертикальных скважин и применимо для однородных пластов, как следствие, не учитывается неоднородность развития фронта вытеснения и теплового фронта, связанную со слоистой и латеральной неоднородностью пласта. Поэтому требуется разработка алгоритмов, позволяющих уточнить аналитическое решение прямой задачи.

В данном разделе будет предложено три алгоритма для решения обратной задачи об определении коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами [91]:

1. Аналитический алгоритм, основанный на аналитическом решении задачи о распространении температурного поля в окружающие породы;
2. Численный алгоритм, основанный на численном решении задачи теплопереноса в слоисто-неоднородном пласте в трёхмерной постановке при помощи гидродинамического симулятора;

3. Комплексный алгоритм, являющийся комбинацией алгоритмов 1 и 2.

Рассмотрим аналитический алгоритм, основанный на аналитическом решении задачи о распространении температурного поля в окружающие породы. Систему пласт-окружающие породы можно считать полуограниченной средой с заданным распределением температуры T_r в начальный момент времени на границе пласта и постоянной температурой на достаточном удалении от него T . На рисунке 2.11 представлена схема задачи о распространении температурного поля в окружающие породы.

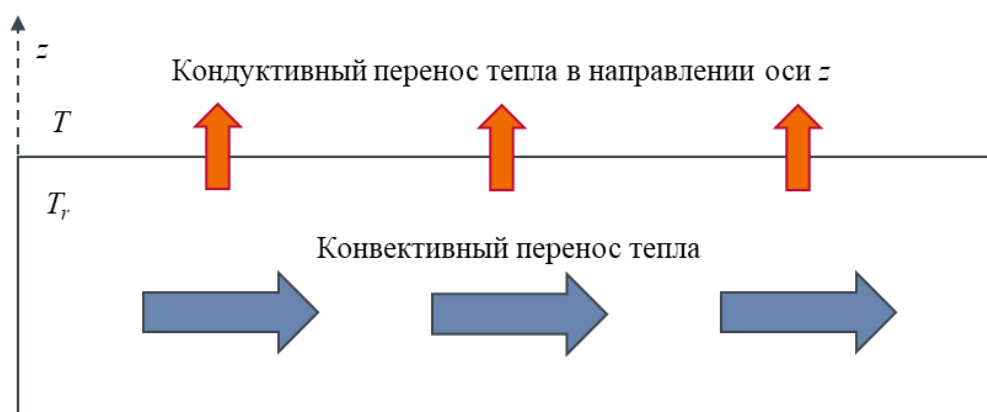


Рисунок 2.11 – Схема задачи о распространении температурного поля в окружающие породы

Перенос тепла в окружающих породах при допущении малости горизонтальных потоков определяется классическим одномерным уравнением теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \quad a = \frac{\lambda_c}{c_c \rho_c}, \quad (2.64)$$

где t – время, T – температура в окружающих породах, λ_c , c_c и ρ_c – теплопроводность, удельная теплоёмкость и плотность окружающих пород, a – коэффициент температуропроводности горных пород.

Аналитическое решение уравнения (2.64) можно получить, применяя фундаментальное решение уравнения теплопроводности (функцию источника Грина) или преобразования Лапласа [77]. Для начального $T=T_r$ и граничных условий первого рода $T=T^*$ при $z=0$ и $T=T_r$ при $z=\infty$ решение имеет вид:

$$T = T_r - (T_r - T_*) \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{z}{2\sqrt{at}}\right). \quad (2.65)$$

Определим тепловые потери из пласта в окружающие породы, которые определяются по закону Фурье (2.4) и с учётом аналитического решения (2.65) равны:

$$q = -\lambda_c \left(\frac{\partial T}{\partial z} \right)_{z=0} = \frac{\lambda_c (T_* - T_r)}{\sqrt{\pi at}}. \quad (2.66)$$

Если тепловые потери задать в виде закона Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha_r (T_* - T_r), \quad (2.67)$$

то, учитывая (2.66), можно определить зависимость коэффициента теплопередачи от времени распространения теплового фронта:

$$\alpha_r = \frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi at}}. \quad (2.68)$$

В аналитических моделях, учитывающих теплообмен с окружающей средой в нестационарном режиме [92], выражение для коэффициента теплопередачи было получено в таком же виде (2.68). Такое определение коэффициента теплопередачи используется и в настоящее время для моделирования восстановления температурного поля в нефтяном пласте [48].

Рассмотрим численный алгоритм, основанный на численном решении задачи двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородном пласте в трёхмерной постановке при помощи гидродинамического симулятора, учитывающем как тепловую, так и гидродинамическую задачи. Использовалась температурная опция симулятора tНавигатор для применения которой необходимо задать теплофизические параметры всех фаз в модели, такие как теплопроводность и теплоёмкость породы, нефти, воды, а также окружающих пласт пород. Помимо этого, необходимо задать начальную температуру пласта и температуру нагнетаемой воды.

Пусть имеется некоторая крупномасштабная модель объекта, на котором необходимо изучить влияние температурного фактора (например, планируется применение состава, вступающего в реакцию при повышенной

температуре пласта). Для определения коэффициента теплопередачи достаточно вырезать необходимый сектор и затем подключать температурную опцию, что позволит значительно сократить затраты времени на расчёты.

В качестве примера работы численного алгоритма, рассмотрим обратную пятиточечную схему разработки слоисто-неоднородного пласта с начальной температурой равной 90 °С, пластовым давлением 25 МПа, состоящего из двух пропластков с одинаковой толщиной 3 м, пористостью 0.2 д. ед., остаточной водо- и нефтенасыщенностью 0.2 д. ед., но разными проницаемостями 128 и 16 мД. В нагнетательную скважину с расходом 300 м³/сут закачивается вода, температура которой на забое равна 45 °С. Расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами составляет 250 м. Плотности воды, нефти, скелета пористой среды и окружающих пород равны 1000, 880, 2484 и 2553 кг/м³ соответственно. Удельная теплоёмкость воды, нефти, скелета пористой среды и окружающих пород принималась равной 4200, 1600, 917, 837 Дж/(кг·К). Коэффициент теплопроводности воды, нефти, скелета пористой среды и окружающих пород задавался как 0.6, 0.2, 3.26, 2.13 Вт/(м·К). Динамическая вязкость воды и нефти в пластовых условиях равны 0.38 и 0.41 сП.

Относительные фазовые проницаемости по воде и нефти вычислялись по формулам Кори [93]:

$$k_{wr} = \begin{cases} \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^4, & S_w \geq S_{wr}, \\ 0, & S_w < S_{wr}, \end{cases}$$

$$k_{or} = \begin{cases} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^4, & S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or}, \\ 0, & S_w > 1 - S_{or}, \\ 1, & S_w < S_{wr}, \end{cases} \quad (2.69)$$

где k_{wr} и k_{or} – относительные фазовые проницаемости по воде и нефти, S_{wr} и S_{or} – остаточные водо- и нефтенасыщенности, S_w – текущая водонасыщенность.

Тепловые потери в окружающие породы моделировались в вертикальном направлении в выше- и нижележащие слои. Минимальная разность температур, необходимая для расчёта теплопередачи, равна 0 °С.

Применялась декартова сетка. Размер модели составлял 505х505х6 м. На данной модели проводились расчёты непрерывной закачки воды в нагнетательную скважину, расположенную в центре модели, в течение 10 лет на сетках с размерами ячеек 50х50х1 м, 25х25х1 м, 10х10х1 м и 5х5х1 м. Это необходимо для того, чтобы выбрать правильный, с точки зрения сходимости получаемого решения, размер ячеек. Результаты проведённых расчётов распространения теплового поля вдоль простирания пласта на разных сетках представлены на рисунке 2.12.

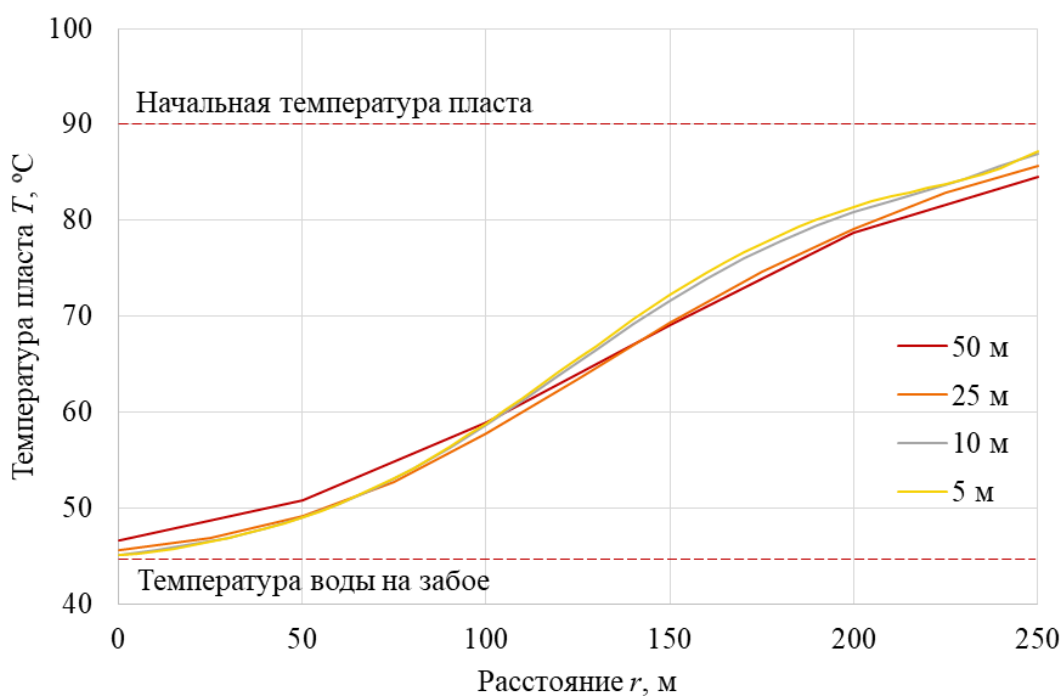


Рисунок 2.12 – Температурные профили пласта, полученные на численных сетках с различными размерами ячеек

На рисунке 2.12 качественно наблюдается сходимость решений. Для количественного исследования сходимости полученных решений в виде параметра используем относительное изменение среднеквадратичного отклонения (СКО) δS :

$$\delta S = \frac{|S_1 - S_0|}{S_0} \cdot 100 \%, \quad (2.70)$$

где S_1 – СКО исследуемого варианта, S_0 – СКО наиболее точного варианта с размером ячеек 5х5х1 м.

СКО определяется по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (T_i - T_{av})^2}, \quad (2.71)$$

где n – количество ячеек между нагнетательной и добывающей скважиной, T_i – температура пласта в i -ой ячейке, T_{av} – среднее арифметическое температуры пласта во всех ячейках между нагнетательной и добывающей скважиной.

На рисунке 2.13 представлена зависимость относительного изменения СКО от размера ячеек сетки.

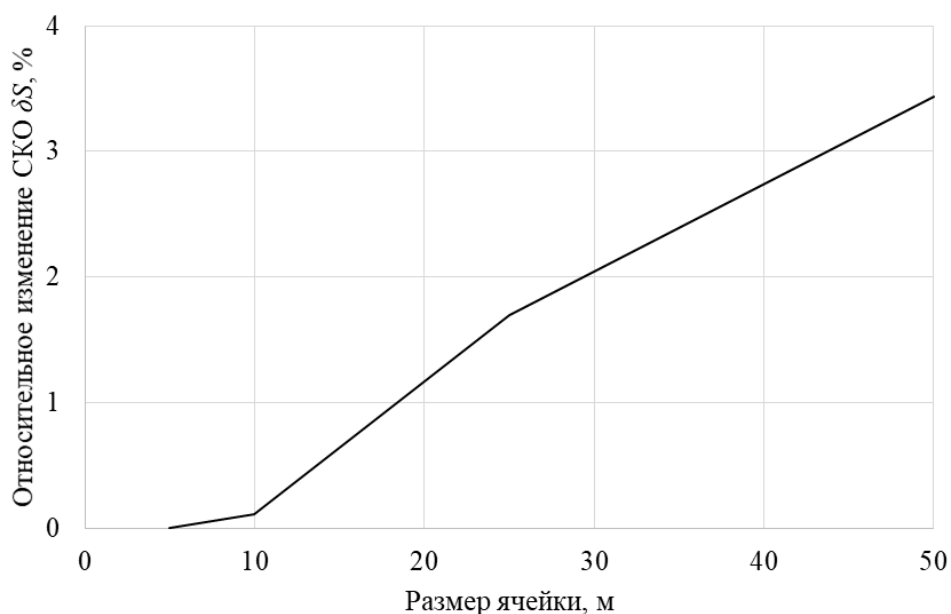


Рисунок 2.13 – Зависимость относительного изменения СКО от размера ячеек сетки

Анализ рисунка 2.13 показывает, что с уменьшением размера ячейки уменьшается относительное изменение СКО, следовательно, наблюдается

сходимость решения при измельчении расчётной сетки. Относительное изменение СКО между размерами ячеек 5х5х1 м и 10х10х1 м имеет значение менее 1 %, поэтому дальнейшее измельчение сетки не значительно увеличит точность получаемого решения, но значительно увеличит время необходимое для выполнения данного расчёта.

По итогам исследования сходимости решений для дальнейших расчётов будет использоваться сетка с размерами ячеек 5х5х1 м. Структура синтетической модели представлена на рисунке 2.14.

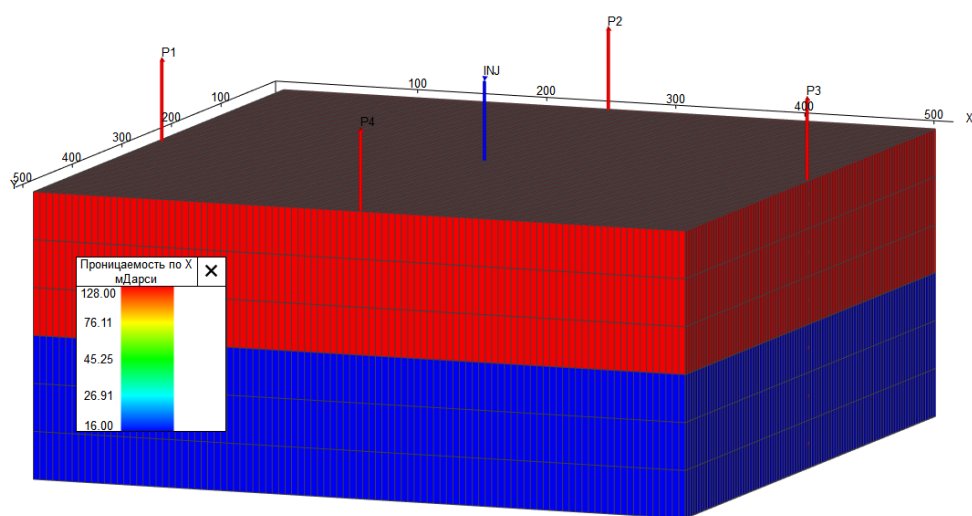


Рисунок 2.14 – Синтетическая модель в гидродинамическом симуляторе

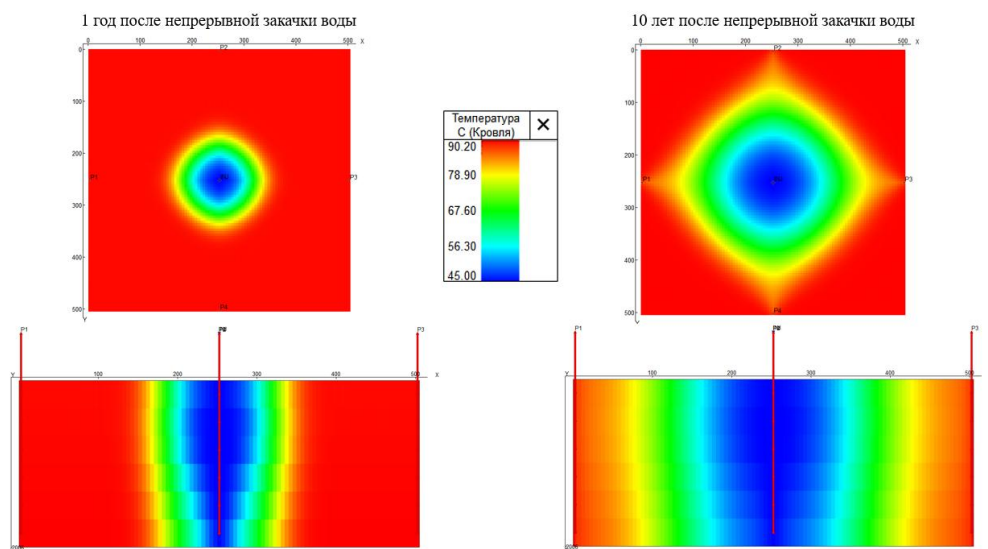


Рисунок 2.15 – Изменение температурного поля в синтетической модели через 1 год и 10 лет после начала закачки воды для вида сверху и вертикального сечения, проходящего через нагнетательную скважину

На рисунке 2.15 представлены температурные поля вокруг нагнетательной скважины через 1 год и 10 лет после начала закачки воды для вида сверху и вертикального сечения, проходящего через нагнетательную скважину.

Для определения зависимости коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами от времени были выбраны следующие контрольные точки расчёта в ГДМ: 1, 3, 5, 7 и 9 лет после начала закачки воды.

Воспользуемся методом наименьших квадратов, основанном на минимизации суммы квадратов отклонений функции, включающей неизвестный параметр, от экспериментальных данных [26]. В нашем случае экспериментальными данными являются данные о температурном профиле, полученные при расчёте в гидродинамическом симуляторе, а функцией, от которой будут считаться отклонения, будет аналитическое решение прямой задачи (2.63).

Пусть N – количество ячеек, лежащих между нагнетательной и добывающей скважинами, тогда каждому номеру ячейки i соответствует расстояние r_i . Обозначим за $T_i(\alpha_r)$ – значение температуры пласта, полученное аналитически по формуле (2.63), и T_{ci} – полученное численно в симуляторе на расстоянии r_i от нагнетательной скважины.

Тогда обратную задачу можно сформулировать в следующем виде: необходимо найти такое значение коэффициента теплопередачи α_r , при котором сумма квадратов отклонений $f(\alpha_r)$ будет принимать минимальное значение.

Функция $f(\alpha_r)$, согласно введённым обозначениям, определяется по формуле:

$$f(\alpha_r) = \sum_i^N [T_i(\alpha_r) - T_{ci}]^2. \quad (2.72)$$

Для поиска минимального значения функции (2.72) определим её производную по коэффициенту теплопередачи α_r , которая, с учётом решения прямой задачи (2.63), будет иметь вид:

$$f'(\alpha_r) = \frac{4\pi(T_r - T_w)}{QH_l} \sum_i^N \left[(r_i^2 - r_w^2)(T_i(\alpha_r) - T_{ci}) e^{-\frac{2\pi\alpha_r}{QH_l}(r_i^2 - r_w^2)} \right]. \quad (2.73)$$

Далее необходимо определить такое значение коэффициента теплопередачи α_r при котором производная (2.73) равна нулю (меняет знак). Так как коэффициент теплопередачи в явном виде не выражается из уравнения $f'(\alpha_r) = 0$, то решение будет выполняться численно, например, методом итераций. На рисунке 2.16 представлена блок-схема для определения коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами.

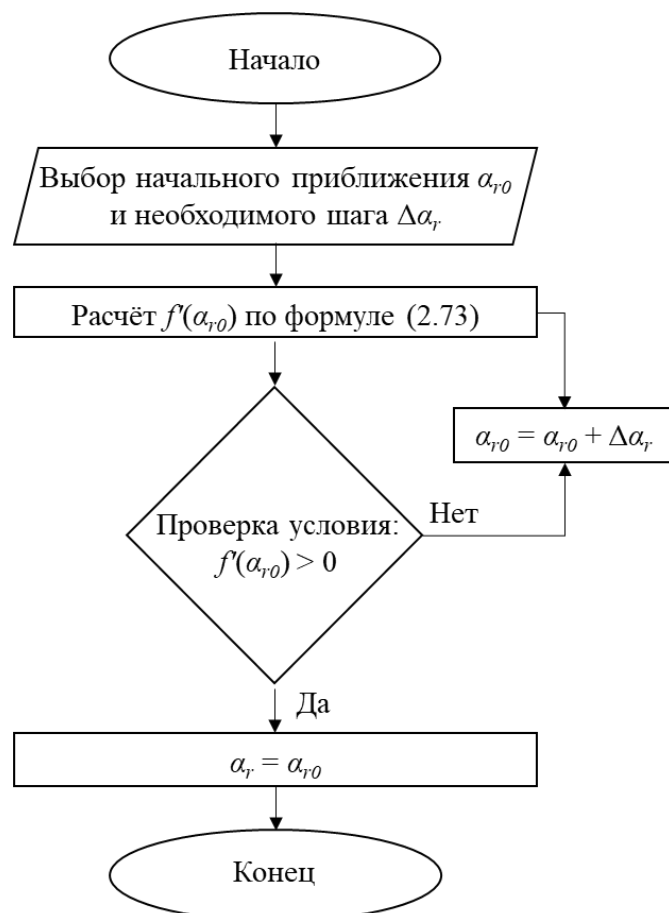


Рисунок 2.16 – Блок-схема для определения коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами

Первым шагом выбирается начальное приближение коэффициента теплопередачи $\alpha_{r0} = 0$ и задаётся необходимый шаг $\Delta\alpha_r = 0.001$. Следующим шагом рассчитывается производная $f'(\alpha_{r0})$ по формуле (2.73). Если $f'(\alpha_{r0}) > 0$, то принимается, что $\alpha_r = \alpha_{r0}$, и итерационная процедура завершается. Если условие не выполняется, то $\alpha_{r0} = \alpha_{r0} + \Delta\alpha_r$, и итерационная процедура продолжается.

Данный алгоритм проводится для каждой контрольной точки расчёта в гидродинамическом симуляторе. Для температурных профилей, полученных через 1, 3, 5, 7 и 9 лет после начала закачки воды, коэффициент теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами, рассчитанный по вышеописанному алгоритму, равен соответственно 0.077, 0.037, 0.027, 0.022 и 0.018 Вт/(м²·К).

На рисунке 2.17 представлены температурные профили пласта, полученные аналитически, с учётом определённых коэффициентов теплопередачи и рассчитанные в симуляторе.

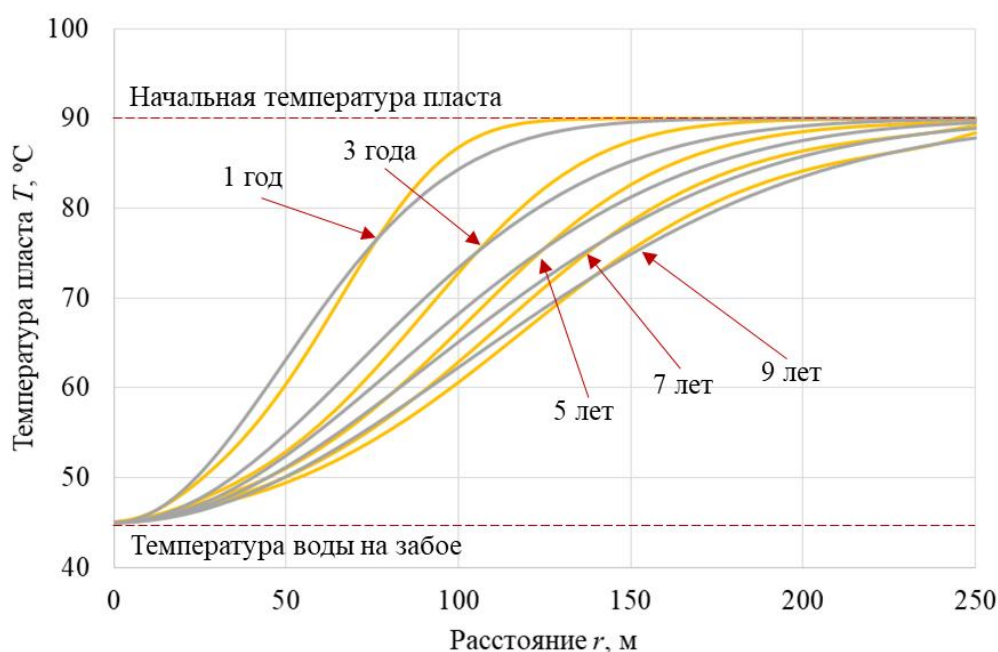


Рисунок 2.17 – Температурные профили пласта, полученные аналитически, с учётом определённых коэффициентов теплопередачи (серые кривые) и рассчитанные в симуляторе (жёлтые кривые)

Рисунок 2.17 показывает, что аналитическое решение совпадает с численным, но с некоторыми отклонениями, которые связаны с выбором конфигурации и размера ячеек. Поэтому для более точного определения коэффициента теплопередачи необходимо предварительно проводить численные исследования для определения корректной конфигурации и размера ячеек, необходимого для сходимости решения, исходя из специфики пласта и расстановки скважин.

Далее определим зависимость коэффициента теплопередачи от времени по полученным точкам в виде степенной функции от времени:

$$\alpha_r = c_1 t^{c_2}. \quad (2.74)$$

Коэффициенты c_1 и c_2 можно определить при помощи метода наименьших квадратов. Прологарифмируем выражение (2.74):

$$\ln \alpha_r = \ln c_1 + c_2 \ln t. \quad (2.75)$$

Пусть α_{rj} – коэффициент теплопередачи, полученный по результатам расчётов в симуляторе в момент времени t_j после начала закачки воды. Тогда исследуемая функция, согласно методу наименьших квадратов, будет иметь вид:

$$f(c_1, c_2) = \sum_j^N [\ln \alpha_{rj} - (\ln c_1 + c_2 \ln t_j)]^2. \quad (2.76)$$

Для определения минимума функции двух переменных необходимо, чтобы производная этой функции по каждой переменной была равна нулю:

$$\begin{cases} f'(c_1) = c_2 \sum_j^N \ln t_j - \sum_j^N \ln \alpha_{rj} + N \ln c_1 = 0 \\ f'(c_2) = c_2 \sum_j^N (\ln t_j)^2 + \ln c_1 \sum_j^N \ln t_j - \sum_j^N (\ln t_j \cdot \ln \alpha_{rj}) = 0 \end{cases}. \quad (2.77)$$

Решение системы уравнений (2.77) относительно неизвестных коэффициентов c_1 и c_2 не сложно получить методом подстановки:

$$\begin{cases} c_1 = \exp \left[\frac{\sum_j^N \ln \alpha_{rj} - c_2 \sum_j^N \ln t_j}{N} \right] \\ c_2 = \frac{\sum_j^N (\ln t_j \cdot \ln \alpha_{rj}) - \frac{(\sum_j^N \ln t_j)(\sum_j^N \ln \alpha_{rj})}{N}}{\sum_j^N (\ln t_j)^2 - \frac{(\sum_j^N \ln t_j)^2}{N}} \end{cases} \quad (2.78)$$

Согласно решению (2.78) коэффициенты c_1 и c_2 , для данной синтетической задачи, равны 0.077 и -0.653 соответственно, тогда зависимость коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими пласт породами от времени определяется следующей степенной функцией:

$$\alpha_r = 0.077t^{-0.653}. \quad (2.79)$$

Определим коэффициент теплопередачи, совмещая два предыдущих алгоритма – комплексный алгоритм, в виде аналитического выражения (2.68) умноженного на неизвестный коэффициент c_3 :

$$\alpha_r = c_3 \frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi a t}}. \quad (2.80)$$

Коэффициент c_3 также определим с помощью метода наименьших квадратов:

$$f(c_3) = \sum_j^N \left[\alpha_{rj} - c_3 \frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi a t_j}} \right]^2. \quad (2.81)$$

Определим производную функции (2.81) и приравняем её нулю:

$$f'(c_3) = -2 \sum_j^N \frac{\alpha_{rj} \lambda_c}{\sqrt{\pi a t_j}} + 2c_3 \sum_j^N \left(\frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi a t_j}} \right)^2 = 0. \quad (2.82)$$

Из (2.82) выразим искомый коэффициент c_3 :

$$c_3 = \frac{\sum_j^N \frac{\alpha_{rj} \lambda_c}{\sqrt{\pi a t_j}}}{\sum_j^N \left(\frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi a t_j}} \right)^2}. \quad (2.83)$$

Согласно решению (2.83) коэффициент c_3 , для данной синтетической задачи, равен 0.326, тогда зависимость коэффициента теплопередачи от времени определяется следующей функцией:

$$\alpha_r = 0.316 \frac{\lambda_c}{\sqrt{\pi a t}}. \quad (2.84)$$

На рисунке 2.18 представлено сопоставление результатов определения зависимости коэффициента теплопередачи от времени, полученных по формулам (2.68), (2.79) и (2.84).

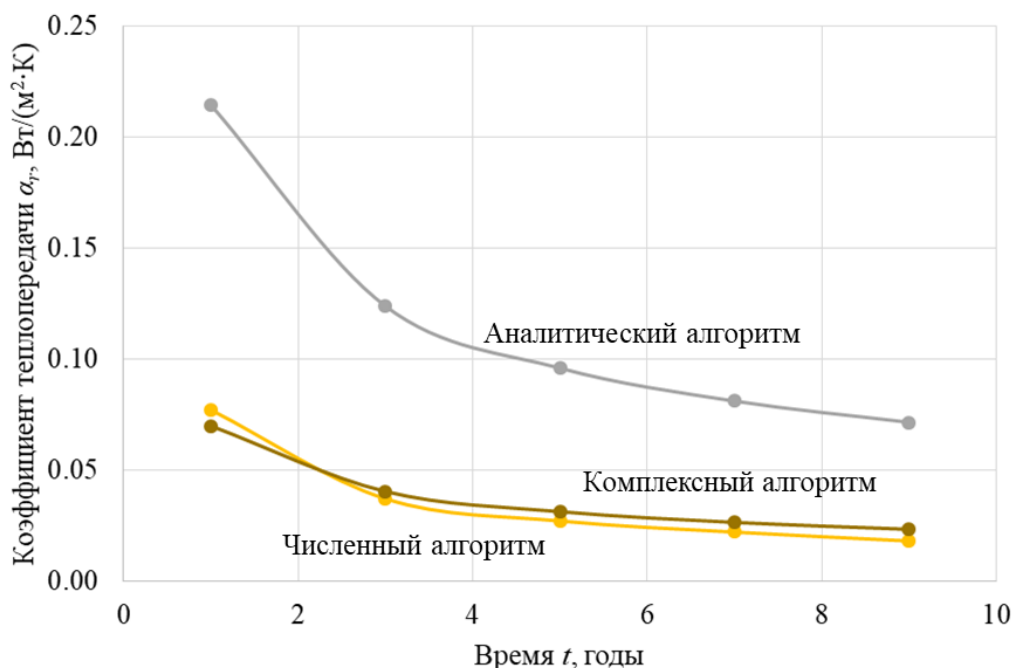


Рисунок 2.18 – Сопоставление результатов определения зависимости коэффициента теплопередачи от времени, полученных по каждому алгоритму

Сопоставление показывает, что аналитический алгоритм даёт результаты в 3-5 раза выше, чем численный алгоритм. Это говорит о том, что при выводе формулы (2.68) для определения коэффициента теплопередачи не совсем корректно приравнивать тепловые потери из пласта в окружающие породы, определённые по дифференциальному закону Фурье и алгебраическому закону Ньютона-Рихмана. Поэтому при наличии

крупномасштабной модели объекта, из которой можно получить секторную синтетическую модель, рекомендуется применение численного или комплексного алгоритма [94].

2.5. Выводы по главе 2

Подход к сведению двумерных тепловых задач к квазидвумерным, даёт возможность с достаточной степенью точности заменять закон Фурье для теплопотерь законом Ньютона-Рихмана. Данный подход проверен на описании теплового поля в работающей нагнетательной скважине путём сопоставления с известным стационарным аналитическим решением в двумерной постановке.

Предложен алгоритм решения обратной задачи по определению коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими нагнетательную скважину породами по данным единичного замера температуры на забое скважины.

Введён критерий неоднородности рассматриваемого поля, показывающий во сколько раз радиальная скорость в заданном поле больше вертикальной скорости. Выполненные оценки показали, что в слоисто-неоднородном пласте необходимо учитывать неоднородность потока жидкостей по вертикали, в то время как тепловое поле выравнивается достаточно быстро в этом направлении и для практических прогнозов и оценок его можно считать однородным по вертикали несмотря на слоистый характер пласта.

Разработана квазистационарная физико-математическая модель, описывающая изменение температурного поля в слоисто-неоднородном пласте при закачке в него жидкости с температурой отличной от пластовой в упрощённой однотемпературной квазидвумерной постановке.

Предложены алгоритмы для решения обратной задачи по определению коэффициента теплопередачи жидкости с окружающими слоисто-неоднородный пласт породами: 1) аналитическое решение задачи о

распространении температурного поля в окружающие породы; 2) численное решение задачи теплопереноса в слоисто-неоднородном пласте в трёхмерной постановке при помощи гидродинамического симулятора; 3) комбинация двух предыдущих алгоритмов.

ГЛАВА 3. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ ТЕРМОГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫЙ ПЛАСТ

3.1. Технологии перераспределения фильтрационных потоков в пласте

Поддержание пластового давления при помощи заводнения влечёт за собой проблему, связанную с быстрым прорывом воды в добывающие скважины [95]. Из-за наличия слоистой неоднородности пласта наиболее проницаемые пропластки быстро обводняются, в результате чего значительно повышается обводнённость добываемой продукции. Для борьбы с данной проблемой применяются комплексные мероприятия по перераспределению потоков в пласте по вертикали и латерали и снижению обводнённости продукции в результате этих геолого-технических мероприятий. Данный процесс в последнее время называют управление заводнением (water control) или управление охватом пласта вытеснением (conformance improvement).

Наиболее распространенным методом для борьбы с обводнением является выравнивание профиля приёмистости (ВПП) в нагнетательных скважинах между пропластками с различной проницаемостью [25]. ВПП проводят с целью увеличения коэффициента охвата пласта заводнением за счёт изменения направлений фильтрационных потоков, что способствует дополнительной добыче нефти из ранее плохо дренируемых зон пласта.

Технологии ВПП состоят из следующих операций: закачка осадко-гелеобразующих композиций в нагнетательные скважины; формирование в призабойной зоне слоисто-неоднородного пласта барьеров или экранов со сниженной проницаемостью; последующая закачка воды с перераспределением потоков из высоко в низкопроницаемые слои и области пласта [29, 96-97]. Механизм ВПП заключается в том, что наибольшая глубина проникновения реагентов наблюдается в высокопроницаемых пропластках, следовательно, и низкопроницаемый барьер в них формируется большего размера.

Технологии реализуются с использованием осадко-гелеобразующих композиций, состоящих, как правило, из двух основных компонентов: реагента, который при взаимодействии с иницирующим компонентом приводит к выпадению осадка или формирует неподвижный гелевый барьер.

К гелеобразующим составам относятся составы, в которых в виде основного компонента выступают водорастворимые полимеры. Наиболее распространённые среди таких это гели на основе полиакриламидов и их сшивателей [97]. Растворы полимеров являются неньютоновскими вязкими жидкостями, что способствует наиболее равномерному и эффективному вытеснению нефти из пласта за счёт снижения отношения вязкости нефти к вязкости воды. Также это приводит к перераспределению потоков в пласте и выравниванию фронта вытеснения закачиваемой воды.

Осадкообразующие композиции в пластовых условиях образуют нерастворимый кристаллический или аморфный осадок. Распространённым является раствор карбоната натрия и хлористого кальция [98]. Эти соли, взаимодействуя в пласте, образуют кристаллический осадок карбоната кальция, который осаждается на скелете пористой среды. Эти системы образуют осадок только в высокопроницаемых промытых пропластках пласта, что обеспечивает данной технологии высокую селективность при воздействии на пласт.

Другое направление заключается в закачке полимер-дисперсных или суспензионных составов, в которых осадок формируется не за счёт химической реакции, а за счёт механического удерживания частиц на скелете пористой среды. Полимер, в свою очередь, служит для стабилизации суспензии и замедления её гравитационной сегрегации. К таким составам относятся композиции, содержащие в качестве основного технологического рабочего компонента тот или иной твёрдый дисперсный наполнитель, например, глину, мел, древесную муку [99].

Современные технологии позволяют расположить низкопроницаемый барьер как вблизи нагнетательной скважины, так и на удалении от неё в

межскважинном пространстве. Одним из способов является задержка реакции осадко-гелеобразования реагентов или реакции с большими кинетическими временами (недели-месяцы). Примером такой технологии является применение предварительно сформированных гелевых частиц (preformed particles gel, PPG), механизм гелеобразования которых состоит в том, что предварительно измельчённые и высушенные гелевые частицы, взаимодействуя с пластовыми флюидами, со временем набухают и осаждаются в пористой среде [27, 100]. Так как процесс набухания происходит в течение нескольких десятков дней, то частицы геля успевают проникнуть достаточно глубоко в пласт, что позволяет локализовать низкопроницаемый барьер на значительном удалении от скважины.

Другим способом расположения низкопроницаемого барьера на удалении от скважины является закачка термогелеобразующих композиций (ТГК), в которых фактором, вызывающим гелеобразование, является температура пласта [26, 95]. Закачка воды в нагнетательные скважины с температурой меньше пластовой приводит к формированию неоднородного температурного распределения [101]. При закачке оторочки ТГК формирование низкопроницаемого барьера начинается на удалении от скважины при температуре гелеобразования. Преимущество данной технологии заключается в том, что существуют реагенты и полимеры, температуру гелеобразования которых можно изменять, а, следовательно, и изменять место образования низкопроницаемых барьеров. Примерами таких композиций являются, например, состав ГАЛКА на основе солей алюминия и карбамида и МЕТКА на основе простых эфиров целлюлозы [102]. Температуру гелеобразования можно регулировать в диапазоне от 30 до 150 градусов путём добавления неорганических и органических добавок. Это даёт возможность подстраивать ТГК под конкретные пластовые условия [103].

За рубежом разработали и активно внедряют, так называемую, технологию Bright-Water. В основе этой технологии лежит использование термочувствительных микрогелей, механизм осадкообразования которых

схож с PPG, но процесс набухания активируется за счёт изменения температуры [104].

Главный вопрос, на который пока нет научно-обоснованного ответа, состоит в том, в какой части пласта локализовать формирование низкопроницаемых барьеров для повышения технологической и экономической эффективности процесса перераспределения потоков и повышения охвата пласта заводнением. Рассмотрим качественно физические механизмы влияния локализации низкопроницаемого барьера в различных частях пласта на эффективность перераспределения потоков. На рисунке 3.1 представлена схематичная картина заводнения слоисто-неоднородного участка пласта (два связанных пропластка с различными фильтрационными параметрами и толщинами). Примем, что поток является осесимметричным с перетоками между пропластками. Расход воды в пропластки пропорционален их суммарной проводимости.

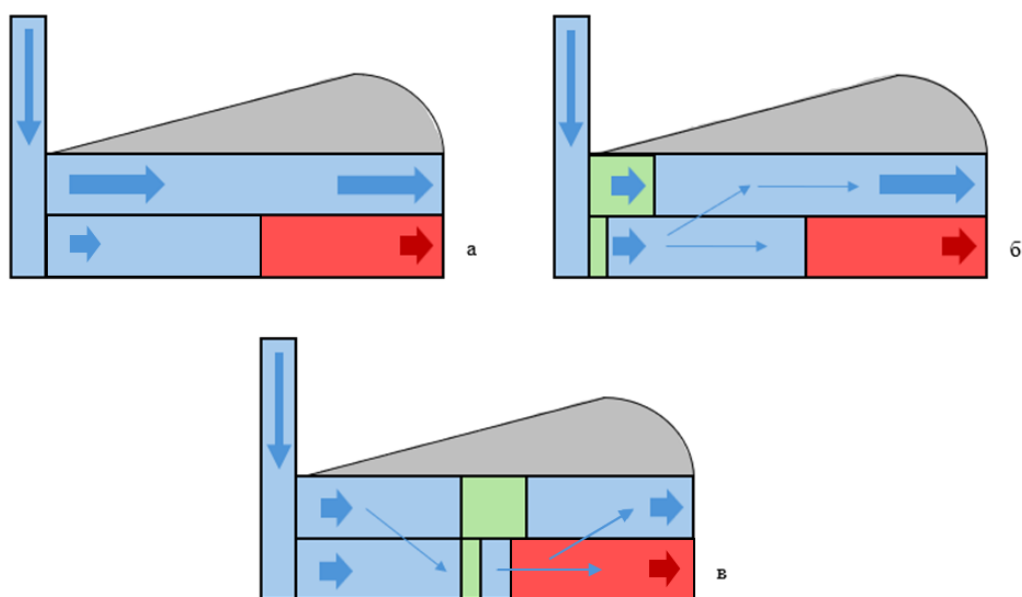


Рисунок 3.1 – Схема перераспределения потоков в слоисто-неоднородном пласте при установке низкопроницаемых барьеров: а – прорыв воды по высокопроницаемому пропластку; б – расположение барьера вблизи нагнетательной скважины; в – расположение барьера на удалении от нагнетательной скважины

При заводнении основной поток воды, движущийся по высокопроницаемому пропластку, прорывается в добывающие скважины и приводит к обводнению добываемой продукции. В то же время в низкопроницаемом пропластке ещё остается достаточно большое количество нефти, рисунок 3.1а. При расположении гелевого барьера вблизи нагнетательной скважины для ВПП перераспределение потоков происходит в уже промытой зоне, рисунок 3.1б. Поперечный профиль потока за барьером достаточно быстро приобретает исходную конфигурацию и влияет на перераспределение потоков в нефтенасыщенной зоне незначительно. Если расположить тот же барьер в межскважинной зоне, рисунок 3.1в, перераспределение потоков происходит в нефтенасыщенной зоне, что приводит к более заметному влиянию на суммарную проводимость низкопроницаемого пропластка. Такое перераспределение потоков приводит к более значительному снижению обводнения продукции в добывающих скважинах.

Эти рассуждения показывают, что локализация барьеров на удалении от нагнетательной скважины может более заметно влиять на эффективность охвата пласта заводнением. Результаты гидродинамического моделирования показывают, что с удалением от нагнетательной скважины гелевый барьер снижает обводнённость продукции на большую величину, более длительное время [105]. Необходимо отметить, что для формирования барьеров на удалении от скважины требуется значительно больший объём реагента, чем при их расположении непосредственно в призабойной зоне.

3.2. Физико-математическая модель тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте при наличии химической реакции

Далее рассматривается формирование низкопроницаемых барьеров под действием повышенной температуры пласта в межскважинном пространстве на примере термогелеобразующих композиций. Физико-математическая модель тепломассопереноса в слоисто-неоднородном пласте при наличии

химической реакции гелеобразования, зависящей от температуры, была разработана К.М. Фёдоровым и И.В. Выдышем [106, 107, 108].

Рассмотрим задачу на примере вертикальной нагнетательной скважины, вскрывающей слоисто-неоднородный пласт, который состоит из N вертикально не связанных пропластков с абсолютной проницаемостью k_i , толщиной h_i и пористостью m_i , где i – номер пропластка. В скважину при постоянном расходе Q_0 закачивается оторочка ТГК в виде полимера объёмом закачки V , вязкость которого, при температуре закачиваемого раствора, практически равна вязкости пластовой жидкости. Оторочка проталкивается водой вглубь пласта до тех пор, пока не попадает в область повышенных температур, где и происходит формирование гелевого осадка.

Обозначим массовую концентрацию полимера в подвижной водной фазе c и объёмную концентрацию выпадающего неподвижного геля в единице объёма пористой среды σ . Скорость выпадения геля J , в приближении элементарной гомогенной односторонней реакции в закрытой системе, определяется законом действующих масс Гульдберга-Вааге [109]:

$$J = z\rho_w \prod_a c_a^{n_a}, \quad (3.1)$$

где функция под знаком произведения определяет вероятность нахождения в заданной точке пространства необходимого для реакции количества молекул a -го компонента, n_a – стехиометрический коэффициент реакции (количество молекул, участвующих в реакции), ρ_w – плотность воды, а z – константа скорости реакции, зависимость от температуры которой описывается законом Аррениуса [109]:

$$z = Ae^{-\frac{E}{RT}}, \quad (3.2)$$

где A – кинетический коэффициент, E – энергия активации реакции, R – универсальная газовая постоянная, T – температура в Кельвинах.

Энергия активации – это энергия теплового движения молекул, которая приводит к химическому взаимодействию. Частицы, обладающие энергией активации, при столкновении могут образовать переходный (активированный)

комплекс, в котором одновременно происходит разрыв связей в реагентах и образование связей в продуктах реакции. Кинетический коэффициент характеризует частоту столкновений реагирующих молекул.

Неорганические или органические добавки в термогелеобразующих составах выступают в роли катализаторов или ингибиторов, снижающих или повышающих энергию активации. Рассмотрим принцип работы добавки-катализатора. Катализатор сначала образует с одним из сходных веществ промежуточное соединение, которое далее реагирует с другим исходным веществом. Скорости этих двух реакций гораздо выше скорости взаимодействия двух исходных веществ без катализатора, поскольку характеризуются меньшей энергией активации. Принцип работы ингибиторов тот же, только они замедляют реакцию. Именно такие добавки способствуют изменению температуры ТГК при которой будет образовываться гель, что позволяет подбирать такие составы под определённые свойства пласта.

Будем считать, что рассматриваемая реакция имеет первый порядок по полимеру и протекает при избытке воды [110]. Тогда закон действующих масс сводится к виду:

$$J = z\rho_w c. \quad (3.3)$$

Формирование гелей в пласте будем моделировать на основе известного в аналитической химии принципа «возникающих реагентов (гомогенного осаждения)» [109]. Таким образом, реакция гелеобразования разбивается на два этапа. На первом этапе в пласте, за счёт его тепловой энергии, постепенно образуются зародыши гелевой фазы – мономерные единицы. С повышением температуры скорость образования мономерных единиц растёт согласно закону Аррениуса (3.3). Размер мономеров, по сравнению с радиусом пор, достаточно мал, поэтому осаждения не происходит. На втором этапе, при достижении температуры гелеобразования T_a активируется реакция поликонденсации мономерных единиц, результатом которой является формирование и осаждения геля, рисунок 3.2.

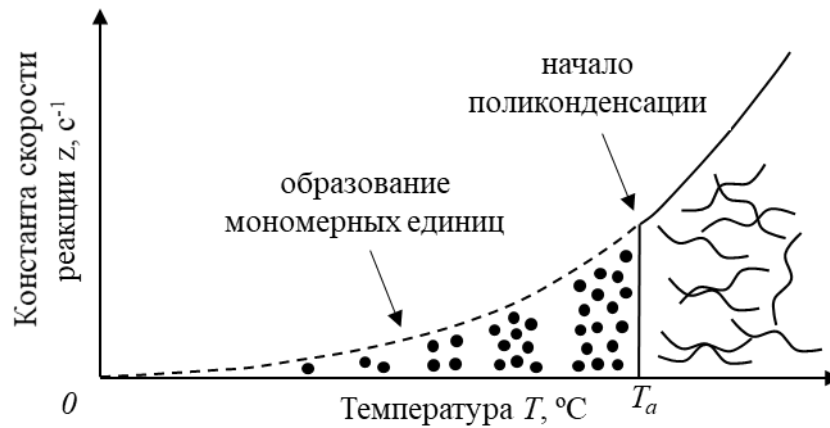


Рисунок 3.2 – Схематичное представление кинетики реакции гелеобразования

Такой двухэтапный механизм моделируется зависимостью константы скорости реакции от температуры в виде ступенчатой функции:

$$z = \begin{cases} 0, & T < T_a, \\ Ae^{-\frac{E}{RT}}, & T \geq T_a. \end{cases} \quad (3.4)$$

Зависимость температуры от расстояния будем моделировать полученным ранее решением прямой задачи о распределении температуры в круговом пласте при закачке жидкости с температурой отличной от пластовой в приближённой постановке:

$$T_* = T_w + (T_r - T_w) \left(1 - e^{-\frac{2\pi\alpha_r}{QH_l}(r^2 - r_w^2)} \right), \quad t \geq 3 \frac{H_r h^2}{4\lambda}. \quad (3.5)$$

где обратная задача по определению коэффициента теплопередачи α_r рассматривалась в разделе 2.4.

Как было отмечено ранее, использование усреднённой температуры пласта обусловлено тем, что вертикальная теплопроводность пласта достаточно высока по сравнению со скоростью латерального переноса тепла в пласте. В связи с этим, практически все упрощённые подходы для описания транспорта тепла в пористом коллекторе предполагают бесконечную вертикальную теплопроводность в пласте [50].

За счёт подбора температуры гелеобразования полимера T_a формируемый барьер можно расположить на различных расстояниях от

нагнетательной скважины. Расстояние от нагнетательной скважины r_a , на котором начнёт формироваться гель, определяется из выражения (3.5):

$$r_a = \sqrt{r_w^2 + \frac{H_l Q}{2\pi\alpha_r} \ln \left(\frac{T_R - T_W}{T_R - T_a} \right)}. \quad (3.6)$$

Рассмотрим зрелые этапы процесса заводнения, тогда вблизи нагнетательной скважины подвижна только вода, а нефть находится в капиллярно-защемлённом состоянии при остаточной нефтенасыщенности S_{or} , которая принимается одинаковой для каждого пропластка. Будем считать матрицу породы недеформируемой, а пластовые жидкости несжимаемыми. Вертикальными перетоками жидкости по сравнению с латеральным течением пренебрегаем. Считается, что температурное поле в слоисто-неоднородном пласте во время закачки ТГК и формировании геля в пласте со временем не меняется, следовательно, коэффициент теплопередачи постоянный. Это связано с тем, что на проведение такой обработки требуется от нескольких дней до нескольких недель, в то время как на существенное изменение температурного поля, согласно формулам (2.80) и (3.5), требуется от нескольких месяцев до нескольких лет.

Следует отметить, что в данной модели не учитываются механизмы захвата частиц реагента пористой средой, такие как адсорбция, механическое удерживание, недоступный поровый объём [111], а также не учитывается возможность размыва гелевого барьера после его формирования. Изменением температуры пласта из-за процесса гелеобразования пренебрегается ввиду большой теплоёмкости насыщенной пористой среды [102].

С учётом вышеперечисленных допущений, процесс осесимметричной фильтрации оторочки ТГК и осаждения геля в слоисто-неоднородном пласте для i -го слоя, описывается законами сохранения массы полимера (3.7), выпавшего неподвижного геля (3.8), а также закона Дарси (3.9), в который включено увеличение гидравлического сопротивления породы при выпадении геля [112]:

$$m_i(1 - S_{or}) \frac{\partial c_i}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(r U_i c_i)}{\partial r} = -z c_i, \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = z \frac{\rho_w}{\rho_p} c_i, \quad (3.8)$$

$$U_i = - \frac{k_i k_{rw}(S_{or})}{\mu(1 + \beta \sigma_i)} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (3.9)$$

где t – время, ρ_p – плотность полимера, U_i – скорость фильтрации в i -ом слое, k_{rw} – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, μ – динамическая вязкость закачиваемого реагента, β – коэффициент загрязнения пористой среды, P – поровое давление.

Обобщённый закон Дарси (3.9) и коэффициент загрязнения пористой среды β определяется эмпирически, путём проведения лабораторных экспериментов на керне [113]. Отметим, что плотность полимера близка к плотности воды поэтому соотношение плотностей в уравнении (3.8) будем считать равным единице.

При закачке оторочки полимера в пласт происходит её разделение между пропластками из-за слоистой неоднородности пласта. Расход жидкости в i -ый пропласток Q_{0i} считается пропорциональным его проводимости. Поэтому низкопроницаемый барьер будет формироваться в каждом слое в разные моменты времени. С учётом вышесказанного начальные и граничные условия для системы уравнений (3.7) – (3.9) записываются в виде:

$$t = 0, r_w \leq r \leq r_c: c_i = 0, \sigma_i = 0, \quad (3.10)$$

$$t_i \leq t \leq t_i + t_0, r = r_a: c_i = c_0, \quad (3.11)$$

$$t > t_i + t_0, r = r_a: c_i = 0, \quad (3.12)$$

где $t_0 = V/Q_0$ – время закачки оторочки ТГК, r_c – расстояние до добывающей скважины, c_0 – начальная концентрация ТГК в потоке, t_i – время прихода переднего фронта оторочки до точки r_a (3.6) в i -ом слое.

Расход воды в i -ый пропласток выражается через общий расход в нагнетательную скважину:

$$Q_{0i} = 2\pi r h_i U_i = Q_0 \frac{k_i h_i}{\sum_j k_j h_j}, \quad (3.13)$$

где знак суммы в знаменателе и далее обозначает суммирование по всем номерам слоёв от $j=1$ до $j=N$.

На входе в пласт расход жидкости считается постоянным, включая и время формирования геля. Это означает, что репрессия на пласт меняется с течением времени.

Для оценки этих изменений проведём ранжирование пропластков по проницаемости от наибольшей $i=1$ к наименьшей $i=N$. Рассмотрим круговой сектор радиального пласта, вырезанного до расстояния r_a , на рисунке 3.3.

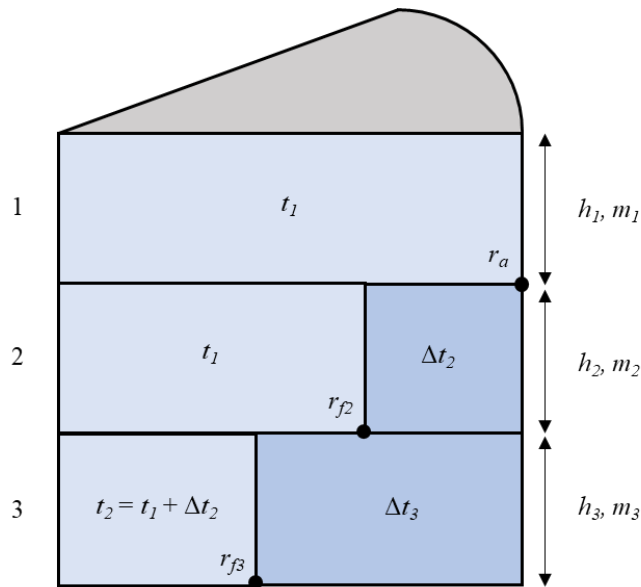


Рисунок 3.3 – Круговой сектор слоисто-неоднородного пласта

Время, за которое передний фронт оторочки окажется в точке r_a в высокопроницаемом слое, можно определить путём деления объёма слоя на объёмный расход воды в этот слой:

$$t_1 = \frac{m_1(1 - S_{or})\pi h_1(r_a^2 - r_w^2)}{Q_{01}}. \quad (3.14)$$

Во втором слое за время t_1 передний фронт не успеет дойти до точки r_a , поэтому ему ещё останется пройти расстояние $r_a - r_{f2}$ за время Δt_2 и искомое

время t_2 , будет определяться суммой времён t_1 и Δt_2 . Такие же рассуждения можно привести для остальных слоёв.

Тогда для слоёв с номерами от 2 до N время прихода переднего фронта оторочки до точки r_a в i -ом слое можно определить следующими формулами:

$$t_i = t_{i-1} + \Delta t_i, \quad (3.15)$$

$$\Delta t_i = \frac{m_i(1 - S_{or})\pi h_i(r_a^2 - r_{fi}^2)}{Q_{oi} \frac{\Delta p_{i-1}}{\Delta p_0}}, \quad (3.16)$$

$$r_{fi} = \sqrt{r_w^2 + \frac{Q_{oi}}{m_i(1 - S_{or})\pi h_i} \sum_{j=1}^{i-1} \frac{\Delta p_{j-1}}{\Delta p_0} \Delta t_j}, \quad (3.17)$$

где r_{fi} – положение фронта оторочки в i -ом слое в момент формирования низкопроницаемого барьера в $i-1$ слое, Δt_i – время, в течение которого оторочка ТГК пройдёт расстояние $r_a - r_{fi}$ в i -ом слое, до момента активации реакции гелеобразования (причём $\Delta t_1 = t_1$), Δp_0 и Δp_i – репрессия на пласт до закачки ТГК и после формирования геля в i слое.

Формулы (3.14) – (3.17) определяют время прихода переднего фронта оторочки до точки r_a в i -ом слое необходимое для определения граничных условий (3.10) – (3.12). При выводе формул (3.14) – (3.17) считается, что после того, как оторочка ТГК достигла точки r_a формирование геля начинается мгновенно.

Уравнения (3.7) – (3.8) можно переписать, учитывая определение константы скорости химической реакции в виде закона Аррениуса (3.3) и формулу (3.13), определяющую перераспределение закачиваемой жидкости по слоям, в следующем виде:

$$m_i(1 - S_{or}) \frac{\partial c_i}{\partial t} + \frac{Q_0}{2\pi r} \frac{k_i}{\sum_j k_j h_j} \frac{\partial c_i}{\partial r} = -A e^{-\frac{E}{RT(r)}} c_i, \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = A e^{-\frac{E}{RT(r)}} c_i, \quad (3.19)$$

где функция температуры от радиальной координаты $T(r)$ определяется выражением (3.5).

Уравнение Дарси (3.9) для i -го слоя запишем в виде формулы Дюпюи для плоскорадиального течения [95]:

$$Q_i = \frac{2\pi h_i k_i k_{rw}(S_{or}) \Delta p}{\mu g_i \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} = \frac{Q_{oi}}{g_i} \frac{\Delta p}{\Delta p_0}, \quad (3.20)$$

где Δp – текущая репрессия на пласт, g_i – дополнительное фильтрационное сопротивление, которое появляется при формировании низкопроницаемого барьера в i -ом слое и для плоскорадиального течения определяется следующей формулой [112]:

$$g_i = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)} \int_{r_w}^{r_c} \frac{(1 + \beta \sigma_i)}{r} dr. \quad (3.21)$$

Величина обратная g_i показывает во сколько раз уменьшится средняя, по всей длине i -го слоя, проницаемость после обработки. Формула (3.20) описывает перераспределение потоков жидкости в пропластках после формирования низкопроницаемого барьера.

Репрессия на пласт после обработки Δp определяется из равенства расходов воды в нагнетательную скважину до и после формирования гелевого барьера:

$$\Delta p = \Delta p_0 \frac{\sum_j k_j h_j}{\sum_j \frac{k_j h_j}{g_j}}. \quad (3.22)$$

Будем считать, что вытеснение нефти водой – поршневое. Нефть вытесняется до значения остаточной нефтенасыщенности S_{or} . Тогда, согласно закону сохранения массы, можно определить обводнённость добываемой продукции по следующей формуле:

$$W = \frac{Q_w}{Q}, \quad (3.23)$$

где Q_w – суммарный расход воды в полностью обводнённые слои, Q – расход воды в нагнетательную скважину.

Суммарный дебит нефти в ближайших добывающих скважинах Q_{oil} определяется из формулы (3.23) в виде:

$$Q_{oil} = Q_0(1 - W). \quad (3.24)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой $K_{выт}$ определяется в виде:

$$K_{выт} = 1 - S_{or}. \quad (3.25)$$

Коэффициент охвата пласта заводнением $K_{охв}$ определяется как отношение заполненного водой объёма пропластков ко всему объёму пласта [95]:

$$K_{охв} = \frac{\sum_i \pi h_i (r_i^2 - r_w^2)}{\pi h (r_c^2 - r_w^2)}, \quad (3.26)$$

где r_i – расстояние, которое прошла вода в i -ом слое в момент времени t , которое определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{r_w^2 + \frac{1}{m_i(1 - S_{or})\pi h_i} \int_0^t Q_i(t) dt}. \quad (3.27)$$

Коэффициент извлечения нефти (КИН) определяется как произведение коэффициентов вытеснения нефти водой и охвата пласта заводнением:

$$\text{КИН} = K_{выт} K_{охв}. \quad (3.28)$$

Технологические параметры моделируемого участка разработки, определяемые по формулам (3.20), (3.22) – (3.28) меняются в течение всего времени разработки как по причинам прорыва воды в добывающие скважины, так и по причине формирования низкопроницаемого гелевого барьера. Алгоритм расчёта изменения данных параметров в течение времени будет представлен в разделе 3.4.

3.3. Аналитическое решение системы уравнений тепломассопереноса

Проведём процедуру обезразмеривания уравнений (3.18), (3.19) и (3.21), а также начальных и граничных условий (3.10) – (3.12). Введём безразмерные переменные:

$$X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}, \quad (3.29)$$

$$T = \frac{Q_0 t}{\pi h(r_c^2 - r_w^2)}, \quad (3.30)$$

$$C_i = \frac{c_i}{c_0}, \quad (3.31)$$

$$S_i = \frac{\sigma_i}{m_i(1 - S_{or})}, \quad (3.32)$$

описывающие безразмерную радиальную координату (3.29), безразмерное время (3.30), безразмерную концентрацию реагента в потоке (3.31) и долю заполненного гелем порового пространства (3.32) в i -ом слое.

Подстановка безразмерных переменных в исходную систему уравнений приводит к определению следующих безразмерных комплексов подобия:

$$K_i = \frac{k_i h}{\sum_j k_j h_j}, \quad (3.33)$$

$$St = \frac{2\pi(r_c^2 - r_w^2)\alpha_r}{QH_l}, \quad (3.34)$$

$$\theta_r = \frac{T_r}{T_r - T_w}, \quad (3.35)$$

$$E_r = \frac{E}{R(T_r - T_w)}, \quad (3.36)$$

$$D = \frac{\pi h(r_c^2 - r_w^2)A}{Q_0}, \quad (3.37)$$

$$T_0 = \frac{V}{\pi h(r_c^2 - r_w^2)}, \quad (3.38)$$

которые описывают отношение проницаемости i -го слоя к средневзвешенной проницаемости пласта (3.33), безразмерное число Стэнтона (3.34), отношение начальной температуры пласта к разнице температур пласта и закачиваемой воды на забое скважины (3.35), отношение энергии активации к разнице энергий теплового движения молекул при температуре пласта и температуре закачиваемой воды на забое скважины (3.36), отношение характерного времени фильтрации к характерному времени химической реакции (3.37), безразмерное время закачки оторочки ТГК (3.38).

С учётом введённых безразмерных переменных и комплексов подобия уравнения (3.18), (3.19) и (3.21) запишутся в следующем виде:

$$\frac{\partial C_i}{\partial T} + \frac{K_i}{m_i(1 - S_{or})} \frac{\partial C_i}{\partial X} = - \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-stX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} C_i, \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial S_i}{\partial T} = \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-stX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} c_0 C_i, \quad (3.40)$$

$$g_i = \frac{1}{\ln\left(1 + \frac{1}{X_w}\right)} \int_0^1 \frac{(1 + \beta m_i(1 - S_{or})S_i)}{(X + X_w)} dX. \quad (3.41)$$

где X_w – безразмерный радиус скважины:

$$X_w = \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}. \quad (3.42)$$

Начальные и граничные условия для безразмерных переменных примут следующий вид:

$$T = 0, 0 < X < 1: C_i = 0, S_i = 0, \quad (3.43)$$

$$T_i \leq T \leq T_i + T_0, X = X_a: C_i = 1, \quad (3.44)$$

$$T > T_i + T_0, X = X_a: C_i = 0, \quad (3.45)$$

где X_a – безразмерная координата, на которой будет начинаться химическая реакция, определяется следующей формулой:

$$X_a = \frac{r_a^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}. \quad (3.46)$$

Решение уравнений (3.39) – (3.41) с учётом начальных и граничных условий (3.43) – (3.45) можно получить методом характеристик, аналогичные подходы применялись авторами ранее [112, 114]. Смысл метода характеристик заключается в том, чтобы привести уравнения в частных производных к семейству обыкновенных дифференциальных уравнений. Для этого определяют кривые – характеристики, вдоль которых уравнение в частных производных можно записать в виде обыкновенного дифференциального

уравнения, которое аналитически разрешается вдоль характеристик и условий на них.

Запишем выражения для полных дифференциалов безразмерных концентраций реагента в потоке и осаждённого геля в единице объёма пористой среды частиц:

$$\frac{dC_i}{dT} = \frac{\partial C_i}{\partial T} + \frac{\partial C_i}{\partial X} \frac{dX}{dT}, \quad (3.47)$$

$$\frac{dS_i}{dT} = \frac{\partial S_i}{\partial T} + \frac{\partial S_i}{\partial X} \frac{dX}{dT}. \quad (3.48)$$

Сравнивая обезразмеренные уравнения (3.39) – (3.41) с полными дифференциалами (3.47) – (3.48) можно получить выражения для характеристик и условий на них. В данной задаче характеристики для уравнений (3.47) – (3.48) имеют вид:

$$\frac{dX}{dT} = \frac{K_i}{m_i(1 - S_{or})}, \quad (3.49)$$

$$\frac{dX}{dT} = 0, \quad (3.50)$$

а условия на них запишутся следующим образом:

$$\frac{dC_i}{dT} = - \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-stX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} C_i, \quad (3.51)$$

$$\frac{dS_i}{dT} = \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-stX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} c_0 C_i, \quad (3.52)$$

Проинтегрируем условия на характеристиках и получим выражения для определения безразмерных объёмных концентраций реагента в потоке и осаждённого в пористой среде геля:

$$C_i = \exp\left(-\frac{D}{K_i} I(X)\right), \quad (3.53)$$

$$S_i = \left(T - \frac{m_i(1 - S_{or})}{K_i} (X - X_a)\right) \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-stX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} c_0 C_i(X), \quad (3.54)$$

$$X_a + \frac{K_i(T - T_0)}{m_i(1 - S_{or})} \leq X \leq X_a + \frac{K_i T}{m_i(1 - S_{or})}, \quad (3.55)$$

где $I(X)$ – интеграл, который запишется в виде:

$$I(X) = \int_{X_a}^X \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX}}\right) dX. \quad (3.56)$$

После прокачки большого объёма воды устанавливается стационарное распределение объёмного содержания геля в пористой среде, которое для $X \geq X_a$ имеет вид:

$$S_i = T_0 \frac{D \exp\left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX}}\right)}{m_i(1 - S_{or})} c_0 C_i(X). \quad (3.57)$$

Так как интеграл (3.56) не берется в элементарных функциях, рассмотрим подробнее определение его первообразной. Для начала возьмём неопределённый интеграл, а затем подставим пределы интегрирования. Выполним следующую замену переменной интегрирования:

$$y = -\frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX}}, \quad dy = \frac{E_r St e^{-StX}}{(\theta_r - e^{-StX})^2} dX. \quad (3.58)$$

С учётом замены (3.58) интеграл (3.56) будет иметь вид:

$$I(y) = \frac{E_r}{St} \int \frac{e^y}{y(\theta_r y + E_r)} dy. \quad (3.59)$$

Запишем подынтегральное выражение в формуле (3.59) в виде разности двух дробей и, воспользовавшись свойством интеграла, представим интеграл в виде двух интегралов:

$$I(y) = \frac{1}{St} \int \frac{e^y}{y} dy - \frac{1}{St} \int \frac{\theta_r e^y}{(\theta_r y + E_r)} dy. \quad (3.60)$$

Первый интеграл можно записать, используя определение интегральной показательной функции:

$$\text{Ei}(y) = \int \frac{e^y}{y} dy. \quad (3.61)$$

Второй интеграл уже не трудно взять путём выполнения замены знаменателя подынтегрального выражения на новую переменную.

Тогда первообразная интеграла (3.61) будет иметь следующий вид:

$$I(y) = \frac{1}{St} \left[\text{Ei}(y) - e^{-\frac{E_r}{\theta_r}} \text{Ei} \left(\frac{E_r}{\theta_r} + y \right) \right]. \quad (3.62)$$

Выполним обратную замену переменной и подставим пределы интегрирования, тогда интеграл $I(X)$ будет определён в виде:

$$I(X) = \frac{1}{St} \left[\Delta \text{Ei}_1 - e^{-\frac{E_r}{\theta_r}} \Delta \text{Ei}_2 \right], \quad (3.63)$$

где ΔEi_1 и ΔEi_2 – разности интегральных показательных функций, определяемых в виде:

$$\Delta \text{Ei}_1 = \text{Ei} \left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX}} \right) - \text{Ei} \left(-\frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX_a}} \right), \quad (3.64)$$

$$\Delta \text{Ei}_2 = \text{Ei} \left(\frac{E_r}{\theta_r} - \frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX}} \right) - \text{Ei} \left(\frac{E_r}{\theta_r} - \frac{E_r}{\theta_r - e^{-StX_a}} \right). \quad (3.65)$$

К сожалению, определение дополнительного фильтрационного сопротивления в данной постановке задачи аналитически невозможно, так как интеграл в правой части выражения (3.41), с учётом выражений (3.54) – (3.55), (3.63) – (3.65), в виде элементарных или специальных функция взять нельзя. Поэтому для вычисления дополнительного фильтрационного сопротивления (3.41) необходимо применять численные методы. В данной работе используется метод трапеций [80], смысл которого заключается в замене на каждом элементарном отрезке подынтегральной функции на многочлен первой степени, то есть линейную функцию. Площадь под графиком функции аппроксимируется прямоугольными трапециями.

Перепишем выражение для определения дополнительного фильтрационного сопротивления (3.41) в следующем виде:

$$g_i = 1 + \frac{\beta m_i (1 - S_{or})}{\ln \left(1 + \frac{1}{X_w} \right)} \int_0^1 \frac{S_i}{(X + X_w)} dX. \quad (3.66)$$

Обозначим подынтегральное выражение в формуле (3.66) в виде $F_i(X)$. Тогда, согласно методу трапеций, интеграл в правой части выражения (3.66) будет определяться по следующим формулам:

$$\int_a^b F_i(X) dX \approx \frac{(b-a)}{n} \left[\frac{F_i(X_0) + F_i(X_n)}{2} + F_i(X_1) + \dots + F_i(X_{n-1}) \right], \quad (3.67)$$

$$X_0 = a; \quad X_n = b; \quad X_j = X_{j-1} + \frac{(b-a)}{n}, \quad (3.68)$$

где a и b – пределы интегрирования, n – количество трапеций, на которые делится площадь под графиком функции $F_i(X)$, j – шаг по переменной интегрирования.

В качестве примера, рассмотрим слоисто-неоднородный пласт, состоящий из двух пропластков с проницаемостью $k_1 = 128$ и $k_2 = 16$ мД, пористостью $m_1 = 0.21$ и $m_2 = 0.19$ д. ед., с одинаковой толщиной $h_1 = h_2 = 3$ м и остаточной нефтенасыщенностью $S_{or} = 0.2$ д. ед. Начальная температура пласта $T_r = 90$ °С. На протяжении трёх лет в этот пласт через нагнетательную скважину радиусом $r_w = 0.1$ м закачивалась вода с температурой на устье $T_0 = 15$ °С, удельной теплоёмкостью $c_l = 4200$ Дж/(кг·К) и плотностью $\rho_l = 1000$ кг/м³ со средним расходом $Q = 300$ м³/сут. При этом репрессия на пласт Δp_0 поддерживалась на уровне 9 МПа. Коэффициент теплопередачи из пласта в окружающие породы определён как $\alpha_r = 0.037$ Вт/(м²·К). При площадной системе разработки расстояние до окружающих добывающих скважин одинаковое и равно $r_c = 250$ м. В результате закачки воды в пласте сформировалось неоднородное температурное поле с температурой на входе в пласт $T_w = 45$ °С.

Через 335 дней после начала работы нагнетательной скважины, из-за прорыва воды по высокопроницаемому пропластку произошёл резкий рост обводнённости продукции в добывающих скважинах до значения 88.89 %. С целью ограничения водопритока по высокопроницаемому слою в скважину была проведена закачка оторочки ТГК объёмом $V = 300$ м³ и начальной концентрацией $c_0 = 0.1$ кг/м³ при постоянном расходе равном $Q_0 = 300$ м³/сут. Пусть для выбранной ТГК начало реакции гелеобразования происходит при температуре $T_a = 50$ °С, при этом кинетический коэффициент $A = 10^{10}$ с⁻¹, а энергия активации реакции $E = 105$ кДж/моль. Коэффициент загрязнения β

равен 2400. Расстояние от скважины, на котором начнётся формирование геля, определено по формуле (3.6) и равно $r_a = 34.16$ м.

Результаты расчёта распределения концентраций не прореагировавшего полимера и образовавшегося геля, определяемые по формулам (3.53) и (3.54), в высокопроницаемом пропластке через 7, 11, 15, 19 и 23 суток после начала закачки ТГК, показаны на рисунке 3.4. После проталкивания оторочки полимера водой, реакция гелеобразования всё ещё продолжается в области повышенных температур.

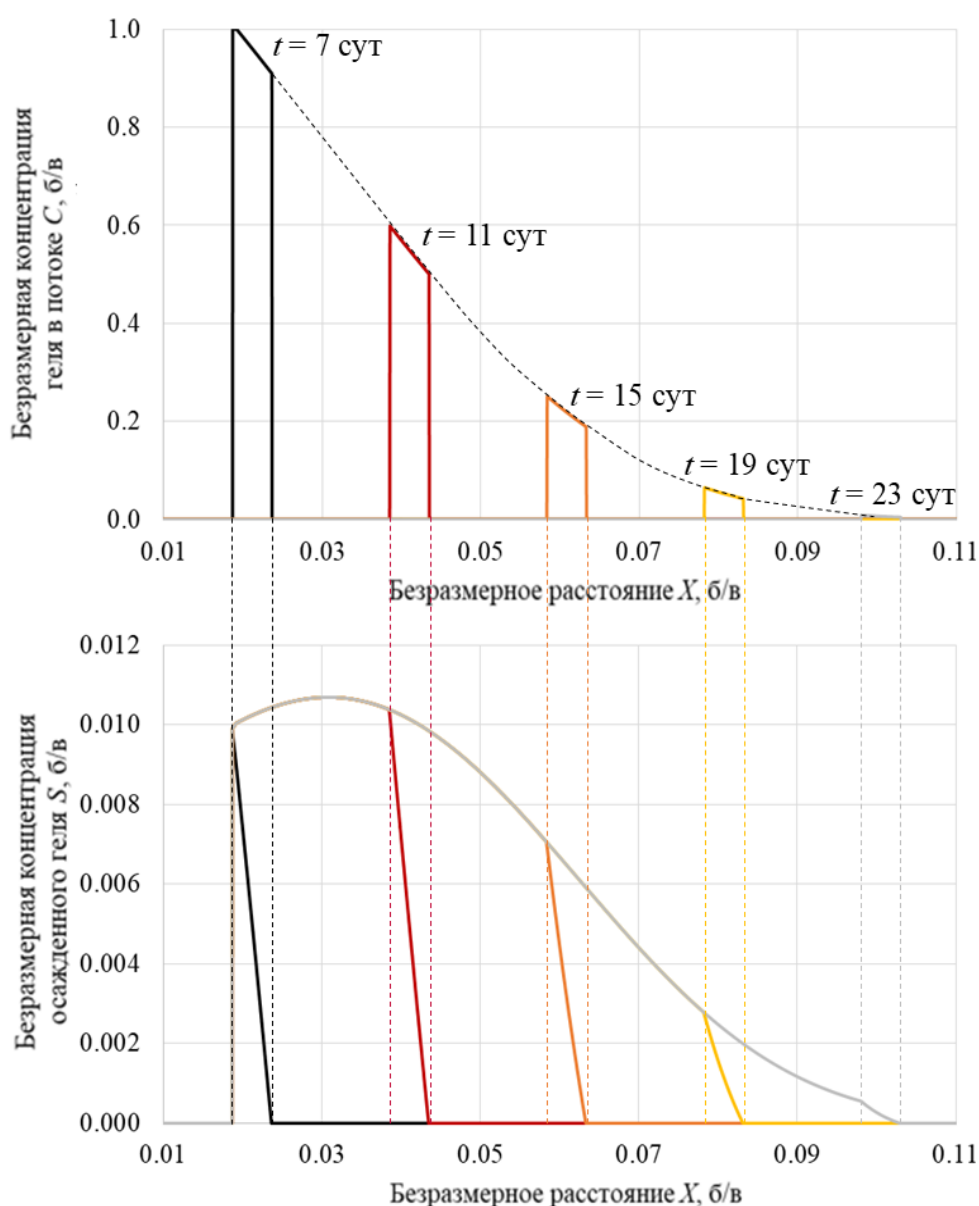


Рисунок 3.4 – Распределение концентрации не прореагировавшего раствора (а) и образовавшегося геля (б) в высокопроницаемом пропластке через 7

(чёрная линия), 11 (красная линия), 15 (оранжевая линия), 19 (жёлтая линия) и 23 (серая линия) суток после закачки термогелеобразующей композиции

Из рисунка 3.4 видно, что в области движения оторочки происходит гелеобразование. В той части пласта, где оторочка уже прошла распределение концентрации осаждённого геля не меняется и описывается немонотонной функцией. В результате формируется низкопроницаемый барьер или гелевый экран с неравномерным распределением осадка.

Механизм немонотонного поведения стационарного распределения концентрации геля обуславливается конкуренцией двух процессов: роста температуры пласта по мере удаления от нагнетательной скважины и падения концентрации подвижной термогелеобразующей композиции по мере движения оторочки.

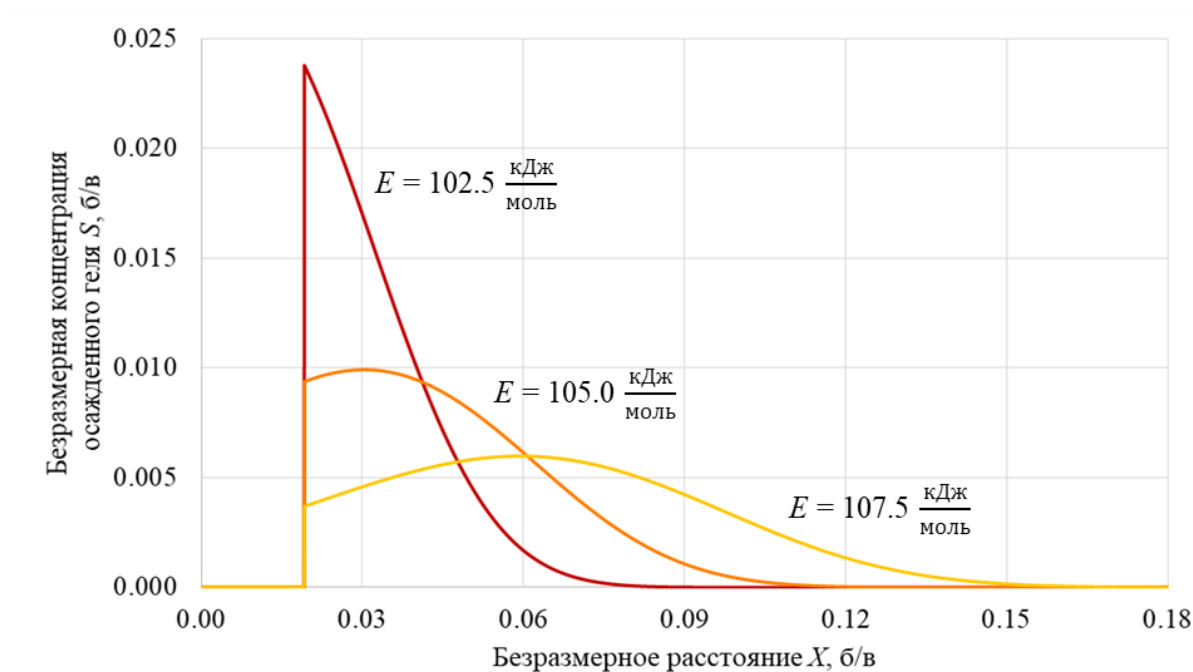


Рисунок 3.5 – Влияние энергии активации на стационарное распределение объёмного содержания геля в высокопроницаемом слое

Рисунок 3.5 показывает, что стационарное распределение объёмного содержания геля очень «чувствительно» к величине энергии активации. При

изменении энергии активации от 102.5 до 107.5 кДж/моль размеры оторочки меняются от 35 до 65 м, а конфигурация от монотонно убывающей до почти колоколообразной.

Такие особенности формирования гелевого барьера требуют наложения следующего условия: максимум безразмерной концентрации выпавшего геля не должен превышать 1, что соответствует полной закупорке высокопроницаемого слоя. В математической формулировке это условие можно записать в следующем виде:

$$\max[S_i(X)] \leq 1, \quad X_a \leq X \leq 1. \quad (3.69)$$

3.4. Алгоритм расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка

В данном разделе будет описан алгоритм расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка с учётом закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт с целью ограничения водопритока по высокопроницаемым слоям. В качестве примера, будет рассмотрена та же задача, что и в разделе 3.3.

Блок-схема расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка, с учётом закачки ТГК, представлена на рисунке 3.6.

На первом этапе задаётся переменная по времени $t = 0$, расчётный шаг по времени $dt = 1$ сутки, время, после начала работы нагнетательной скважины, через которое собираются проводить закачку ТГК $t_w = 3$ года, а также время, после начала разработки, до которого нас интересует изменение обводнённости продукции $t_e = 7$ лет. Для каждого слоя, в зависимости от объёма воды, попавшего в него, рассчитываются следующие величины: объём i -го слоя, насыщенный нагнетаемой водой с момента начала разработки V_i и объём i -го слоя, через который прошла оторочка ТГК после её закачки в пласт V_{ai} . После чего происходит переход на следующий временной шаг.

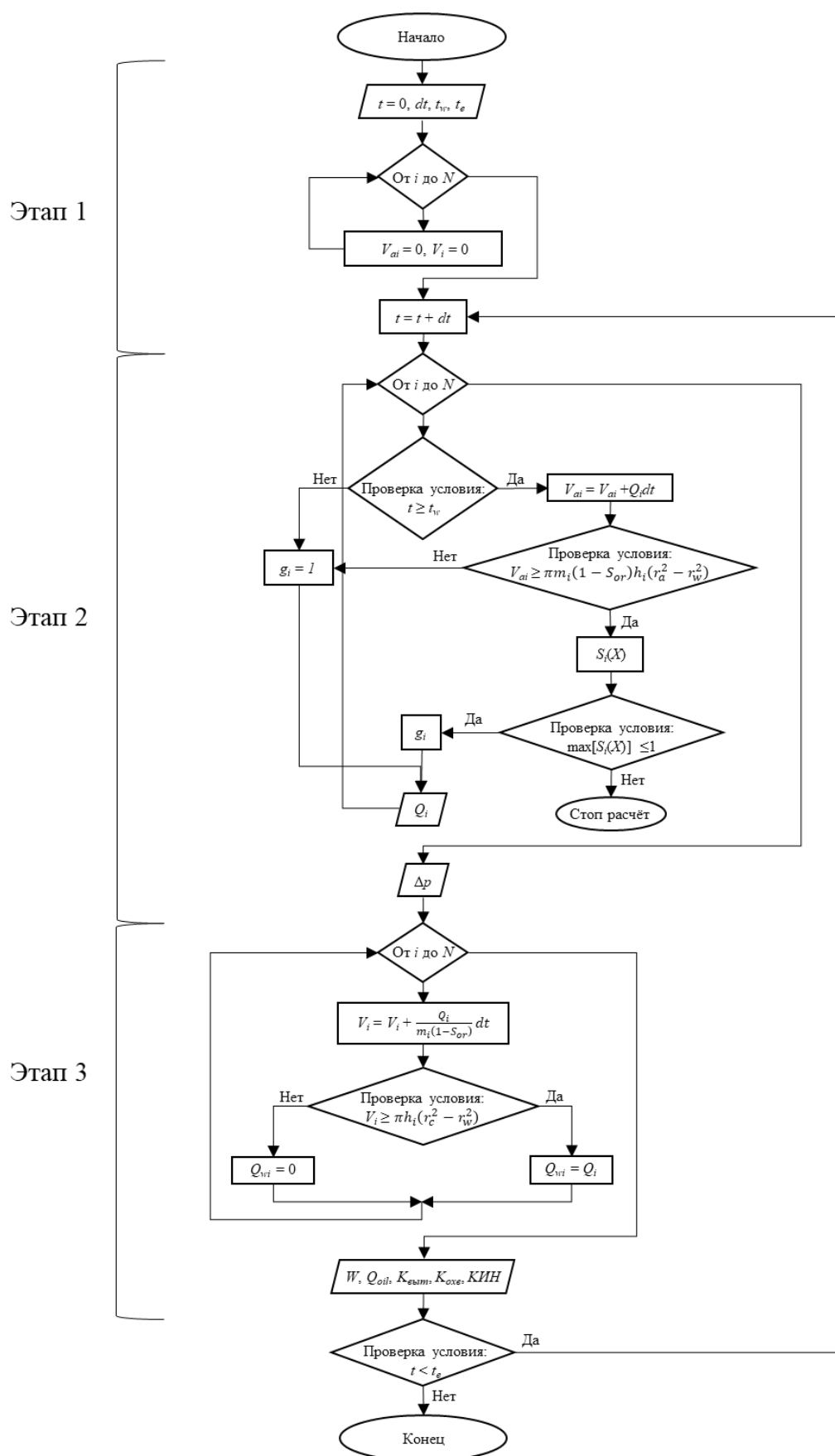


Рисунок 3.6 – Блок-схема расчёта динамики основных технологических параметров в ходе разработки моделируемого участка, с учётом закачки ТГК

На втором этапе определяются расходы в каждый пропласток в зависимости от положения оторочки в текущий момент времени по формуле (3.20). Распределение объёмной концентрации осаждённого в пористой среде геля вычисляется аналитически по формулам (3.53) – (3.55). При этом проверяется условие полной закупорки высокопроницаемого слоя (3.69). Если условие не выполняется, то расчёт прекращается для корректировки входных данных. Дополнительное фильтрационное сопротивление рассчитывается численно методом трапеций по формулам (3.66) – (3.68). Исходя из равенства расходов воды в нагнетательную скважину до и после формирования гелевого барьера по формуле (3.22) определяется репрессия на пласт.

На третьем этапе определяется водонасыщенность пропластков и определяются пропластки, в которых вода прорвалась к контуру добычи. По известной величине обводнённости пропластков рассчитывается обводнённость на контуре добычи (3.23). Исходя из материального баланса по формулам (3.24), (3.26) – (3.28) определяется количество добытой нефти, коэффициент охвата пласта заводнением и КИН на n -ом временном слое.

Заключительным этапом является проверка следующего условия: если время t меньше времени, до которого нас интересует изменение обводнённости продукции t_e , то происходит переход на следующий временной шаг и повторяется расчёт второго и третьего этапов, иначе расчёт завершается.

Результаты расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка представлены на рисунках 3.7-3.11.

На рисунке 3.7 представлена динамика расходов воды в пропластках. Как видно из расчётных данных формирование гелевого барьера в высокопроницаемом пропластке (красная точка) начинается через 7 суток после закачки ТГК и сопровождается уменьшением расхода воды в 1.09 раза, в то время как в низкопроницаемом слое расход воды увеличился в 1.67 раз. Процесс формирования гелевого барьера в низкопроницаемом слое (синяя точка) начинается через 32 дня после начала выпадения геля в высокопроницаемом пропластке и сопровождается уменьшением расхода

воды в низкопроницаемом слое в 1.22 раза, при этом увеличился расход воды в высокопроницаемом пропластке в 1.04 раза.

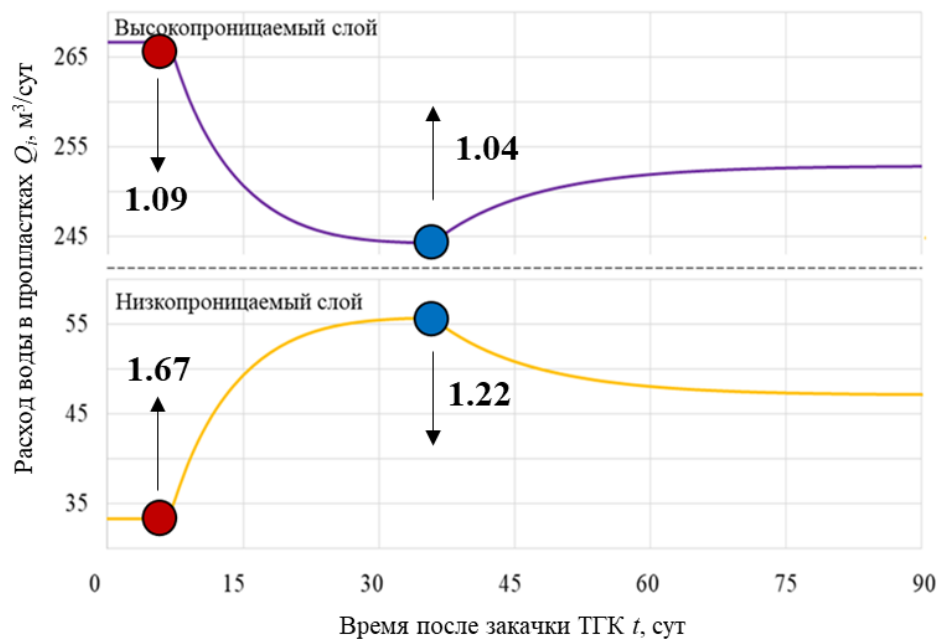


Рисунок 3.7 – Расчётная динамика расходов воды в пропластках

Так как по условию задачи расход воды в нагнетательную скважину поддерживается постоянным, формирование геля в пропластках сопровождается ростом репрессии на пласт в 1.45 раза, рисунок 3.8.

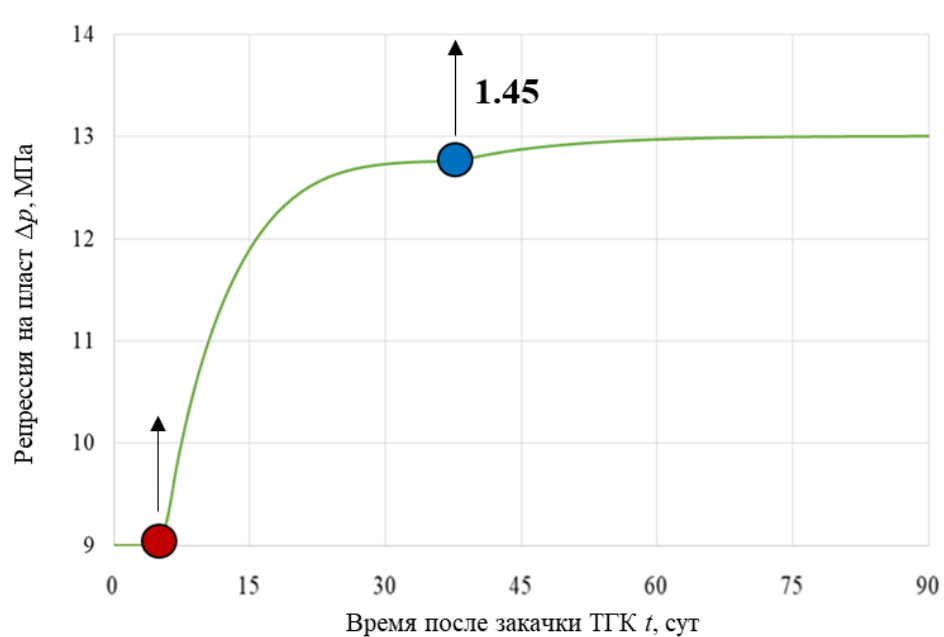


Рисунок 3.8 – Расчётная динамика репрессии на пласт

При заводнении моделируемого участка в динамике изменения обводнённости наблюдается две стадии: безводный режим добычи нефти и прорыв воды по высокопроницаемому пропластку, который сопровождается резким ростом обводнённости добываемой продукции, рисунок 3.9.



Рисунок 3.9 – Расчётная динамика обводнённости за весь период разработки

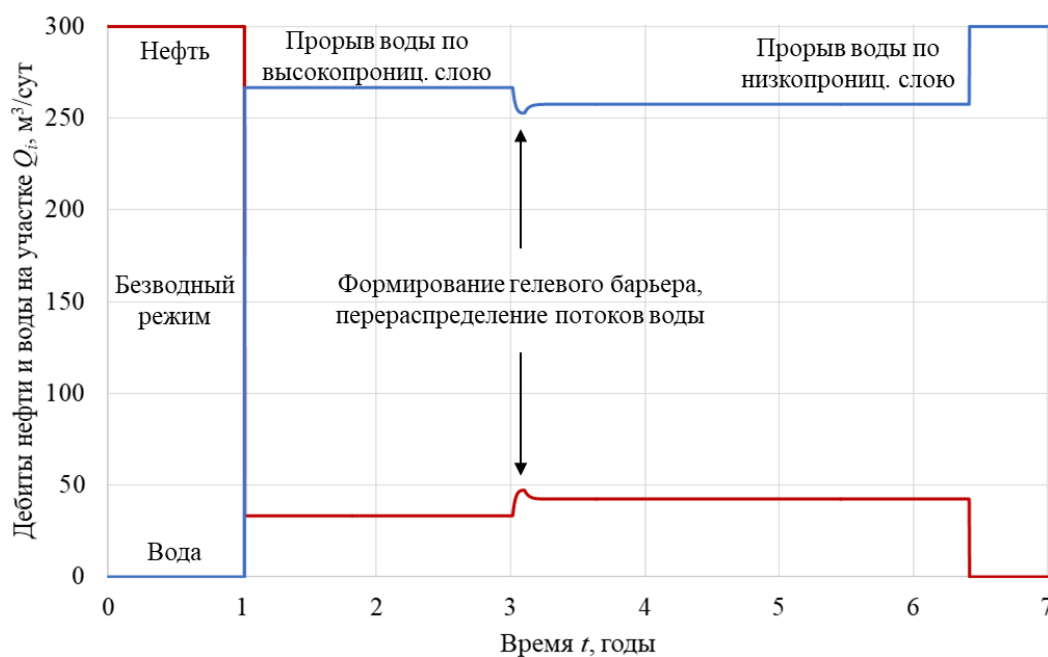


Рисунок 3.10 – Расчётная динамика добычи на моделируемом участке

Закачка термогелеобразующей композиции приводит к формированию гелевого барьера сначала в высокопроницаемом слое, сопровождается перераспределением потоков воды и снижением обводнённости продукции на 7.48 %. Образование гелевого барьера в низкопроницаемом слое приводит к небольшому снижению его проводимости и незначительному росту обводнённости продукции на 2.88 %. Тогда итоговое снижение обводнённости, в результате формирования гелевого барьера в каждом слое, равно 4.6 %, рисунки 3.9-3.10.

Формирование низкопроницаемого гелевого барьера влияет не только на перераспределение потоков закачиваемой воды в пласт и снижение обводнённости продукции, но и на увеличение коэффициента охвата пласта заводнением, который прямым образом влияет на КИН, рисунок 3.11.

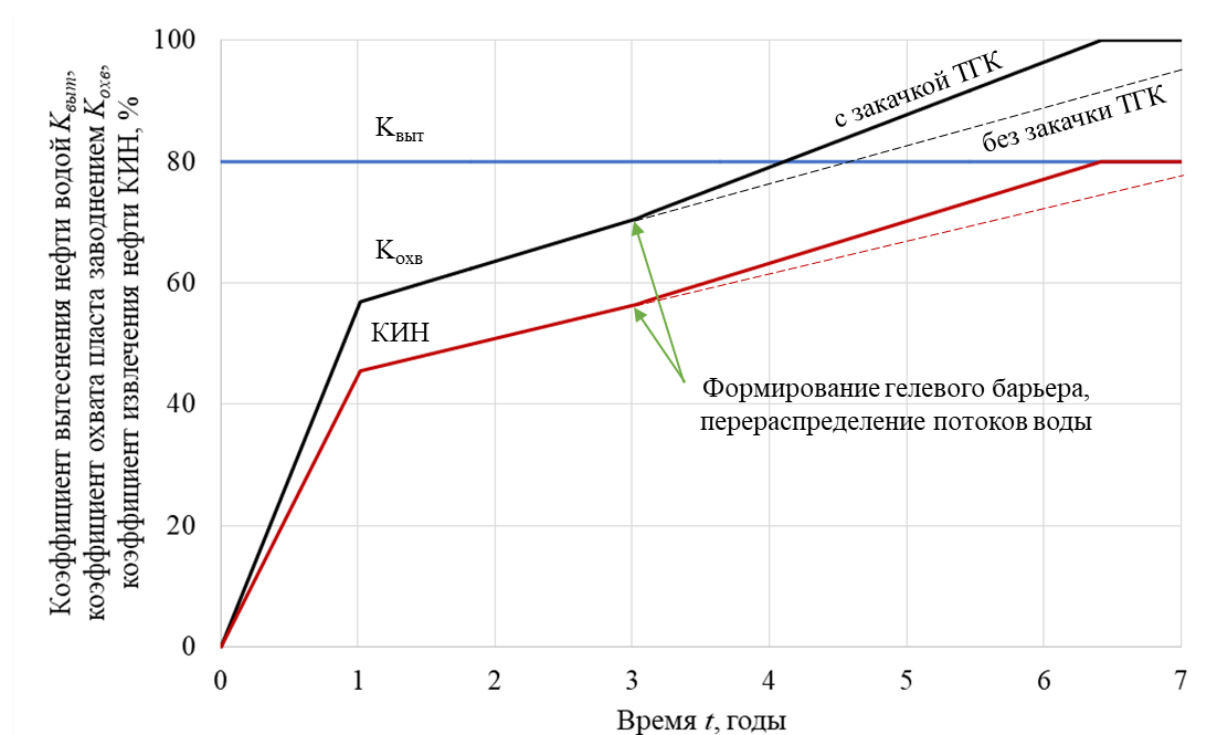


Рисунок 3.11 – Расчетная динамика коэффициента вытеснения нефти водой, коэффициента охвата пласта заводнением и КИН

Так как в данной физико-математической модели применяется допущение о поршневом вытеснении, то коэффициент вытеснения нефти

водой, в течение всей разработки, будет постоянным и равным количеству подвижной нефти в единичном объёме, которое для данной задачи равно 80 %. При этом коэффициент охвата пласта заводнением, следовательно, и КИН, за 3.5 года после закачки ТГК, увеличились на 5 % по сравнению с базовым вариантом расчёта без закачки ТГК.

Результаты работы данного алгоритма показывают, что закачка термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт заметно снижает обводнённость добываемой продукции и повышает эффективность охвата пласта заводнением.

3.5. Выводы по главе 3

Разработана физико-математическая модель для описания процесса перераспределения потоков вытесняющей нефть воды за счёт закачки оторочки термогелеобразующей композиции в пласт с неоднородным температурным полем, в которой интегрированы аналитические решения тепловой и гидродинамической задач. В этой модели константа скорости реакции в зависимости от температуры описывается законом Аррениуса, начиная с некоторой температуры гелеобразования. До этой температуры происходит образование мономерных единиц, а после начинается реакция поликонденсации с формированием геля.

Механизм немонотонного поведения стационарного распределения объёмной концентрации геля обуславливается конкуренцией двух процессов: роста температуры пласта по мере удаления от нагнетательной скважины и падения концентрации подвижной термогелеобразующей композиции по мере движения оторочки.

Разработан алгоритм расчёта динамики основных технологических параметров моделируемого участка с учётом закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт с целью ограничения водопритока по высокопроницаемым слоям.

Установлено, что формирование гелевого барьера происходит в первую очередь в высокопроницаемом пропластке и характеризуется максимальным снижением обводнённости продукции. Формирование барьеров в низкопроницаемых слоях приводит к частичному восстановлению обводнённости. Применение термогелеобразующей композиции позволило не только снизить обводнённость, но и повысить коэффициент охвата пласта заводнением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основе решения теплофизических задач при движении жидкости в скважине и нефтяном пласте получены следующие выводы:

1. Разработан численно-аналитический алгоритм для определения коэффициента теплопередачи по данным единичного замера температуры в нагнетательной скважине и известной геотерме.
2. При исследовании температурного поля в пласте в однотемпературном приближении в рамках квазидвумерного подхода Ловерье установлено, что зависимость коэффициента теплопередачи от времени является принципиальной составляющей. На основе сопоставления численного решения термогидродинамической задачи в программном комплексе tНавигатор и аналитического решения установлена степенная зависимость коэффициента теплопередачи от времени.
3. На основе оценки характерных значений гидродинамического и теплового потоков установлено, что в слоисто-неоднородном пласте выравнивание температуры в вертикальном сечении происходит гораздо быстрее, чем гидродинамические перетоки между пропластками. Это заключение позволяет сформулировать термогидродинамическую модель, в которой тепловое поле считается однородным по вертикали, а гидродинамическое неоднородным.
4. Получено аналитическое решение задачи о движении термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородном пласте при наличии химической реакции гелеобразования, скорость которой зависит от температуры. Согласно решению, формирование гелевых барьеров в пропластках происходит на одном расстоянии от нагнетательной скважины, но в различные моменты времени, которые зависят от проницаемости пропластков.
5. Установлено, что максимальное снижение обводнённости наблюдается в интервалы времени, когда барьеры сформированы в

высокопроницаемых пропластках и не сформированы в низкопроницаемых. Формирование барьеров в низкопроницаемых слоях приводит к частичному восстановлению обводнённости и повышению коэффициента охвата пласта заводнением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Influence of confining stress in petrophysical properties changes during thermal recovery in silty sands Colombia / J.A. Arias Buitrago, G.A. Alzate-Espinosa, A. Arbelaez-Londono [and others] // SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference (19–20 October 2016, Lima, Peru). Paper SPE-181197-MS. – 2016. – 10 p.
2. Боксерман, А.А. Закономерности вытеснения нефти паром в сочетании с заводнением в слоисто-неоднородном пласте / А.А. Боксерман, И.А. Додонова, Н.Л. Раковский // Геология нефти и газа. – 1976. – № 10. – С. 21–27.
3. Боксерман, А.А. Динамика зон прогрева пласта при закачке в него пара / А.А. Боксерман // НТС ВНИИ по добыче нефти – 1971. – вып. 42. – С. 159–169.
4. Желтов, Ю.П. Состояние и развитие теории разработки нефтяных месторождений с применением тепловых и термохимических методов воздействия на пласты / Ю.П. Желтов, А.Б. Золотухин, Е.И. Коробков // Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – 1990. – С. 35–40.
5. Совершенствование системы разработки битумных месторождений на основе геотеплового моделирования пластов / А.А. Липаев, В.А. Чугунов, В.Д. Шевченко, З.А. Янгуразова // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 46–47.
6. Оганов, К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К.А. Оганов. – Москва: Недра, 1976. – 203 с.
7. Раковский, Н.Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоисто-неоднородные пласты / Н.Л. Раковский // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 25–27.
8. Рузин, Л.М. Некоторые технологические принципы разработки неоднородных залежей, содержащих аномально вязкую нефть / Л.М. Рузин // Интервал. – 2002. – № 4. – С. 23–32.

9. Landrum, B.L. Calculation of Crudeoil recovery by Steam Injection / B.L. Landrum, J.E. Smith, P.B. Grauford // Petroleum Transactions. – 1960. – Vol. 219. – P. 251–256.
10. Moussa, T.M. Performance analysis of a novel heavy oil recovery process using in-situ steam generated by thermochemicals / T.M. Moussa, S. Patil, M.A. Mahmoud // SPE Western Regional Meeting (22–26 April 2018, Garden Grove, California, USA). Paper SPE-190074-MS. – 2018. – 16 p.
11. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985. – 308 с.
12. Антониади, Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
13. Novak, J. A history match of CSS recovery in Grosmont / J. Novak, N. Edmunds, M. Cimolai // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Conference paper 2007-154 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 12–14, 2007. – 10 p.
14. Шевелёв, А.П. Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт / А.П. Шевелёв, К.М. Фёдоров, А.Я. Гильманов // Тезисы докладов XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2021. – С. 53–54.
15. Шандрыгин, А.Н. Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) / А.Н. Шандрыгин, М.Т. Нухаев, В.В. Тертычный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.
16. Terentiyev, A.A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production / A.A. Terentiyev, P.V. Roschin, A.V. Nikitin [and others] // Society of Petroleum Engineers. Conference

- paper SPE-201819-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–29 October 2020. – 14 p.
17. Гильманов, А.Я. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты / А.Я. Гильманов, Т.Н. Ковальчук, А.П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 1 (21). – С. 176–191.
 18. Оптимизация технологических параметров при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты / К.М. Фёдоров, А.П. Шевелёв, А.Я. Гильманов, Т.Н. Ковальчук // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Том 6. – № 2 (22). – С. 145–161.
 19. Saks, D. Evaluation of thermal efficiency of the pre-heat period in the SAGD process for different completion methods / D. Saks, M. Kyanpour, O. Onamade // Society of Petroleum Engineers. Conference paper SPE-174450-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 29 p.
 20. Nascimento, C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations / C.M. Nascimento // Society of Petroleum Engineers. Conference paper SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. – 25 p.
 21. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер. – Пер. с англ. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 544 с.
 22. Steam circulation strategies in the Fengcheng SAGD project to achieve enhanced conformance and production: a case study / Y. Wu, X. Li, X. Liu [and others] // Society of Petroleum Engineers. Conference paper SPE-

- 174436-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 9 p.
23. Singhal, A.K. Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects / A.K. Singhal, Y. Ito, M. Kasraie // Society of Petroleum Engineers. Conference paper SPE 50410 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 7 p.
24. Seright, R.S. A comparison of different types of blocking agents / R.S. Seright, J. Liang // SPE European Formation Damage Conference (15–16 May 1995, The Hague, Netherlands). Paper SPE30120-MS. – 1995. – 10 p.
25. Земцов, Ю.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор) / Ю.В. Земцов, В.В. Мазаев. – Екатеринбург: Издательские решения, 2021. – 239 с.
26. Caili, D. In-depth profile control technologies in China — A review of the state of the art / D. Caili, Y. Qing, Z. Fulin // Petroleum Science and Technology. – 2010. – Vol. 28, № 13. – P. 1307–1315.
27. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media / B. Bai, Y. Liu, J.-P. Coste, L. Li // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – Vol. 10, № 2. – P. 176–184.
28. El Borma — Bright Water: A tertiary method for enhanced oil recovery for a mature field / F. Ghaddab, K. Kaddour, M. Tesconi [and others] // SPE Production and Operations Conference and Exhibition (8–10 June 2010, Tunis, Tunisia). Paper SPE-136140-MS. – 2010. – P. 24–28.
29. Sydansk, R.D. Reservoir Conformance Improvement / R.D. Sydansk, L. Romero-Zeron. – Society of Petroleum Engineers, 2011. – 138 p.
30. Ручкин, А.А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А.А. Ручкин, А.К. Ягафаров. – Тюмень: Вектор Бук, 2005. – 165 с.

31. Емельянов, Э.В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения / Э.В. Емельянов, Ю.В. Земцов, А.В. Дубровин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 76–82.
32. Coats, K.H. Compositional and black oil reservoir simulation / K.H. Coats, L.K. Thomas, R.G. Pierson // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 1995. – Vol. 1, № 4. – P. 372–379.
33. Шейнман, А.Б. Подземная газификация нефтяных пластов и термический способ добычи нефти / А.Б. Шейнман, К.К. Дубровай. – Москва: Грозный. – Л., ОНТИ, 1934. – 95 с.
34. Аббасов, А.А. Гидродинамические и экспериментальные исследования вопросов, связанных с применением термического метода воздействия / А.А. Аббасов. – Баку, Изд-во АН АзССР, 1966. – 66 с.
35. Авдонин, Н.А. Расчет нефтеотдачи нефтяных пластов в неизотермических условиях фильтрации / Н.А. Авдонин, Л.И. Рубинштейн // Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ. – 1966. – С. 195–205.
36. Ахметова, О.В. Нестационарное температурное поле в слоисто-неоднородной ортотропной пористой среде / О.В. Ахметова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – Том 2. – № 3. – 2016. – С. 10–23.
37. Багиров, М.А. Расчет прогрева призабойной зоны скважин / М.А. Багиров // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 12. – С. 47–51.
38. Малофеев, Г.Е. Потери тепла в кровлю и подошву при закачке в пласт горячей воды / Г.Е. Малофеев // Изв. Вузов, сер. Нефть и газ. – 1959. – № 5. – С. 37–43.

39. Антимиров, М.Я. К вопросу об интегральной величине тепловых потерь при тепловой инжекции в пласт / М.Я. Антимиров // Теория и практика добычи нефти. Ежегодник ВНИИ. – 1966. – С. 206–213.
40. Непримеров, Н.Н. Особенности теплового поля нефтяного месторождения / Н.Н. Непримеров, М.А. Пудовкин, А.И. Марков – Казань: КГУ, 1968. – 163 с.
41. Lauwerier, H.A. The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid / H.A. Lauwerier // Applied Scientific Research, Section A. – 1955. – Vol. 5, № 2. – P. 145–160.
42. Marx, I.W. Reservoir heating by hot fluid injection / I.W. Marx, R.H. Langenheim // Petrol. Trans. AIME. – 1959. – Vol. 216. – P. 312–315.
43. Ramey, H.I. Transient heat conduction during radial movement of a cylindrical heat source – application to the thermal recovery process / H.I. Ramey // Trans. AIME. – 1959. – Vol. 216. – P. 115–122.
44. О неизотермической фильтрации многофазного потока и об учёте термодинамических эффектов при разработке нефтяных месторождений / Е.В. Теслюк, М.Д. Розенберг, Ю.В. Капырин, Г.Ф. Требин // Труды ВНИИ, вып. XLII. – 1965. – С. 281–293.
45. Чарный, И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину / И.А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18–23.
46. Тепловая обработка истощенного нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк, К.А. Оганов, А.Н. Снарский, Е.А. Степанченко // Нефтяное хозяйство. – 1954. – № 1. – С. 40–49.
47. Чупров, И.Ф. Исследование распределения тепла в пласте при радиальном течении горячей жидкости / И.Ф. Чупров // Известия вузов. Нефть и газ. – 1999. – № 5. – С. 34–37.
48. Хабибуллин, И.Л. Моделирование восстановления температурного поля в нефтяном пласте / И.Л. Хабибуллин, А.Я. Давлетбаев,

- Д.Ф. Марьин, А.А. Хисамов // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Том 91, № 2. – С. 329-337.
49. Малофеев, Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину / Г.Е. Малофеев // Изв. Вузов, «Нефть и газ». – 1960. – № 7. – С. 37–43.
50. Рубинштейн, Л.И. Температурные поля в нефтяных пластах / Л.И. Рубинштейн. – Москва: Недра, 1971. – 276 с.
51. Рубинштейн, Л.И. О температурном поле пласта при тепловой инжекции / Л.И. Рубинштейн // Уч. Зап. Каз. Ун-та. – 1961. – Том 121, № 5. – 174 с.
52. Рубинштейн, Л.И. Об одной двуслойной стационарной термоконвективной задаче / Л.И. Рубинштейн // Изв. Вузов, «Математика». – 1962. – № 1. – С. 30–41.
53. Рубинштейн, Л.И. Об одной контактной термоконвективной задаче / Л.И. Рубинштейн // Докл. АН СССР. – 1960. – Том 135, № 4. – С. 805–808.
54. Авдонин, Н.А. Об одной двуслойной термоконвективной задаче / Н.А. Авдонин // Докл. АН СССР. – 1963. – Том 151, № 4. – С. 815–817.
55. Авдонин, Н.А. О некоторых краевых задачах математической теории теплопроводности, связанных с проблемой термического воздействия на пласт: дис. ... канд. физ.-мат. наук / Авдонин Н.А. – Рига, 1954. – 163 с.
56. Авдонин, Н.А. О некоторых формулах для подсчета температурного поля пласта при тепловой инжекции / Н.А. Авдонин // Изв. Вузов, «Нефть и газ». – 1963. – № 3. – С. 37-41
57. Dahbag, M.S. Simulation of ionic liquid flooding for chemical enhance oil recovery using CMG STARS software / M.S. Dahbag, M. Enamul Hossain // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition (25–28 April 2016, Dammam, Saudi Arabia). Paper SPE-182836-MS. – 2016. – 16 p.

58. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
59. Чекалюк, Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 239 с.
60. Теоретический анализ тепловых потерь из скважины и влияние различных типов их теплоизоляции / Ю.А. Котенёв, В.Е. Андреев, К.М. Фёдоров [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. – 2003. – № 5. – С. 237–241.
61. A method of calculating the distribution of temperature in flowing gas wells / L.B. Lesem, F. Greytok, F. Marotta, J, Jr. McKetta // Trans. AIME. – 1957. – Vol. 210. – 169 p.
62. Ramey, H.J. Wellbore Heat Transmission / H.J. Ramey // J. of Petrol. Technol. – 1962. – № 4. – P. 427-435.
63. Squier, D.P. Calculated temperature behavior of hot – water injection wells / D.P. Squier, D.D. Smith, E.L. Dougherty // J. of Petr. Technol., April. – 1962. – P. 436-440.
64. Авдонин, Н.А. Изменение температуры жидкости при её движении по стволу скважины / Н.А. Авдонин, А.А. Буйкис // Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений. – 1967. – С. 56–58.
65. Намиот, А.Ю. Изменение температуры по стволу эксплуатирующихся скважин / А.Ю. Намиот // Нефтяное хозяйство. – № 5. – 1955. – С. 45–48.
66. Хисамов, Р.С. Термогидродинамические исследования вертикальных нефтяных скважин / Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 2010. – С. 76–78.
67. Филиппов, А.И. Асимптотическое решение задачи о температурном поле в скважине / А.И. Филиппов, П.Н. Михайлов, К.А. Филиппов, О.В. Ахметова // мат. рос. науч.-практич. конф. Интеграция вузовской

- науки и производства как важнейшее условие повышения качества подготовки специалистов. Уфа, 2004. – С. 67–77.
68. Ахметова, О.В. Расчет температурных полей при течении флюида в скважинах на основе асимптотических разложений: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 / Ахметова Оксана Валентиновна. – Sterlitaamak, 2005. – 125 с.
69. Алишаев, М.Г. Оценки показателей циркуляционной системы добычи геотермальной энергии в случае маломощного пласта / М.Г. Алишаев // Известия РАН. Энергетика. – 2019. – № 1. – С. 140-158.
70. Романов, Б.А. Сравнительная оценка формул для расчета распределения температуры горячей воды при ее движении по стволу скважины / Б.А. Романов, В.П. Павленко, К.Х. Шотиди // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 1. – С. 57–60.
71. Нигматулин, Р.И. Динамика многофазных сред. Часть 1 / Р.И. Нигматулин. – Москва: Главная редакция физико-математической литературы, 1987. – 464 с.
72. Седов, Л.И. Механика сплошной среды. Том 1 / Л.И. Седов. – Москва: Наука, 1970. – 492 с.
73. Кутателадзе, С.С. Основы теории теплообмена / С.С. Кутателадзе. – Москва: Атомиздат, 1979. – 416 с.
74. Шлихтинг, Г. Теория пограничного слоя / Г. Шлихтинг. – Москва: Наука, 1974. – 712 с.
75. Карслоу, Г. Теплопроводность твердых тел / Г. Карслоу, Д. Егер. – Москва: Наука, 1964. – 321 с.
76. Рид, Р. Свойства жидкостей и газов: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
77. Лыков, А.В. Теория теплопроводности / А.В. Лыков. – Москва: Высшая школа, 1967. – 600 с.

78. Филиппов, А.И. Скважинная термометрия переходных процессов / А.И. Филиппов. – Саратов: Изд-во Саратов. Ун-та, 1989. – 116 с.
79. Филиппов, А.И. Термодинамика фильтрационных нефтегазовых потоков / А.И. Филиппов, С.А. Филиппов. – Sterlitaмак: Sterlitaмак. гос. пед. ин-т; Sterlitaмак. филиал АН РБ, 2002. – 200 с.
80. Самарский, А.А. Численные методы: учебное пособие для вузов / А.А. Самарский, А.В. Гулин. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1989. – 432 с.
81. Подземная гидравлика: учеб. для вузов / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – Москва: Недра, 1986. – 303 с.
82. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяного пласта / Ф.И. Котяхов. – Москва: Гостоптехиздат, 1956. – 363 с.
83. Малофеев, Г.Е. Теплообмен в пласте при неизотермической фильтрации / Г.Е. Малофеев, Х.Х. Гумерский // Сборник трудов ОАО «РМИТК Нефтеотдача», ОАО «ВНИИ–нефть». – 2000. – № 124. – С. 56–61.
84. Экспериментальное исследование термодинамических эффектов в жидкостях / Р.Ф. Шарафутдинов, Р.А. Валиуллин, А.Ш. Рамазанов, А.А. Асылгареев, Д.В. Космылин // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2003. – № 2. – С. 51–57.
85. Исследование термогидродинамических процессов на модели пористой среды / Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, А.И. Гафуров, В.Я. Федотов // Вестник Башкирского университета. – 2017. – Том 22. – № 2. – С. 340–345.
86. Выдыш, И.В. Особенности распространения теплового и гидродинамического полей в слоисто-неоднородном пласте и их учет в задачах тепломассопереноса / И.В. Выдыш, К.М. Фёдоров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2025. – Том 11. – № 2 (42). – С. 25–39.

87. Методика оценки и прогнозирования реакции добывающих скважин на обработку нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приёмистости / К.М. Фёдоров, А.П. Шевелёв, И.В. Выдыш [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1187. С. 106–110.
88. Малофеев, Г.Е. О коэффициенте теплоотдачи от теплоносителя блокам трещиноватого пласта / Г.Е. Малофеев, Ф.А. Кеннави // Известия вузов. Нефть и газ. – 1978. – № 1. – С. 29–35.
89. Схема расчёта параметров теплового воздействия в трещиновато-пористых пластах / Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик, М.Г. Бернадиев, А.Г. Васильков // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 5. – С. 31–34.
90. Тепломассоперенос в нефтегазовых и строительных технологиях: учебное пособие / А.Б. Шабаров, А.А. Кислицын, Б.В. Григорьев [и др.]. – Тюмень: Изд-во Тюм. гос. ун-та, 2014. – 332 с.
91. Vydysh, I.V. Refinement of the Heat-Transfer Coefficient for Rapid Analysis of the Development of the Heat Front in a Producing Reservoir / I.V. Vydysh, K.M. Fedorov // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2026. – Vol. 99. – № 1. – P. 69-78.
92. Пудовкин, М.А. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении / М.А. Пудовкин, И.К. Волков // Казань: Изд-во Казанского университета. – 1978. – 188 с.
93. Corey, A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A.T. Corey // Producers Monthly. – 1954. – № 19 (1). – P. 38–41.
94. Выдыш, И.В. Решение обратной задачи по определению коэффициента теплообмена жидкости с окружающими слоисто-неоднородный пласт породами при помощи гидродинамического симулятора / И.В. Выдыш // Всероссийские студенческие Ломоносовские чтения – 2025: сборник статей II Всероссийской научно-практической конференции (16 июня 2025 г.). – Петрозаводск: МЦПН «Новая наука», 2025. – С. 262–268.

95. Willhite, G. Waterflooding / G. Willhite. – Society of Petroleum Engineers, 1986. – 326 p.
96. Seright, R.S. A strategy for attacking excess water production / R.S. Seright, R.H. Lane, R.D. Sydansk // Society of Petroleum Engineers. – 2003. – № 18 (3). – P. 158–169.
97. Kabir, A.H. Chemical water and gas shutoff technology – an overview / A.H. Kabir // Society of Petroleum Engineers. – 2001. – 14 p.
98. Таирова, С.В. Гелеобразующие составы как метод повышения нефтеотдачи пластов / С.В. Таирова // Вестник недропользователя. – 2001. – С. 66–71.
99. Хисамов, Р.С. Основы применения полимерно-суспензионных систем для повышения нефтеотдачи пластов / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 83 (11). – С. 52–56.
100. Регулирование разработки нефтяных месторождений физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи / С.И. Грачев, Ю.В. Земцов, В.В. Мазаев, С.К. Грачева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 87 с.
101. Выдыш, И.В. Прогноз распределения температуры в пласте при вытеснении нефти флюидом с температурой отличной от пластовой / И.В. Выдыш, К.М. Фёдоров, Шевелёв А.П. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2023. – Том 9. – № 2 (34). – С. 6–22.
102. Алтунина, Л.К. Комплексная гель-технология ограничения водопритока с применением гелеобразующих систем / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Бурение и нефть. – 2003. – № 10. – С. 20–23.
103. Алтунина, Л.К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами систем / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 8. – С. 18–25.

104. In-depth Sweep Efficiency Improvement: Screening Criteria and Engineering Approach for Pattern Evaluation and Potential Field Implementation / E. Manrique, G. Garmeh, M. Izadi [and others] // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – 12 p.
105. Tobenna, O. Simulation and economic screening of improved oil recovery with emphasis on injection profile control waterflooding, polymer flooding and a thermally activated deep diverting gel / O. Tobenna, L. Robert // SPE-153740. – 2012. – 123 p.
106. Vydysh, I.V. Mathematical Modeling of the Process of Injecting Thermogel-Forming Compositions Into a Stratified Nonuniform Formation / I.V. Vydysh, K.M. Fedorov, T.A. Kremleva // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2025. – Vol. 98. – № 4. – P. 957–966.
107. Выдыш, И.В. Исследование теплофизических закономерностей применения термогелеобразующих композиций в нефтедобыче / И.В. Выдыш // Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Международной научно-практической конференции 25–27 ноября 2025 г. – Тюмень: ТИУ, 2025. – С. 74–78.
108. Выдыш, И.В. Физико-математическое моделирование процесса закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт / И.В. Выдыш // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VIII Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием 14–17 октября 2025 г. – Москва: ИПНГ РАН, 2025. – С. 26–29.
109. Стромберг, А.Г. Физическая химия / А.Г. Стромберг. – Москва: Высшая школа, 1999. – 527 с.
110. Общий подход к моделированию технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин / Фёдоров К.М., Выдыш И.В., Морозовский Н.А. [и др.] // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 7 (3). – С. 84–95.

111. An Overview on Polymer Retention in Porous Media / A. Sameer, M. Syed, A. Hesham, A. Saeed // *Energies*. – 2018. – № 11. – 19 p.
112. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / K.M. Fedorov, A.Ya. Gilmanov, A.P. Shevelev [and others] // *Mathematics*. – 2021. – №. 9. – P. 17–27.
113. Determination of Suspension Filtration Parameters from Experimental Data / K.M. Fedorov, A.P. Shevelev, A.V. Kobylashev [and others] // *Society of Petroleum Engineers*. – 2019. – 15 p.
114. Injection of Gelling Systems to a Layered Reservoir for Conformance Improvement / K.M. Fedorov, A.P. Shevelev, A.Ya. Gilmanov [and others] // *Gels*. – 2022. – Vol. 8, № 10. – 15 p.