

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ»

На правах рукописи



СУЛЕЙМАНОВА МАЛИКА ДЖАЛИЛЕВНА

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В
НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ С
УЧЕТОМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ

Специальность 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

ДИССЕРТАЦИЯ

**на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук**

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук,
профессор
Шарафутдинов Рамиль Фаизырович

Уфа – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Глава 1. ОБЗОР РАБОТ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ, ФАКТОРЫ ПРИВОДЯЩИЕ К ВОЗНИКНОВЕНИЮ НЕОДНОРОДНОСТИ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ	11
1.1. Геологическая неоднородность	13
1.2. Неоднородность, возникшая в процессе эксплуатации скважины	16
1.2.1. Отложение АСПО	18
1.2.2. Образование конденсатной пробки	21
1.3. Неизотермическая фильтрация в однородных и неоднородных средах ..	22
1.4. Выводы по первой главе	42
Глава 2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНОМ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТЕ С УЧЕТОМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ	44
2.1. Постановка задачи однофазной двумерной (r,f) фильтрации	45
2.2. Постановка задачи двухфазной двумерной (r, z) фильтрации в неоднородных пластах большой толщины	47
2.3. Методика решения	50
2.4. Верификация математических моделей	55
2.5. Выводы по второй главе	58
Глава 3. ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ	60
3.1. Двумерная однофазная фильтрация при радиально-азимутальной неоднородности проницаемости	60
3.2. Двухфазная двумерная фильтрация при наличии радиально-азимутальной неоднородности проницаемости	68

3.3. Двухфазная двумерная фильтрация при наличии радиально-слоистой неоднородности проницаемости.....	76
3.4. Выводы по третьей главе.....	81
Глава 4. ПУТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ.....	83
4.1. Оценка состояния призабойной зоны пласта.....	83
4.2. Выводы по четвертой главе	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	99

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Широкое использование термометрии в комплексе других геофизических методов исследования скважин при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений связано с высокой информативностью термометрии ввиду чувствительности температурного поля процессам, происходящим в нефтяном пласте, призабойной зоне и стволе скважины [2,3,4,7,17,19,28,38,44,51,58,64,74]. В последнее время, внимание сконцентрировано на переходе от качественной интерпретации данных термометрии к количественной. При количественной интерпретации используются различные математические модели, описывающие термогидродинамические процессы в различных системах, пласт, скважина-пласт, в основном используются математические модели однофазных потоков в однородных пластах в виду их простоты и высокой скорости расчетов. Однако, в реальных условиях пласты представляют собой систему пропластков с различной проницаемостью, при этом в зависимости от особенностей эксплуатации пластов могут формироваться и области радиальной неоднородности проницаемости в пределах каждого пропластка. Кроме того, разработка нефтяных месторождений путем заводнения, особенно на поздних стадиях эксплуатации, приводит к возникновению двухфазных течений нефти и воды в пласте.

В связи с изложенным, исследование неизотермических двухфазных потоков в неоднородных по проницаемости пластах с учётом термодинамических эффектов представляет собой важную и актуальную научную проблему в области технологии скважинной термометрии. При интерпретации термограмм важно учитывать воздействие разнообразных факторов на формирование температурного поля. Разнообразие таких факторов, влияющих на распределение температуры внутри скважины, существенно усложняет решение поставленных задач. Поэтому актуальностью обладают исследования, направленные на разработку математической модели и изучение неизотермического двухфазного

движения жидкости в неоднородных по проницаемости пластах с учетом термодинамических эффектов, что способствует созданию основных принципов интерпретации данных скважинной термометрии.

Целью диссертационной работы является численное исследование термогидродинамических процессов в пласте при фильтрации двух фаз в неоднородных по проницаемости коллекторах для повышения информативности и обеспечения однозначности интерпретации данных измерения температуры в скважинах в сложноструктурированных коллекторах.

Основные задачи исследования:

1. Проведение анализа литературных источников, посвящённых как теоретическим, так и экспериментальным исследованиям термогидродинамических процессов в пластах с неоднородной проницаемостью.

2. Создание двумерной математической модели для изучения процессов неизотермической однофазной фильтрации с радиально-азимутальной неоднородностью по проницаемости в пласте, с учетом эффекта Джоуля-Томсона и адиабатического эффекта.

3. Создание двумерной математической модели неизотермической двухфазной фильтрации в радиально-слоисто-неоднородном по проницаемости пласте, учитывающей влияние эффекта Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта и гравитационной силы.

4. Проведение многовариантных расчетов и исследование влияния различных параметров на термогидродинамические процессы в неоднородном по проницаемости пласте при неизотермической двухфазной фильтрации.

5. Определение путей практического использования результатов исследований неизотермической двухфазной фильтрации в неоднородных по проницаемости пластах в термометрии скважин.

Объектом исследования является неизотермическая фильтрация флюида в неоднородной по проницаемости пластах.

Предметом исследования является нестационарное температурное поле, возникающее при фильтрации двухфазного флюида в пористой среде с зоной с нарушенной проницаемостью, с учетом термодинамических эффектов, таких как эффект Джоуля-Томсона и адиабатический эффект.

Методология и методы исследования

Математическое моделирование процессов теплопереноса при неизотермической фильтрации флюида в неоднородном по проницаемости пласте на базе фундаментальных уравнений тепло- и массопереноса и апробированных численных методов решения задач неизотермической фильтрации в насыщенной пористой среде; сравнение результатов с известными аналитическими решениями и численными результатами, полученными с помощью коммерческого симулятора; использование метода контрольного объема при решении уравнений тепло- и массопереноса, позволяющий с точностью описать термогидродинамические процессы, которые происходят в пласте и ее призабойной зоне; проведение многовариантных расчетов термогидродинамических процессов в неоднородных пластах на основе разработанных моделей при различных фильтрационных и геометрических характеристиках пласта, анализ и обобщение полученных результатов.

Научная новизна работы:

1. Создана математическая модель и получено численное решение задачи неизотермической двумерной однофазной фильтрации при наличии радиально-азимутальной неоднородности проницаемости в пласте с учетом термодинамических эффектов.

2. Создана математическая модель и получено численное решение задачи о неизотермическом двумерном двухфазном нестационарном течении нефти и воды в радиально-слоисто-неоднородном по проницаемости пласте с учетом термодинамических эффектов и гравитационной силы.

3. Установлено, что наличие радиально-азимутальной неоднородности проницаемости в пласте приводит к немонотонной

зависимости температуры от времени на выходе из пласта в области неоднородности от величины угла охвата области неоднородности с низкой проницаемостью.

4. Установлено, что в процессе вытеснения нефти водой наблюдается различный темп установления температуры в однородной и неоднородной областях (различие по проницаемости). При сниженной проницаемости неоднородной зоны, ранний прорыв воды в более проницаемой зоне приводит к повышенному темпу изменения температуры относительно неоднородной в начальные моменты до прорыва воды, а в дальнейшем наблюдается снижение температуры.

5. Для оценки размеров неоднородной зоны в азимутальных направлениях предложен подход по обработке данных распределенных по азимуту датчиков температуры на данной глубине по известной методике термозондирования.

6. Показана возможность оценки профиля притока в многослойном пласте с использованием разработанной математической модели для пластов большой толщины.

Основные положения и результаты, выносимые на защиту:

1. Разработанная математическая модель неизотермической двумерной двухфазной фильтрации в неоднородной по проницаемости пласте, в которой учитываются термодинамические эффекты, позволяет адекватно описать процесс формирования температурного поля в неоднородном пласте применительно к термометрии скважин.

2. Полученные результаты формирования температурного поля с радиально-азимутальной и радиально-слоистой неоднородностью проницаемости в пласте при однофазной и двухфазной фильтрации.

3. Пути практического применения полученных результатов для диагностики работы неоднородных пластов.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в изучении влияния неоднородности проницаемости в пласте на нестационарное температурное поле с учетом термодинамических эффектов.

Результаты, представленные в исследовании, способствуют повышению достоверности термометрических исследований скважин в неоднородных пластах для определения работающих интервалов и оценки состояния призабойной зоны пласта. Полученные результаты могут быть внедрены в практику нефтедобывающих компаний, осуществляющих мониторинг разработки нефтегазовых месторождений.

Созданные математические модели представляет собой инструмент для оценки профиля притока на основе данных термометрических исследований в добывающих скважинах, работающих в условиях неоднородных пропластков в пластах значительной толщины.

Обоснованность и достоверность результатов следует из корректности физической и математической постановки задачи, использования фундаментальных уравнений тепло-массопереноса в пористых средах и проверенных численных методов решения задач неизотермической многофазной фильтрации, это подтверждается сравнением полученных результатов с существующими аналитическими и численными решениями, что демонстрирует точность и надежность предлагаемого подхода.

Личный вклад автора заключается в создании математической модели и участии в постановке задач, проведении численных экспериментов, анализе и обсуждении полученных результатов.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях:

- IV Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях». Москва, февраль 2021.
- SPE Russian Petroleum Technology Conference, Москва, октябрь 2021.

- V Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях». Москва, февраль 2021.
- SPE Russian Petroleum Technology Conference, Москва, 12-15 октября 2021г.
- XII Международной школе-конференции «ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ПРОЦЕССОВ В КОНДЕНСИРОВАННЫХ СРЕДАХ». Уфа, апрель 2022г.
- VII ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов» (с международным участием). Уфа, май 2022 г.
- XIII Международной школе-конференции «ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ПРОЦЕССОВ В КОНДЕНСИРОВАННЫХ СРЕДАХ». Уфа, апрель 2023г.
- II-ой Научно-практической конференции по нефтяной гидрогеологии, геохимии и гидродинамическому моделированию «Practice GeoChemistry: Reservoir Simulation and Field Application 2023». Казань, май 2023г.
- VIII ВСЕРОССИЙСКОЙ МОЛОДЕЖНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов» (с международным участием). Уфа, май 2023г.

Основные результаты работы докладывались автором на научных семинарах кафедры геофизики УУНиТ под руководством проф. Валиуллина Р.А. Уфа, 2020–2024.

Публикации. Основные положения диссертации опубликованы в 8 печатных изданиях, в том числе в 3 рецензируемых научных журналах из перечня ВАК РФ.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы.

Благодарности.

Автор выражает свою благодарность научному руководителю профессору кафедры геофизики Шарафутдинову Р.Ф. за всестороннюю поддержку при выполнении диссертационной работы, также отдельную благодарность доценту кафедры геофизики Канафину И.В. за помощь при разработке численной модели. Автор признателен всем сотрудникам кафедры геофизики УУНиТ за ценные советы, обсуждение и помощь в подготовке данной работы.

Глава 1. ОБЗОР РАБОТ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ, ФАКТОРЫ ПРИВОДЯЩИЕ К ВОЗНИКНОВЕНИЮ НЕОДНОРОДНОСТИ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ

В реальных условиях пласты чрезвычайно редко бывают однородными и представляют собой систему пропластков с различной проницаемостью, при этом в зависимости от особенностей эксплуатации пластов могут формироваться и области радиальной неоднородности проницаемости в пределах каждого пропластка. Состав пластов характеризуется высокой степенью разнообразия как с минеральной, так и с фракционной точек зрения, что обуславливает их гетерогенность, в том числе неоднородность проницаемости. Области неоднородности по проницаемости могут распространяться как в различном расстоянии от призабойной зоны, как вблизи к скважине, так и в дальней зоне, такие области характеризуются измененной проницаемостью в зависимости от всего пласта. Причем эти несоответствия проницаемостей могут быть вызваны как геологическими факторами, так и физическими или при эксплуатации скважины [58], как, например, отложение асфальто-смоло-парафиновых веществ, образование газоконденсатных пробок и другие, в некоторых случаях проницаемость в призабойной зоне может увеличиваться, например, после проведения гидроразрыва пласта, обработки кислотами и аналогичных процедур. Увеличение проницаемости в данной зоне может привести к возникновению межпластовых притоков и загрязнению пресных горизонтов.

«Загрязнение призабойной зоны асфальто-смоло-парафиновыми веществами и другие факторы, влияющие на создание неоднородного участка по проницаемости, влияет на нефтеотдачу пласта из-за сужения поровых каналов и уменьшения пористости породы» [56].

«Наиболее развито изучение неоднородности при трещинах вследствие гидроразрыва пласта, как наиболее применимый метод увеличения нефтедобычи» [56]. При этом в низкопроницаемом пласте образуются

высокопроницаемые трещины, что существенно улучшает проницаемость пласта. Важным аспектом, требующим учета, является диагностика состояния призабойной зоны пласта и разработка математической модели для расчета температурного поля. Эта задача имеет большое значение для количественной интерпретации данных термометрических исследований, проводимых при изучении неоднородных пластов.

Гетерогенность пластов в нефтяных месторождениях обусловлена их сложной геологической структурой и разнообразным минералогическим составом горных пород. Эти факторы приводят к неоднородности в фильтрационных свойствах пластов. Такие различия могут проявляться как в окрестностях ствола скважины, так и на больших удалениях от нее, где проницаемость пласта может быть значительно снижена по сравнению с другими областями. Уменьшение проницаемости обычно объясняется различными физико-геологическими факторами, включая выщелачивание минералов, разрушение пород, а также последствиями эксплуатации скважин, такими как образование асфальто-смоло-парафинистых отложений или газоконденсатных пробок. В то же время, может происходить и увеличение проницаемости призабойной зоны, например, после гидроразрыва пласта или солянокислотной обработки. Рост проницаемости может привести к необходимости борьбы с заколонными перетоками и засолением пресноводных горизонтов. В настоящее время существует большой интерес к исследованиям влияния неоднородности пласта, что находит свое отражение в различных научных публикациях российских и зарубежных ученых [58, 9-18, 21, 30-32, 59, 76, 84-87, 107,108].

Таким образом, изучение неоднородности пласта по проницаемости с использованием термометрии является важным и актуальным направлением исследований в современном контексте.

1.1. Геологическая неоднородность

Интересно, что «различные породы, переслаиваясь, замещаются друг другом, и в результате образуют сложную геологическую структуру месторождения» [56]. Нефтеносные пласты, характеризующиеся геологической неоднородностью, представляют собой разнообразие по составу литологии, фации и минералогии, а также по физическим характеристикам горных пород, из которых они состоят. Эта неоднородность коллекторов обусловлена различными геологическими процессами, которые приводят к изменениям в литологических, петрологических и физических свойствах пластов-коллекторов, а также в характеристиках флюидов, которыми они насыщены. Этот процесс является важным для понимания условий в месторождении и определения потенциала его добычи. Поэтому изучение геологической неоднородности коллекторов помогает улучшить прогнозирование и управление добычей углеводородов, а также повысить эффективность эксплуатации месторождения.

Исследования [5] показывают, что проницаемость пласта может иметь различное распределение в пространстве в зависимости от геологических особенностей и структуры месторождения. Это может привести к различным видам неоднородности пластов: слоистой, зональной и пространственной. Каждый из этих видов неоднородности оказывает влияние на фильтрационные процессы и может иметь значение при расчете температурного режима месторождения.

На основе анализа керновых образцов, извлеченных в процессе бурения разнообразных скважин, было выявлено, что проницаемость пласта по разрезу может быть различной, причем изменения проницаемости не имеют определенной закономерности. Это указывает на то, что геологическая структура и состав пласта могут быть сложными и разнообразными, что усложняет предсказание и моделирование процессов в месторождении. Разнообразие изменений проницаемости подчеркивает важность более детального изучения геологической неоднородности коллекторов для

оптимизации процессов добычи углеводородов и повышения эффективности эксплуатации месторождений.

Но в изменениях литолого-фациального, минералогического и гранулометрического состава по разрезу пласта выявлена закономерность по слоям при переходе от подошвы к кровле. Слоистая неоднородность представляет из себя отличие средних значений проницаемости слоев по толщине пласта, границы между слоями принимаются плоскими. Послойная неоднородность характерна для осадочных горных пород, поскольку связана с изменением условий осадконакопления.

Зональная (площадная) неоднородность - это изменение средних по толщине слоя коэффициентов проницаемости породы по площади залежи. Также обусловлена процессом осаждения. Количество усредненных значений проницаемости по разрезу скважин для каждой скважины по толще пласта увеличиваются с повышением количества скважин на площади залежи. Данная изменчивость средних значений по площади залежи характеризует площадную или зональную неоднородность.

Пространственная (объемная) неоднородность характеризуется изменчивостью проницаемости пород в объеме пласта-коллектора. В этом случае рассматриваются не средние, а истинные значения проницаемости породы, различающихся по объему пласта. Данный вид неоднородности по проницаемости является наиболее сложным как с точки зрения его исследования, так в аспекте его включения в расчеты для проектирования разработки месторождений.

В статье [17] рассматривается зональная неоднородность пласта, которая описывается через распределение проницаемости по углу в призабойной зоне. Основным интерес исследования заключается в изучении влияния температурных полей на проницаемость призабойной зоны и определении формирования температурных аномалий в данной зоне. Такой подход предоставляет возможность получить более полное представление о процессах, происходящих в призабойной зоне, и о взаимосвязи этих процессов с температурными изменениями. Изучение этой проблематики важно для

понимания поведения пластов-коллекторов при воздействии температурных факторов, а также для оптимизации процессов добычи углеводородов из таких зон с применением различных технологий и методов добычи.

Работа [56] рассматривает слоистую неоднородность проницаемости пластов и представляет постановку задачи с соответствующей математической моделью. В данной модели учитываются уравнения сохранения массы, уравнения движения с учетом силы тяжести и уравнения притока теплоты. Эти уравнения позволяют описать процессы фильтрации жидкости с учетом неоднородности проницаемости и тепловых эффектов в пласте. Изучение таких моделей и их применение к реальным условиям позволяют более точно оценить температурный режим в месторождениях и принять обоснованные решения по их разработке. Такой подход помогает учитывать как гидродинамические процессы, так и тепловые воздействия на проницаемость пласта.

Оба исследования позволяют лучше понять особенности и механизмы неоднородности проницаемости пластов, что важно для прогнозирования поведения месторождений и оптимизации производственных процессов в нефтегазовой промышленности.

«В работе [31] рассматриваются особенности температурного поля с учетом Джоуля-Томсона эффекта при наличии слоистой неоднородности. В работе [72] на основе численного моделирования неизотермической фильтрации газированной нефти с учетом теплоты разгазирования, эффекта Джоуля-Томсона и адиабатического эффекта исследуется радиально-угловое распределение температуры в неоднородной по проницаемости пористой среде. Показано, что наличие неоднородности проницаемости в прискважинной зоне пористого пласта приводит к значительной температурной аномалии охлаждения вследствие интенсивного газовыделения в зоне высокой проницаемости» [57]. Термометрия скважин и пластов основана на закономерностях формирования температурного поля [22, 41, 44, 60, 68].

1.2. Неоднородность, возникшая в процессе эксплуатации скважины

В процессе эксплуатации скважины фильтрационные характеристики пласта могут претерпевать существенные изменения, что может привести к ухудшению производительности месторождения из-за низкой нефтеотдачи. Одним из ключевых параметров, влияющих на эффективность добычи, является проницаемость пласта. Ухудшение этого параметра может быть вызвано рядом факторов:

-Кольматация и загрязнение прискважинной зоны. Твердые частицы, попадающие в поры и каналы коллектора вместе с буровым раствором, могут вызывать кольматацию и уменьшение проницаемости.

-Разгазирование нефти. Процесс разгазирования нефти может приводить к образованию газовых пузырей, которые занимают часть порового пространства и уменьшают проницаемость.

-Выпадение асфальтосмолопарафинистых веществ. Образование отложений асфальтосмолопарафинистых веществ на стенках скважины и в поровом пространстве может ограничить поток углеводородов и нарушить проницаемость.

-Образование отложений конденсатных пробок. Отложения конденсата могут забивать поры и каналы пласта, что приводит к снижению проницаемости и ухудшению добычи.

Регулярный мониторинг и анализ фильтрационных параметров, своевременное обслуживание скважин и принятие мер по очистке пропускной способности пласта помогут предотвратить или уменьшить негативное воздействие этих факторов на производительность и эффективность добычи углеводородов.

В ходе эксплуатации скважины фильтрационные свойства пласта могут подвергаться значительным изменениям. Ухудшение фильтрационных характеристик коллектора из-за загрязнения и кольматации прискважинной зоны твердыми частицами может привести к снижению проницаемости

пласта. Это в свою очередь может вызвать низкую нефтеотдачу месторождения, так как затрудняется приток нефти к скважине. Для борьбы с этой проблемой применяют различные методы очистки пласта и прорыва кольматированной зоны, например, химические и механические методы очистки скважин и пластов, применение технологий гидроразрыва пласта и другие методы ревитализации скважин. Важно проводить регулярные обследования и мониторинг фильтрационных характеристик пласта для своевременного выявления и устранения проблем на ранних стадиях. «К факторам, которые могут снизить проницаемость пласта, также относятся: разгазирование нефти, выпадение асфальтосмолопарафинистых веществ, образование отложений конденсатных пробок и другие» [58].

Контроль и предотвращение загрязнения прискважинной зоны пласта, а также мониторинг и управление другими факторами, влияющими на проницаемость, являются важными аспектами в обеспечении эффективной добычи нефти и газа. Поддержание оптимальных фильтрационных характеристик пласта способствует увеличению производительности скважин, снижению затрат на добычу и повышению общей эффективности эксплуатации месторождений. Регулярный мониторинг и анализ параметров пласта позволяют оперативно выявлять изменения в проницаемости и принимать меры по их коррекции. Такие меры могут включать в себя проведение очистки скважин, применение специальных химических растворов, технологий гидроразрыва или другие методы восстановления фильтрационных свойств пласта. Рациональное управление проницаемостью пласта способствует увеличению объемов добычи углеводородов и обеспечивает устойчивое функционирование месторождений в долгосрочной перспективе.

Поэтому контроль и предотвращение загрязнения прискважинной зоны пласта, а также мониторинг и управление другими факторами, влияющими на проницаемость, играют ключевую роль в обеспечении успешной добычи нефтегазовых ресурсов. Эти факторы подчеркивают необходимость

постоянного внимания к состоянию и изменениям фильтрационных свойств пласта на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

1.2.1. Отложение АСПО

Образование асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) представляет собой серьезную проблему при эксплуатации скважин. Отложение парафиновых и смолистых компонентов из нефти на стенках скважины, нефтяном оборудовании и трубопроводах может привести к значительным затруднениям в работе скважины.

«Нефть содержит разнообразные высокомолекулярные компоненты, такие как парафины, смолы, асфальтены, которые могут выпадать из нефти при изменении баротермических условий. При перемещении нефти из пласта в скважину в условиях изменяющихся температуры и давления эти компоненты могут осаждаться в порах и каналах призабойной зоны пласта» [39], а также на стенках скважины.

Борьба с образованием асфальтосмолопарафинистых отложений требует применения специальных технологий и химических реагентов для предотвращения и удаления накоплений в системе добычи нефти. Понимание процессов образования и механизмов взаимодействия различных компонентов нефти важно для эффективного управления этой проблемой в нефтяной промышленности.

Асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) включают в себя парафины, битумно-смолистые соединения, кремнеземные смолы, а также воду и механические примеси. Процесс образования АСПО заключается в превращении парафинов и смол из жидкого в твердое состояние, который начинается при охлаждении нефти ниже температуры ее насыщения парафином (температуры кристаллизации парафина).

Парафиновые отложение образуются ввиду наличия в составе твердых углеводородов, из-за снижения давления в забое скважины нарушается гидродинамическое равновесие газожидкостной системы, поэтому также выпадает осадок в виде парафинов, интенсивность выделения газа и понижение температуры в пласте и в стволе скважины также приводят к

выпадению АСПО, еще факторами выпадения парафинов может стать изменение скорости фильтрации нефти в пласте и соотношение фаз.

Понимание этих факторов и их влияния на образование парафиновых отложений поможет разработать стратегии и технологии для предотвращения и удаления АСПО, что важно для обеспечения бесперебойной эксплуатации скважин и оптимизации процессов добычи нефти.

Согласно отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80, классификация нефти в зависимости от содержания в ней парафинов следующая:

- высокопарафинистая, которая содержит более 6% масс.,
- парафиновые - от 1,5% до 6% масс.,
- малопарафинистые, - до 1,5% масс.

Нефти с преобладанием парафиновых углеводородов имеют большую предрасположенность к формированию осадков, состоящих из асфальтосмоло-парафиновых соединений, по сравнению с нефтями, в составе которых доминируют углеводороды других типов, такие как нафтены и ароматические соединения. Процесс кристаллизации парафинов существенно зависит от многочисленных факторов, включая температуру, концентрацию парафинов, а также соотношение парафинов с другими компонентами нефти, такими как смолы и асфальтены. Температура начала кристаллизации парафина представляет собой важный параметр для анализа и оценки риска его осаждения в нефти. Ученые как из России, так и из других стран активно изучают процессы кристаллизации парафинов в нефти и механизмы образования отложений асфальтосмолопарафинистых веществ, поскольку понимание этих процессов имеет важное значение для разработки эффективных методов предотвращения и ликвидации отложений, что существенно для обеспечения бесперебойной добычи и транспортировки углеводородов. Исследования в этой области помогают повысить эффективность добычи нефти и газа и снизить риски возникновения проблем, связанных с образованием асфальтосмолопарафинистых отложений в скважинах и трубопроводах.

Нарушение гидродинамического равновесия возникает из-за разницы между забойным давлением и давлением насыщения нефти газом. Это вызывает увеличение объема газа и дестабилизацию жидкой фазы, что, в свою очередь, влияет на растворимость парафина в нефти. В результате парафин начинает кристаллизоваться как в объемной фазе нефти, так и на твердых поверхностях, с которыми она контактирует.

Интенсивность накопления парафиновых отложений определяется динамикой формирования и поведения газовых пузырьков в жидкостном потоке. Исследования показывают, что газовые пузырьки способствуют переносу взвешенных частиц парафина при их отрыве от твердой поверхности. Процесс начинается с постепенного уменьшения размера основания пузырька, которое впоследствии ускоряется. В момент отрыва наблюдается резкий перепад давления между объемной фазой и зоной под пузырьком, что приводит к перемещению кристаллов парафина к поверхности трубы. Более плотные отложения образуются в нижних частях вертикальных труб, поскольку малые газовые пузырьки обладают высокой способностью к адгезии как к частицам парафина, так и к стенкам трубопровода. Результаты многочисленных исследований [29, 21, 23] указывают на то, что снижение температуры при транспортировке продукции в подъемных колоннах, выкидных линиях скважин, резервуарах промысловых сборных пунктов и аналогичных системах является значительным фактором, способствующим образованию парафиновых отложений. В частности, если температура добываемой нефти опускается ниже температуры насыщения нефти парафином, это приводит к выделению парафина в виде твердой фазы [29]. С увеличением содержания газа наблюдается повышение температуры насыщения нефти парафином. В условиях пласта степень насыщения нефти парафином определяется разностью между пластовой температурой и температурой насыщения нефти парафином.

Отложение парафина при невысоких скоростях происходит по-разному, т.е. интенсивность отложения парафина проявляет двойственную зависимость

от скорости потока. Изначально, с увеличением скорости потока, происходит рост интенсивности отложения парафина, что можно объяснить увеличением массопереноса парафиновых частиц к поверхностям оборудования. Однако при дальнейшем увеличении скорости потока наблюдается снижение интенсивности отложения парафина. Это связано с возрастанием касательного напряжения в потоке, которое превосходит силу сцепления парафина с поверхностью оборудования, что приводит к его дестабилизации и удалению. Процесс образования парафина замедляется при высоких скоростях движения потока, так как поток охлаждается медленно, и интенсивность отложений увеличивается с ростом шероховатости труб. Выступающие поверхности труб вызывают образование вихрей, разрыв слоев и замедление скорости движения жидкости у стенки трубы. Это приводит к формированию центров кристаллизации отложений и их прилипанию к поверхности трубы. Исследования влияния обводненности нефти на количество образующихся асфальтосмолопарафинистых отложений неоднозначны, в одних трудах указывается на прямую зависимость: чем выше обводненность, тем больше отложений (из-за содержания эмульсированной воды), в других работах отмечается обратное: чем выше обводненность, тем меньше образуются АСПО ввиду того, что при движении нефти по скважине уменьшается скорость охлаждения нефти с большим содержанием воды из-за разности теплоемкостей (воды и нефти) и уменьшением адгезии гидрофильной стальной поверхности, смачиваемой водой.

Выпадение смолистых отложений в пустотном пространстве коллектора ухудшает проницаемость породы из-за уменьшения размеров поровых каналов и снижением эффективной пористости породы.

1.2.2. Образование конденсатной пробки

В газоконденсатных скважинах в призабойной зоне происходит выпадение конденсата, что приводит к появлению зоны с ухудшенной проницаемостью и падению производительности скважины [3, 6].

Рассматривая процесс конденсации, увеличивая давление, при котором находится некоторый пар, пар начнет сжиматься, а спустя некоторое время станет насыщенным. По мере последующего увеличения давления пар будет конденсироваться в жидкость, и, как следствие, станет снижаться объем, который он занимает. Наконец, по истечении некоторого времени абсолютно весь пар обратится в жидкое состояние. При дальнейшем нарастании давления последует уменьшение объема полученной жидкости на столь малую величину, что ею можно пренебречь в большинстве случаев [8]. В описанных процессах увеличение давления способствует конденсации пара, а падение давления приводит к испарению жидкости. Такого рода процессы являются прямыми.

Однако при высоких давлениях, а также при некоторых иных особых условиях происходят обратные процессы, иными словами, увеличение давления будет приводить к испарению жидкости, а при его понижении будет осуществляться конденсация пара. Залежи, возникшие в результате подобных обратных процессов, называются газоконденсатными [5].

1.3. Неизотермическая фильтрация в однородных и неоднородных средах

Характеристика продуктивного пласта-коллектора играет фундаментальную роль в успешной разработке месторождения. Для улучшения управления и оптимизации эксплуатационных характеристик пласта на протяжении всего периода эксплуатации необходимо иметь глубокое понимание его свойств. С целью сведения к минимуму ошибок в оценке свойств различные источники данных подвергаются индивидуальному или совместному анализу. Большой вклад в исследования неизотермической фильтрации внесли следующие ученые: Чекалюк Э.Б., Алишаев М.Г., Дворкин И.Л., Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Балакиров Ю.А., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. и др.

Обычные испытания скважин направлены на использование и интерпретацию данных о переходных режимах давления для идентификации моделей коллектора и оценки свойств пласта-коллектора. Развитие систем внутрискважинного исследования, которые обеспечивают непрерывные и точные измерения внутрискважинного давления, расширило объем традиционных испытаний скважин.

Исследования отечественного ученого Э.Б. Чекалюка [68], направленные на определение распределения проницаемости в пластовых условиях посредством анализа нестационарного температурного режима флюида, поступающего в скважину при ее эксплуатации с постоянным дебитом, представляют значительную важность для инженерной практики и научного сообщества. В его работах, проведенных еще в 60-х годах прошлого века, были заложены теоретические основы для метода определения проницаемости пласта через исследование температурного режима скважины после запуска ее в работу.

До недавнего времени применение температурных измерений в промышленной практике сводилось к калибровке систем внутрискважинных исследований и корреляции полученных данных с геотермическими температурными профилями, что позволяло качественно оценивать потенциальные утечки в стволе скважины и внутреннюю активность скважины [112]. Современные усовершенствованные методы регистрации температуры предоставляют возможность детально анализировать даже незначительные температурные изменения, обусловленные потоком флюида, что позволяет извлекать ценные сведения о характеристиках пласта-коллектора. В практических случаях фильтрация нефти, воды, газа в подземной нефтегазовой гидродинамике в пористых и трещиноватых пластах принимается изотермической, без учета изменений температуры в продуктивных пластах-коллекторах. Температурные изменения в продуктивных пластах изменяются ввиду некоторых причин, например вследствие термодинамических эффектов, возникающих при фильтрации

флюидов в пористой среде (баротермического эффекта, геотермического градиента, теплового эффекта фазовых превращений) или использование методов увеличения нефтеотдачи, такие как нагнетание холодной или горячей воды с температурой, отличной от начальной пластовой, пара или проведение специальных различных термохимических окислительных процессов, сопровождающихся выделением теплоты, например, внутрислоевого горения. При разработке месторождений с различными технологиями могут наблюдаться разнообразные сочетания и комбинации указанных процессов, что приводит к неизотермическому характеру фильтрации. Понимание и учет температурных изменений является важным аспектом при разработке стратегий добычи углеводородов, поскольку они могут существенно влиять на продуктивность и эффективность добычи.

Главной целью изучения пласта-коллектора является предсказание состояния коллектора и увеличение извлечения углеводородов. В классической теории разработки пластов рассматривается, так называемая, балансовая модель [5], не учитывающие изменения параметров коллектора и движущегося в нем флюида во времени и пространстве. В настоящее время использование вычислительных машин позволяет более детально и точно исследовать коллектор с помощью разбиения на миллионы блоков и используя для каждого из них основных уравнений фильтрации.

В текущее время с развитием вычислительной техники возможно построение такой модели, которая будет учитывать все необходимые допущения и ограничения для определенного случая.

«В настоящее время аналитическое, численное и экспериментальное изучение процессов неизотермической многофазной фильтрации занимает важное место в исследовательском процессе большого количества ученых и исследователей, что подтверждает актуальность данной проблематики» [56].

Основные научные школы, работающие в направлении неизотермической многофазной фильтрации: УУНиТ - Уфимский университет науки и технологий (Башкирский государственный университет),

Stanford University (США), Istanbul Technical University (Турция), TGT Oilfield Services (ОАЭ), Texas A&M University (США), Heriot-Watt University (Шотландия), University of Calgary (Канада).

Работы в области моделирования неизотермических явлений в пластах и скважине систематически ведутся в УУНиТе (бывш. Башкирский государственный университет) на протяжении последних 30 лет. Он является ведущим университетом в России в области, как теоретических исследований, так и практического применения термометрии в полевых условиях. «Математические модели включают в себя аналитические решения для пласта в радиальной постановке для жесткого неоднородного пласта, численные одно- и двумерные (r - z геометрия) модели для слабосжимаемого пласта, для сильносжимаемого пласта, двухфазные модели» [56].

Исследование, упомянутое в источнике [50], включает обзор различных математических моделей, созданных исследовательской группой. Среди таких решений можно выделить аналитические подходы для радиальных задач в условиях жестко неоднородного пласта, численные модели как в одно-, так и в двумерной (r - z геометрии) постановке для слабосжимаемых коллекторов, модели для сильно сжимаемых пластов, а также двухфазные модели. Модель для слабосжимаемого пласта содержит уравнение пьезопроводности и сохранения энергии в классической температурной постановке. Модель сильносжимаемого пласта – уравнение неразрывности и энергии в энтальпийной постановке с учетом зависимости свойств флюида от давления и температуры. Двухфазная модель основана на black oil модели с добавлением уравнения для температуры. Пренебрегается капиллярными эффектами. Есть возможность моделировать температурные эффекты, возникающие при фазовом переходе нефть – газ. В работе [123] приведены примеры интерпретации полевых данных температурных измерений во время переходных процессов при помощи симулятора, разработанного совместно с Schlumberger Moscow Research Center. Анализируются как данные,

полученные замером в точке, так и пространственные распределения по стволу скважины на различные моменты времени.

В Stanford University существуют две исследовательские группы. Исследования, проведенные в указанных работах первой группы [89,90,113,119], направлены на анализ и обработку данных неизотермических испытаний скважин с целью извлечения информации о свойствах пласта, обнаружении трещин и оценке профиля притока. Исследование второй группы [82] нацелена на моделирование разработки пласта и в этом плане не пересекается с работой предыдущей группы. Однако, модели, реализованные этой группой, являются на сегодняшний день намного более продвинутыми в плане учета различной физики или сложной геометрии. Также она занимается разработкой симулятора GPRS для моделирования нетрадиционных (горизонтальных, наклонных, многоствольных, интеллектуальных) скважин. В симуляторе присутствует как трехфазная black oil, так и композиционная модель пласта. Отмечается, что в симуляторе планируется модуль для неизотермических задач, однако более подробное его упоминание отсутствует.

Исследования Istanbul Technical University ориентированы на оптимизацию работы геотермальных скважин [108], поэтому представляется логичным отсутствие малых термодинамических эффектов в их постановках. Однако, в последних работах рассматриваются эффекты порядка десятых долей градуса.

«TGT Oilfield Services - сервисная компания, ведущая собственные научные исследования в области использования нестационарных/распределенных данных температуры для получения информации о пласте, техническом состоянии скважины и профиле притока» [56]. В исследовании Arthur Aslanyan [76] рассматривается разработка и применение симулятора, ориентированного на интерпретацию данных, полученных в однофазных скважинах. В основе гидродинамической части симулятора лежит одномерная радиальная слабосжимаемая модель пласта,

записанная в виде уравнения пьезопроводности. Температурная задача рассматривается в r-z постановке, включая вмещающие непроницаемые породы. При этом пренебрегается конвекцией в пласте в вертикальном направлении, в остальном модель является полностью двухмерной. Эта модель является в какой-то мере развитием модели пласта, используемой этой группой для интерпретации нагнетательных скважин. По сравнению с предыдущими работами, добавлена сжимаемость пластового флюида. В настоящее время сообщается о разработке многофазного симулятора, использующего квазистационарную модель гидродинамики.

Работы группы Texas A&M University «направлены на тестирование многопластовых систем с использованием распределенных измерений давления и температуры» [56]. Все неизотермические модели, использованные в работах этой группы в последние годы, используют в качестве модели пласта или коммерческие или научные симуляторы пластовых систем в сочетании с самостоятельно разработанными одномерными радиальными фильтрационными моделями, предназначенными для сопряжения пласта и скважины.

В статье [96] в качестве модели пласта рассматривается трехмерная трехфазная black oil модель. Для численного решения используется программный пакет FrontSim. Для температуры записывается трехмерная модель, учитывающая все эффекты, за исключением теплоты разгазирования. Дополнительно используется осесимметричная модель для сопряжения решения между пластом и скважиной. Она необходима ввиду того, что модель пласта оперирует слишком большими ячейками, которые неприменимы для детализации призабойной зоны. В работе [127] уравнение гидродинамики для пласта записываются в общем виде для отдельных компонентов смеси. Уравнение энергии также записывается в общем виде и содержит все эффекты за исключением теплоты фазового перехода. Для решения гидродинамической задачи используется ECLIPSE, температурной задачи в пласте – модель,

разработанная ранее Li [96]. Для сшивки решения ECPLPSE и скважины используется одномерная радиальная модель.

«Работы Heriot-Watt University направлены на моделирование и анализ данных интеллектуальных скважин с учетом конструкции скважин» [57]. В исследовании [104] используется модель пласта со стационарной гидродинамикой и квазистационарной температурой. Нестационарность в данном случае создается за счет зависимости коэффициента теплообмена со скважиной от времени. Учитывается эффект Джоуля-Томсона и теплообмен с вмещающими породами. Для гидродинамики используются решения для горизонтальной скважины в ограниченном пласте и для вертикальной скважины. Пласты в обоих случаях считаются строго горизонтальными.

«В University of Calgary рассматривают в основном изотермическую фильтрацию, разработаны симуляторы неізотермической фильтрации в системе скважина-пласт» [56]. В [99] заявляется о разработке симулятора неізотермическая скважина - пласт.

Существуют два основных метода выстраивания моделей, это аналитические модели и численные модели. Имеет место быть и полуаналитической модели, которая может быть полезна в определенных задачах, где частичное решение производится аналитическим, другая численным методом. Аналитическая модель - это традиционный способ решения основного уравнения. Аналитические модели могут получить распределение температуры без необходимости дискретизации по времени и пространству и вычислительно дорогостоящих итерационных подходов. Что еще более важно, аналитические модели могут явно связать изменение температуры со свойствами коллектора, что будет чрезвычайно полезно для разработки методов определения характеристик коллектора на основе температуры.

Обзор мирового опыта исследования данных процессов демонстрирует, что цели и результаты научных изысканий можно классифицировать на две основные категории.

Первая категория исследований направлена на оптимизацию технологических параметров и характеристик математического аппарата, а также на расширение численных моделей с акцентом на адаптивность расчетных сеток. Эта область работы также направлена на повышение сходимости численных схем, оптимизацию времени вычислений, улучшение эффективности методов линий тока и интеграцию более тонких физических эффектов в моделирование, таких как процессы испарения/конденсации фаз и диффузия фаз в условиях притока. Вторую группу составляют исследования, посвященные решению конкретных проблем, возникающие на практике в производстве, связанные с особенностями конкретных месторождений, такими как нелинейный или обратный геотермальный градиент, газовые методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы нефти, крупные и уникальные месторождения, а также другие факторы.

Численное моделирование изменения температуры пласта было в центре внимания нескольких исследований [118, 119, 75, 86, 87] которые продемонстрировали перспективы использования данных о температуре для извлечения информации о продуктивности пласта.

Аналитическое моделирование представляет собой еще один способ оценки пластовой температуры. Попытки аналитического анализа процесса теплопередачи в коллекторах уходят корнями в исследования, проведенные в 60-х и 70-х годах. [68, 77, 88]. В работе [88] представлено аналитическое решение, которое позволяет оценить изменения температуры в стволе скважины и в пласте из-за циркуляции бурового раствора во время буровых работ. Для определения пластовой температуры решалось дифференциальное уравнение теплопроводности.

В области скважинной термодинамики множество исследователей обращают внимание на анализ термодинамических эффектов в системе пористой среды, состоящей из скважины, с учетом особенностей тепловой конвекции и кондукции. Данная проблематика представляет актуальный объект исследований с целью более глубокого понимания тепловых процессов

в пласте и скважине, что позволяет прогнозировать изменения температуры с более высокой точностью. Полученные результаты способствуют более полному освещению процессов добычи и эксплуатации углеводородов из нефтяных и газовых скважин. Одной из ранних работ в данном направлении является исследование

Исследование Ramey [114], в котором автором была представлена модель для прогнозирования изменения температуры флюида в нагнетательных скважинах в зависимости от глубины, представляет значимый вклад в область моделирования тепловых процессов в нефтяных и газовых скважинах. Данная модель позволяет оценить тепловые потери из скважины в пласт и прогнозировать температурные условия внутри скважины.

Shiu и Beggs [117] модифицировали модель Ramey для предсказания профиля температуры вдоль ствола скважины для добывающих скважин при варианте известной температуры флюида, фильтрующего из пласта. Благодаря основному уравнению, использованному в данных моделях (с учетом лишь конвекции и кондукции) мы можем разработать перспективные модели, решив уравнение при соответствующих начальных и граничных условиях, и проанализировать теплопередачу в пласте.

симулятора, в котором учитывается переходные термодинамические процессы

Igzec и др. [92] разработали модель, которая учитывает связь между скважиной и пластом, в виде симулятора, в котором учитываются переходные термодинамические процессы, возникающие из-за нестационарности теплофизических параметров в пласте. В рамках термодинамической модели рассматривался механизм теплового переноса в скважине и его взаимодействие с окружающими пластами, однако не учитывались возможные изменения температуры пласта непосредственно перед входом в скважину.

В работе [77] представили модель неизотермического распределения температурного поля, учитывая теплопроводность и конвекцию, без учета баротермических эффектов.

В исследовании Ramazanov и Parshin [113] представили математическую модель аналитического решения для распределения температурного поля с учетом стационарности формирования поля давления и учетом фазовых переходов, они разработали решение для установившегося конвективного теплопереноса с учетом постоянного дебита, а затем применили полученные результаты к модели, включающей фазовые переходы в нефтяном пласте.

В исследовании Ramazanov и Nagimov [112] расширили это решение, включив в аналитическое решение переходную характеристику давления, разработали аналитическую модель, которая оценивает формирование температурного поля в насыщенной пористой среде при изменении забойного давления. Эта модель облегчает прогнозирование теплового поведения системы в различных эксплуатационных условиях, что особенно важно для оптимизации добычи нефти и газового конденсата. Учет изменений давления может существенно влиять на температурные характеристики в пласте и скважине, что имеет значение для оценки процессов теплообмена и эффективности добычи. Применение такой модели позволяет сделать более точные предсказания о распределении температуры и оптимизировать процессы добычи. Результаты этого исследования подтвердили, что значительное изменение температурного поля при изменении пластового давления для фильтрации однофазного флюида в однородной пористой среде связано с термодинамическими эффектами, такими как эффект Джоуля-Томсона.

Рамазанов и др. [50] получили аналитическое решение для пластовой температуры, в настоящем исследовании используется метод характеристик в сочетании с моделью однофазного несжимаемого флюида, которая интегрирует элементарную одномерную аналитическую модель динамики температуры в недрах, принимая во внимание неоднородность зоны в призабойной области. Применение указанной модели позволит оценить влияние различных параметров на температурные процессы в призабойной зоне и получить приблизительную картину параметров этой зоны по данным

температурного профиля скважины. Таким образом, данная модель может быть полезным инструментом для анализа и предварительной оценки параметров призабойного участка скважины после продолжительной стоянки, что в свою очередь может помочь в принятии решений по проведению дальнейших работ, причем найденное решение сопоставляется с моделью численного исследования для системы, связывающей скважину и пласт, используя регрессивный анализ. Были исследованы изменения наклона температуры, связанные со скин-фактором, и скин-эффект был оценен по данным промысловой температуры на забое скважины.

Muradov и Davies в работах [101, 103] представили асимптотические аналитические расчеты динамики изменения профиля пластовой температуры в добывающих горизонтальных скважинах. Решения, полученные в ходе исследования, являются эффективным инструментом для изучения и предсказания распределения температуры в исследуемых скважинах, ведь в работе учитываются: конвекции, теплопотери в окружающие слои, эффект Джоуля-Томсона, адиабатический эффект. Полученные решения сравнивают с численными моделями. Берется во внимание отдельно учет адиабатического эффекта для оценивания изменений температуры в начальный период времени, вызванные изменениями давления в пластовом флюиде после изменений в дебите добычи, которые могут вызвать скачки забойной температуры. Эффект адиабатического охлаждения обычно проявляется не только на ранних стадиях разработки скважины, но и на более поздних стадиях. Понимание и учет этих эффектов позволяет более точно моделировать температурные изменения в скважинах и принимать более обоснованные решения при планировании и проведении добычных операций. Сравнение результатов асимптотических решений с численным моделированием позволяет убедиться в правильности и точности применяемых методов и моделей, что важно для дальнейшего развития и оптимизации технологий добычи нефти и газа. Для предлагаемого прямого моделирования в обычном пласте мы будем опираться на эти результаты.

Arr и Yoshioka [75] В данной работе представлены стационарное аналитическое решение и численное моделирование переходных процессов с целью оценки влияния проницаемости коллектора на температурные характеристики поверхности песка. В условиях пласта с высокой проницаемостью было рассмотрено число Пекле, которое характеризует соотношение между теплопередачей, обусловленной конвекцией, и теплопередачей, происходящей за счет кондукции и может быть использовано для оценки влияния конвективной теплопередачи на температурные процессы в пласте) выше, что означает, что конвекция преобладает над теплопроводностью.

Другие аналитические решения для профиля пластовой температуры были разработаны для многофазных систем. Meyer [100] представил аналитическую модель профиля температуры пласта с учетом распространения вертикальной трещины в пласте.

Sumnu-Dindoruk и Dindoruk [121] решили уравнение неизотермического двухфазного потока, используя подход моделирования фракционного потока. Решение включало тепловой удар, полученный путем нанесения касательной линии на кривые дробного потока, аналогично построению решения для изотермической задачи Бакли-Леверетта (Бакли и Леверетт, 1942). LaForce, Ennis-King и Paterson [93] расширили модель, чтобы учесть потери тепла из пласта, эффекты Джоуля-Томсона и адиабатический не учитывались во всех вышеупомянутых двухфазных аналитических моделях.

В работе Sagar и др. [116] представлена модель установившегося притока двухфазного флюида для распределения температуры в скважине, с учетом эффекта Джоуля-Томсона, рассмотренной в данной работе как теплового источника (стока) при движении флюида в скважине. Этот эффект связан с изменением температуры газа при его расширении или сжатии в результате изменения давления. Решение представляет собой важный инструмент для анализа тепловых процессов при добыче нефти и газа, особенно при притоке газа.

С развитием компьютерной техники численное моделирование стало важным инструментом для решения сложных физических задач. Этот подход основан на численном решении основных уравнений теплопереноса путем дискретизации системы по времени и пространству.

Применение детализированной дискретизации способствует значительному улучшению точности моделирования в различных временных и пространственных масштабах. Это имеет особую значимость при учете нелинейных характеристик флюида, сложных граничных условий и неоднородной структуры пористого коллектора. К тому же, численное моделирование способно рассчитывать распределение температуры без необходимости использования упрощенных предположений, что делает этот метод особенно ценным для анализа различных физических процессов.

Исследователи Dawkrajai [83] и Yoshioka [127] в своих работах представили решение полной системы уравнений сохранения массы и энергии для моделирования распределения температуры в пористой среде.

Исследователи разработали математические уравнения, предназначенные для моделирования теплового потока в пласте и скважине. Кроме того, они создали численную модель, позволяющую рассчитывать изменения давления и температуры в данной системе. В этих работах был продемонстрирован метод идентификации состава притока (вода и газ) в скважину на основе данных термометрии, учитывались эффект Джоуля-Томсона и разогревание в результате трения, при этом предполагался постоянный дебит жидкости в скважину.

В работе Sui и др. [118,120] представлено численное моделирование многослойного нефтегазового пласта для оценки проницаемости отдельного слоя и скин-слоя, исследования основывались на формировании температурного поля переходного режима добывающей скважины. Было выявлено, что при отсутствии межпластовой связи, температурный сигнал чувствителен к радиусу поврежденной зоны и проницаемости. Это указывает

на важность учета параметров радиуса повреждения и проницаемости при анализе температурных изменений в таких системах.

Valiullin и др. [123] применили аналогичные подобные модели и сравнили с промысловыми данными вертикальных и наклонно-направленных скважин. Процесс инверсии для получения характеристик многослойного коллектора требовал всех имеющихся промысловых данных. В работе учитывался адиабатический эффект и эффект Джоуля-Томсона совместно с теплотой фазовых переходов (при выделении газа из нефти) при течении флюидов в насыщенной пористой среде.

Баротермический эффект, вызванный изменениями давления, играет значительную роль в формировании температурных сигналов в пористом пласте. Следовательно, важно адекватно оценить динамику давления перед проведением моделирования температурных сигналов в многослойных коллекторах. Исследования сигналов давления и поведения потока жидкости, связанные с добычей многослойных пластов, начались с начала 1960-х годов.

Lefkovits и др. [95] получили аналитическое решение для переходного режима давления в двухслойном пласте. Bourdet [80] расширил эту модель, включив в нее переток, накопление в стволе скважины и скин-эффект. В 1980-х годах развитие методов каротажа предоставило возможность получать непрерывные сигналы давления и расхода в скважине, что повлекло за собой новый раунд обширных исследований.

Кроме того, предлагаемая работа сосредоточена на многослойных коллекторах с перетоком слоев, что более распространено на практике и может раскрыть больше информации по сравнению с коллекторами без связи слоев.

Пласт не является однородной структурой, в каждом поропласте или площади имеются свои особенности по литолого-фациальному, минералогическому и гранулометрическому составу.

Присутствие неоднородностей в призабойной зоне пласта может вызвать сложные угловые и радиальные распределения температуры и фазовых насыщенностей. При фильтрации нефти и воды в пласте, как

пористой среде, могут наблюдаться немонотонные изменения температуры из-за взаимодействия различных фаз и гидродинамических процессов в системе. Это позволяет более точно учитывать особенности теплового режима и распределения фаз при анализе работы скважин и пластов.

При различных соотношениях проницаемостей пласта и неоднородностей в участке фильтрации можно наблюдать интересное явление инверсии в угловом распределении температуры в скважине. Это означает, что температура внутри скважины может изменяться в неожиданных направлениях в зависимости от характеристик порового пространства и геологической неоднородности пласта. Такие явления важны для понимания тепловых процессов в скважинах и пластах и могут иметь значение при прогнозировании работы нефтяных месторождений. Это означает, что «возможен переход как от отрицательных к положительным температурным аномалиям, так и в обратную сторону, в зависимости от конкретных характеристик пласта и условий фильтрации». [57,58]. Также, разработка численной модели подобных процессов имеет высокую практическую значимость.

В своем исследовании Arr [75] моделировал продуктивность пластов с высоким давлением, демонстрируя, что наличие больших градиентов давления в зоне призабойной скважины приводит к значительному эффекту Джоуля-Томсона. Этот эффект может вызвать существенные изменения температуры в призабойной зоне пласта, что подчеркивает важность учета термодинамических эффектов при анализе процессов добычи и производства у высокодавленных пластов.

В проведенных исследованиях, представленных А.А. Садретдиновым в работе [53], было обнаружено, что воздействие сжимаемости и теплопроводности пласта оказывает существенное влияние на характер температурного поля в пласте с нарушенной зоной по проницаемости. Сравнение моделей сжимаемого и несжимаемого пластов показало, что использование модели сжимаемого пласта приводит к значительным

искажениям проницаемости в зоне нарушения пласта, которые превышают 200% по сравнению с оценкой проницаемости в ближней зоне. Анализ теплопроводности показал, что ее влияние на определение размера нарушенной зоны значительно меньше, и ошибочность не превышает 20%.

Duru и Horne [85] использовали метод характеристик для решения адвективной составляющей уравнения баланса энергии. Получив характеристическую скорость, они подтвердили ее соответствие экспериментальным данным. Модель была расширена для оценки радиуса поврежденной зоны и определения составного коллектора. Такой подход позволяет более глубоко понять процессы, происходящие в пласте, и оценить воздействие различных факторов на работу нефтяного месторождения.

М. Onur и др. [107] представили методы полулогарифмической и логарифмической интерпретации для анализа данных о переходных температурных режимах при испытаниях на депрессию и нарастание. Их методы учитывают эффекты Джоуля-Томсона, АЭ и поврежденную зону. По комплексному использованию результатов интерпретации данных и представленной модели можно определить радиус поврежденной зоны.

В работах [85, 87] предложен метод определения расстояния до границы нарушенной зоны имеет особенности, которые сходны с методикой Э.Б. Чекалюка [68]. Однако важным отличием является то, что для определения времени прибытия температурного сигнала от границы зоны с нарушенной проницаемостью используется график логарифмической производной от $\lg(t)$. Данная методика была проверена и протестирована на результатах промысловых данных. Рекомендуется применять этот метод в сочетании с измерениями давления для достижения более точных результатов.

В работе [98] представлена аналитическая модель, одномерная и однофазная, для формирования температурного поля в режиме постоянного дебита, пласт слоистый, учитывались внутрипластовые перетоки, для которых используются поправки к дебиту каждого отдельного слоя-пропластка, также был учет вертикальной и радиальной неоднородности пласта. Данный подход

точнее определять распределение температуры в слоистом пласте и учитывать влияние различных неоднородностей на процессы фильтрации жидкости.

В работе [22] авторы представили результаты численного моделирования термогидродинамических процессов при движении многофазного флюида в коллекторе с загрязненным участком прискважинной зоны, при учете перфорационных каналов. Была разработана матрица применимости различных типов моделей для интерпретации термогидродинамических исследований с учетом потока нефть-газ и различного взаимодействия скважины и пласта.

По результатам исследования, можно понять, что длина перфорационных каналов равна или больше размера загрязненной прискважинной зоны пласта, и зона фильтрации в основном расположена в концевой части этих каналов, то температурный отклик, используемый для определения параметров загрязненной зоны, может быть менее информативным. В таком случае, процессы теплообмена и температурные изменения, возникающие в результате фильтрации через перфорационные каналы, могут быть нечеткими или сложными для интерпретации и определения характеристик загрязненной зоны пласта. Возможно, в таких условиях необходимо внимательно проанализировать другие параметры или выполнить более детальное исследование для получения более точной информации о состоянии пласта и его загрязненной зоны.

В работе А.С. Бочкова [6] приведено исследование и анализ неизотермического течения многофазного флюида в пласте с участком неоднородности, пространственное расположение которой представлено как по радиальным, так и по азимутальным координатам с помощью математического моделирования. Рассматриваемые математические модели учитывают влияние термодинамических эффектов, включая воздействие тепловых процессов при разгазировании на формирование температурного профиля. В своей диссертации [6] автор показывает возможность

обнаружения аномалий в температурном поле, вызванных азимутальной неоднородностью, присутствующей в зоне притоков в коллектор.

Обычно используется схематическая модель для описания пласта с ухудшенной проницаемостью, которая состоит из участка с загрязненной призабойной зоной и находящейся за ней участком с улучшенной проницаемостью, причем каждая из участков представляется однородной. В определенных случаях данная схема может быть уточнена, дополнена путем введения некоторых предположений о характеристике и параметрах пласта с уменьшенной проницаемостью.

Представлена фильтрация смеси нефти и воды в условиях неоднородной по проницаемости зоны. Участок с изменчивой проницаемостью определяется как участок с контрастной проницаемостью относительно средней проницаемости в призабойной зоне. Поток к скважине осуществляется радиально, а вертикальные потоки не учитываются. Модель процесса представлена в двумерном виде в плоскости радиально-азимутальных координат. В работах [38,69,52] представлена важность изучения состояния призабойной зоны пласта.

Особенностью процесса тепло-массопереноса между нефтью и водой является более низкий коэффициент Джоуля-Томсона по сравнению с процессом притока нефти и газа. Это приводит к менее выраженной температурной аномалии, которая быстро рассеивается, затрудняя точную регистрацию температурных изменений. Для увеличения контрастности измеряемого сигнала можно применить процесс вывода скважины из термодинамического равновесия. Для удаления АСПО из призабойной зоны пласта используется тепловое воздействие. В случае притока жидкости из пласта в скважину с неоднородной проницаемостью происходит разнообразное прогревание призабойной зоны. Изучение радиально-азимутального распределения температуры в скважине важно для повышения эффективности теплового воздействия и увеличения информативности термометрического контроля состояния пласта и скважины.

Математическая модель фильтрации нефти и воды в неоднородном пласте для расчета радиально-азимутального распределения температуры, обусловленного эффектом Джоуля-Томсона и адиабатическим эффектом в процессе, тепловые потери не учитываются. Неоднородность характеризуется областью $r_{1н} \leq r \leq r_{2н}$, $-\alpha_n \leq \alpha \leq \alpha_n$. При этом в первом приближении, выделены три фазы: скелет пористой среды (0), нефть (1), вода (2) и два компонента, участвующих в тепло- и массообменных процессах: нефть (1), вода (2).

Уравнения сохранения масс фаз и уравнение притока тепла в двумерном (r, α) случае имеют вид

$$m \frac{\partial S_1}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{K \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \right) \quad (1.1)$$

$$m \frac{\partial S_2}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{K \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \right) \quad (1.1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] T + [1-m] \rho_0 c_0 T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 v_1^r + \rho_2 c_2 v_2^r] T) + \\ & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi} ([\rho_1 c_1 v_1^\varphi + \rho_2 c_2 v_2^\varphi] T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\lambda_\varphi \frac{\partial T}{\partial \varphi} \right) + Q(r, t) + \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\begin{aligned} & m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} + (\rho_1 c_1 v_1^r \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 v_2^r \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial r} + (\rho_1 c_1 v_1^\varphi \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 v_2^\varphi \varepsilon_2) \frac{\partial P}{r \partial \varphi} \\ & S_1 + S_2 = 1 \end{aligned} \quad (1.3)$$

Введены аналогичные обозначения: S_i , – насыщенности фаз, T – температура, P – давление, v_i^r , v_i^α – скорости фаз, c_i – теплоемкости фаз, c_0 – теплоемкость скелета горной породы, ρ_i – плотности фаз, ρ_0 – плотность скелета горной породы, K – абсолютная проницаемость k_i – фазовые проницаемости, m – пористость, μ_i – вязкости фаз, ε_i – коэффициенты Джоуля-Томсона фаз, η_i – адиабатические коэффициенты фаз, λ_r – радиальная теплопроводность насыщенного скелета λ_α – угловая теплопроводность насыщенного скелета, Q – тепловой источник, r – радиальная координата, φ – угловая координата, t – время.

Для замыкания системы дифференциальных уравнений (1.1)-(1.3) задаем начальные и граничные условия.

Начальные и граничные условия в радиальной постановке в следующем виде:

$$\begin{aligned} P(r_w, \alpha) &= P_w \\ P(R_k, \alpha) &= P_{pl} \\ S_1(r, \alpha)|_{r=0} &= S_0 \\ S_2(r, \alpha)|_{r=R_k} &= 1 \end{aligned} \quad (1.4)$$

$$\begin{aligned} T(r, \alpha)|_{t=0} &= T_0 \\ T(r, \alpha)|_{r=R_k} &= T_0 \end{aligned} \quad (1.5)$$

где P_w - давление в скважине, P_{pl} - пластовое давление, S_0 – начальная нефтенасыщенность, T_0 – пластовая температура.

В диссертации Исламова [32] рассмотрен слоисто-неоднородный пласт с учетом фильтрации однофазной слабосжимаемой жидкости, получено аналитическое решение, которое описывает изменение температурного поля, выявлено, что вклад сжимаемости и теплопроводности не существен. Выявлено, что скорость изменения температуры, поступающей из отдельных слоев, зависит от изменений проницаемости в конкретном пропластке пласта из-за перетока между слоями. Это явление связано с тем, что изменение проницаемости в отдельном пропластке может вызывать неравномерное распределение давления и потока жидкости между слоями, что в свою очередь может изменить скорость теплопереноса и температурные режимы в пласте.

Опубликованные работы как российских, так и мировых ученых демонстрируют значительный интерес к изучению данной проблематики и подтверждают ее актуальность. В последние годы наблюдается увеличение числа работ в сфере численного моделирования неизотермической многофазной фильтрации, что свидетельствует о постоянном развитии данной области и внедрении инновационных подходов. Следует отметить, что относительно небольшое количество результатов, полученных с использованием аналитических методов решения задач неизотермических

процессов, может указывать на сложность и нелинейность уравнений, описывающих такие процессы, требующих более сложных и глубоких исследований для их анализа.

1.4. Выводы по первой главе

В заключении к первой главе, проанализировав вышеописанное, можно выделить следующие выводы:

1. Проведен анализ неоднородностей в пористой среде, анализ исследований неизотермической фильтрации в неоднородных по проницаемости в прискважинной зоне пласта. Выявлено, что с развитием вычислительной техники математические модели могут учитывать различную комбинацию проявленных эффектов, тем самым улучшая точность в результатах исследований, ведь первые математические модели неизотермической фильтрации учитывали лишь однофазность, одномерность, однородный пласт, далее исследования усложнялись и выявляли необходимость учета различных эффектов (теплопроводность, баротермический эффект, фазовые переходы и пр.) в зависимости от рассматриваемой задачи.

2. Неизотермический процесс фильтрации обусловлен баротермическим эффектом (адиабатического и Джоуля-Томсона эффектов в нестационарном поле давления), наличием геотермического градиента, тепловыми эффектами при фазовых переходах; нагнетаний различных реагентов для увеличения нефтедобычи: вода с температурой ниже/выше пластовой, водяной пар и т.д; использование термохимических процессов: внутрипластовое горение и экзотермические реакции при обработке пласта.

3. Учет неоднородности по проницаемости при измерении температуры в скважинах играет важную роль, поскольку существование зоны с нарушенной проницаемостью может привести к перетокам жидкости между слоями, что непосредственно влияет на скорость изменения температуры.

Исследования в области радиально-азимутальной неоднородности остаются актуальными и в некоторой мере недостаточно исследованными.

4. Учитывая важность этих параметров, необходимо углубленное изучение влияния неоднородности по проницаемости на температурное поле при диагностике состояния скважины и пласта. Разработка моделей, учитывающих радиально-азимутальную неоднородность по проницаемости и ее влияние на процессы теплообмена, позволит более точно определять параметры пласта и призабойной зоны на основе анализа данных многоточечных температурных измерений в скважинах. Дальнейшие исследования в этой области могут расширить возможности анализа данных термометрии скважин и способствовать повышению точности оценки параметров нефтегазоносных пластов.

Глава 2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНОМ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТЕ С УЧЕТОМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ

В данной главе изложены математические и численные модели, которые предназначены для моделирования движения двухфазного неизотермического движения флюида в пласте с учетом радиально-азимутальной неоднородности и радиально-слоистой неоднородности по проницаемости.

Необходимость учета теплопроводного механизма передачи тепла по пути фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, оценим с использованием числа Пекле:

$$Pe_D = \frac{lv}{D} \quad (2.1)$$

где l, v – характерные размеры и скорости в задаче, D – коэффициент диффузии.

Для низкопроницаемого пласта, насыщенного нефтью, коэффициент диффузии порядка 10^{-6} м²/с, если скорость фильтрации будет порядка $8 \cdot 10^{-7}$ м/с, и рассматривая только прискважинную зону пласта (т.к. основной перепад давления наблюдается именно в этой зоне) число Пекле будет:

$$Pe = \frac{10\text{м} \cdot 8 \cdot 10^{-8}\text{м/с}}{10^{-6}\text{м}^2/\text{с}} = 8 \quad (2.2)$$

Следовательно, в математической модели необходим учет влияния теплопроводности в уравнении притока тепла, поэтому в математических моделях, рассмотренных ниже, учитывается передача тепла теплопроводностью по пути фильтрации флюида.

Термогидродинамические процессы при фильтрации флюидов в пластах описываются уравнениями сохранения массы фаз и компонентов, уравнением движения в форме закона Дарси и уравнением притока тепла [56].

2.1. Постановка задачи однофазной двумерной (r,f) фильтрации

Рассмотрим задачу двумерной неизотермической фильтрации двухфазного флюида в неоднородном по проницаемости пласте (в радиально-азимутальном направлении) с учетом термодинамических эффектов.

Математическая модель составлена при следующих допущениях:

- однофазная фильтрация нефти;
- радиально-азимутальная неоднородность по проницаемости принимается как функции радиальной координаты и угла;
- поле давления стационарное;
- модель однотемпературная;
- пласт несжимаемый;
- капиллярные эффекты не учитываются
- движение жидкости и скорость фильтрации описывается линейным законом Дарси;
- за счет конвективного и кондуктивного теплопереноса распространяется теплового поля в пласте;
- эффект Джоуля-Томсона и адиабатический эффект учитываются;
- тепловыми потерями в окружающие породы пренебрегается.

На рисунке 2.1 приведена геометрия решаемой задачи. Неоднородность проницаемости находится в области $r_{1H} \leq r \leq r_{2H}$, $-\alpha_H \leq \alpha \leq \alpha_H$.

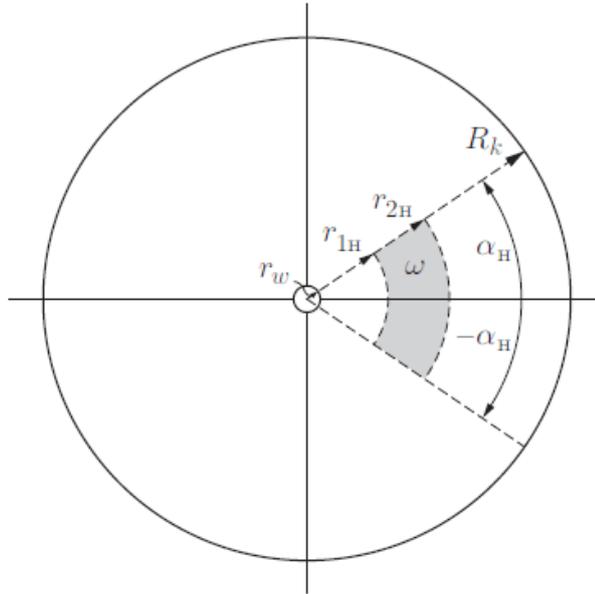


Рисунок 2.1 – Геометрия задачи для фильтрации флюида при наличии радиально-азимутальной неоднородности

Уравнения сохранения массы (2.3) с подставленным в него законом Дарси, уравнение притока тепла (2.4) в двумерном (r, α) случае имеют вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\frac{K}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial \alpha} \right) = 0 \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_1 c_1 T + [1-m] \rho_0 c_0 T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r [\rho_1 c_1 v_1] T) + \\ & + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \alpha} ([\rho_1 c_1 v_1] T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\lambda_\alpha \frac{\partial T}{\partial \alpha} \right) + m (\rho_1 c_1 S_1 \eta_1) \frac{\partial P}{\partial t} + \\ & + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1) \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1) \frac{\partial P}{\partial \alpha} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Здесь: T – температура, К, P – давление, МПа, v_1 – скорость флюида, м/сек, c_1 – теплоемкость флюида, Дж/кг.К; c_0 – теплоемкость скелета горной породы; Дж/кг.К; ρ_1 – плотность флюида, кг/м³; K – абсолютная проницаемость, м²; m – пористость, μ_1 – вязкость, Па.сек; ε_1 – коэффициент Джоуля-Томсона, К/МПа; η_1 – адиабатический коэффициент, К/МПа; $\lambda_r, \lambda_\alpha$ – радиальная и угловая теплопроводности, Вт/м К.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned}
P(r, \alpha) \Big|_{\substack{t=0 \\ 0 \leq r \leq R_k \\ 0 \leq \alpha \leq 2\pi}} &= P_{pl}, \\
T(r, \alpha) \Big|_{\substack{t=0 \\ 0 \leq r \leq R_k \\ 0 \leq \alpha \leq 2\pi}} &= T_0 \\
P(r_w, \alpha, t) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= P_w(t) \\
P(R_k, \alpha, t) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= P_{pl}, \\
T(R_k, \alpha) \Big|_{0 \leq \alpha \leq 2\pi} &= T_0
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Где $P_w(t)$ – давление в скважине, МПа; P_{pl} – пластовое давление, МПа; T_0 – пластовая температура, К; r_w – радиус скважины, м; R_k – радиус контура питания, м.

2.2. Постановка задачи двухфазной двумерной (r, z) фильтрации в неоднородных пластах большой толщины

Рассмотрим постановку задачи двухфазной двумерной неизотермической фильтрации нефти и воды с учетом термодинамических эффектов в радиально-слоисто-неоднородном по проницаемости пласте большой толщины при наличии радиальной и вертикальной неоднородности по проницаемости. В этом случае в пласте имеется радиальная и слоистая неоднородность проницаемости.

Математическая модель составлена при следующих допущениях:

- двухфазная фильтрация нефти и воды;
- имеется в пределах пропластка радиальная неоднородность по проницаемости как функция радиальной координаты;
- поле давления стационарное;
- модель однотемпературная;
- пласт несжимаемый;
- капиллярные эффекты не учитываются
- движение флюида и скорость фильтрации фаз описывается линейным законом Дарси;

- за счет конвективного и кондуктивного теплопереноса распространяется теплового поля в пласте;
- эффект Джоуля-Томсона и адиабатический эффект учитываются;
- сила тяжести учитывается;
- тепловыми потерями в окружающие породы пренебрегается.

На рисунке 2.2 приведена геометрия решаемой задачи. В области пропластков с различной проницаемостью имеется радиальная неоднородность по проницаемости (1), имеется область однофазной фильтрации нефти (2) и область двухфазной фильтрации нефти и воды (3).

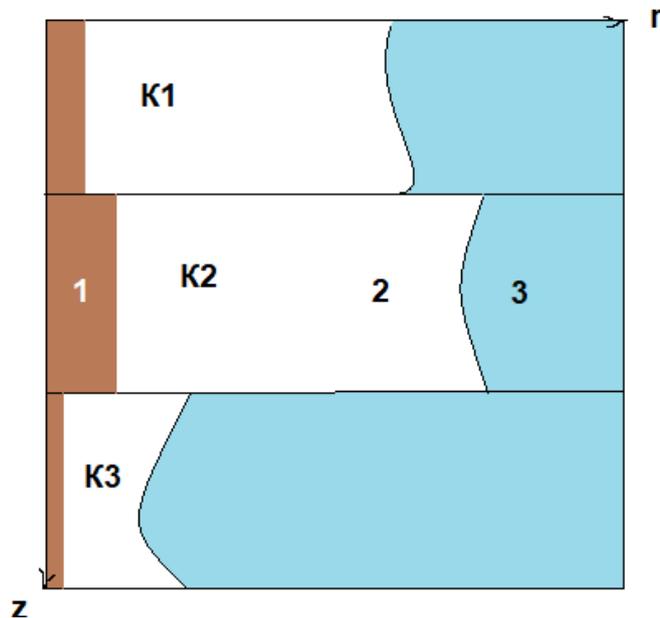


Рисунок 2.2 – Геометрия задачи

- 1 – область радиальной неоднородности, 2 – область фильтрации нефти в пласте, 3 – область двухфазной фильтрации нефти и воды

Математическая постановка задачи с учетом принятых допущений приведена ниже:

Уравнение сохранения массы воды:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \rho_1 \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\rho_1 \frac{K_z \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho_1 g \right) \right] \quad (2.6)$$

Суммарное уравнение совместного притока нефти и воды:

$$\begin{aligned}
m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2) &= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\rho_1 \frac{K_r \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} + \rho_2 \frac{K_r \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right] + \\
&+ \frac{\partial}{\partial z} \left[\rho_1 \frac{K_z \cdot k_1(S_1)}{\mu_1} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho_1 g \right) + \rho_2 \frac{K_z \cdot k_2(S_2)}{\mu_2} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho_2 g \right) \right]
\end{aligned} \quad (2.7)$$

Уравнение притока тепла:

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial}{\partial t} (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2]T + [1-m]\rho_0 c_0 T) + \\
&+ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 v_{1r} + \rho_2 c_2 v_{2r}]T) + \frac{\partial}{\partial z} ([\rho_1 c_1 v_{1z} + \rho_2 c_2 v_{2z}]T) = \\
&= \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} + \\
&+ (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_{1r} + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_{2r}) \frac{\partial P}{\partial r} + \varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_{1z} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho_1 g \right) + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_{2z} \left(\frac{\partial P}{\partial z} - \rho_2 g \right)
\end{aligned} \quad (2.8)$$

В уравнении 2.8 учитываются адиабатический эффект, эффект Джоуля-Томсона, теплопроводность, силы гравитации.

Начальные и граничные условия:

$$P_i(r, z)|_{r=r_k} = P_i(r_k, z), \quad P_i(r, z)|_{r=r_w} = P_i(r_w, z),$$

$$\frac{K_z \cdot k_i}{\mu_i} \left(\frac{\partial P_i}{\partial z} - \rho_i g \right) \Big|_{z=0}^{z=z_d} = 0$$

$$S_1|_{r=r_k} = 1, \quad S_1|_{t=0} = 1$$

$$T(r_k, z) = T_k + (\Delta h - z) \cdot \Gamma,$$

$$\lambda_z \frac{\partial T}{\partial z} \Big|_{z=0}^{z=z_k} = 0 \quad (2.9)$$

$$T(r, z)|_{t=0} = T_{k0} + (\Delta h - z) \cdot \Gamma,$$

$$\lambda_z \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \alpha(T - T_w)$$

Где S - насыщенность фаз, k - абсолютная проницаемость, k_i - фазовая проницаемость, T - температура, v_i - скорость i -й фазы, μ_i - вязкость i -й фазы, P_i - давление i -й фазы, $P_{\text{кап}}$ - давление капиллярное, ε_i - коэффициент Джоуля-Томсона i -й фазы, η_i - адиабатический коэффициент i -й фазы, λ - коэффициент

теплопроводности, c_i - теплоемкость i -й фазы, c_0 - теплоемкость скелета горной породы, g – ускорение свободного падения, ось z направлена вниз.

Фазовые проницаемости описываются как функции насыщенностей фаз согласно модели Чарного И.А.

Уравнения неразрывности и энергии для пласта решаются численным методом, используется метод контрольного объема. Далее представлено описание методики решения и тестирование полученных численных решений с известными аналитическими, а также проведено сравнение с коммерческим симулятором и проанализирована сеточная сходимость и устойчивость.

2.3. Методика решения

Моделирование базируется на описанной ниже системе дифференциальных уравнений.

Для нахождения поля давления в пласте используется уравнение неразрывности совместной фильтрации двух фаз:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2) = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r [\rho_1 u_1 + \rho_2 u_2]) - \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2) \quad (2.10)$$

Для нахождения нефтенасыщенности пласта используется уравнение неразрывности для нефтяной фазы:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1) = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r [\rho_1 u_1]) - \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 v_1) \quad (2.11)$$

В уравнениях (1–2) S_i – насыщенность пласта i -й фазой, m – пористость пласта, ρ_i – плотность i -й фазы, u_i – радиальная составляющая скорости фильтрации i -й фазы, v_i – вертикальная составляющая скорости фильтрации i -й фазы.

Согласно линейному закону Дарси:

$$\begin{aligned} u_1 &= -\frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r}, & v_1 &= -\frac{K_z k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z} \\ u_2 &= -\frac{K_r k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r}, & v_2 &= -\frac{K_z k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Замыкающие соотношения:

$$S_1 + S_2 = 1 \quad (2.13)$$

Для вычисления температурного поля используем следующее уравнение притока тепла:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2]T + [1-m]\rho_r c_r T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r[\rho_1 c_1 u_1 + \rho_2 c_2 u_2]T) + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} ([\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2]T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_z^* \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \\ & + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} - (\rho_1 c_1 u_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 u_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial r} - (\rho_1 c_1 v_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 v_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial z} \end{aligned} \quad (2.14)$$

Плотности нефтяной и водной фаз задаются как для слабосжимаемых жидкостей, а для газовой фазы как для идеального газа:

$$\begin{aligned} \rho_1(P) &= \rho_1^0 (1 - \beta_1 (P - P_0)) \\ \rho_2(P) &= \rho_2^0 (1 - \beta_2 (P - P_0)) \end{aligned} \quad (2.15)$$

В не дивергентном виде уравнение притока тепла будет:

$$\begin{aligned} & (m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] + [1-m]\rho_r c_r) \frac{\partial T}{\partial t} + [\rho_1 c_1 u_1 + \rho_2 c_2 u_2] \frac{\partial T}{\partial r} + \\ & + [\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2] \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_z^* \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \\ & + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} - (\rho_1 c_1 u_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 u_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial r} - (\rho_1 c_1 v_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 v_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial z} \end{aligned} \quad (2.16)$$

Где c_i – удельная теплоемкость фаз, λ^* – коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды, η_i – коэффициент адиабатического расширения фаз, ε_i – коэффициент Джоуля-Томсона фаз.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} S_1|_{t=0} &= S_1^0 & S_1|_{r=R_k} &= S_1^{in} \\ \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_w} &= -\frac{q_1 \mu_1}{2\pi r_w \Delta z K_r} & \text{или} & P|_{r=r_w} = P_w \\ P|_{t=0} &= P_{res} & P|_{r=R_k} &= P_{res} \\ T|_{t=0} &= T_{res} & T|_{r=R_k} &= T_{res} \\ \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} &= \alpha (T_w - T) \end{aligned} \quad (2.17)$$

Далее рассмотрена разработка дискретного аналога исходных дифференциальных уравнений и метода решения системы уравнений.

Поле давления в пласте определяется по совместному уравнению неразрывности фаз (2.10) с учетом закона Дарси:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1)) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K_r \left[\rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \left[\rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P}{\partial z} \right) = 0 \quad (2.18)$$

Полученное уравнение интегрируется в пределах контрольного объема:

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1)) dt dz 2\pi r dr = \quad (2.19)$$

$$= 2\pi \left(\frac{r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2}{2} \right) \Delta z m \left\{ \left[\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1) \right]_{ji}^{n+1} - \left[\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1) \right]_{ji}^n \right\}$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r K_r \left[\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P}{\partial r} \right) dt dz 2\pi r dr = \quad (2.20)$$

$$= 2\pi \Delta t \Delta z \left\{ \left[r K_r \left(\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right) \right]_{ji+1/2}^{n+1} \frac{P_{ji+1}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta r_{i+1}} - \left[r K_r \left(\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right) \right]_{ji-1/2}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}}{\Delta r_i} \right\}$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \left[\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P}{\partial z} \right) dt dz 2\pi r dr = \quad (2.21)$$

$$= 2\pi \Delta t \left(\frac{r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2}{2} \right) \left\{ \left[K_z \left(\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right) \right]_{j+1/2i}^{n+1} \frac{P_{j+1i}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta z} - \left[K_z \left(\rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right) \right]_{j-1/2i}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}}{\Delta z} \right\}$$

Перепишем совместно все слагаемые, обозначив через

$$s_{ri} = \frac{r_{i+1/2}^2 - r_{i-1/2}^2}{2} \quad \text{и} \quad rho.k_{wo} = \rho_1(P) \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2(P) \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} :$$

$$s_n m_{ji} \frac{\Delta z}{\Delta t} \left\{ \left[\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1) \right]_{ji}^{n+1} - \left[\rho_1(P)S_1 + \rho_2(P)(1-S_1) \right]_{ji}^n \right\} - \Delta z \left\{ \left(r K_r rho.k_{wo} \right)_{ji+1/2}^{n+1} \frac{P_{ji+1}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta r_{i+1}} - \left(r K_r rho.k_{wo} \right)_{ji-1/2}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}}{\Delta r_i} \right\} - s_{ri} \left\{ \left(K_z rho.k_{wo} \right)_{j+1/2i}^{n+1} \frac{P_{j+1i}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta z} - \left(K_z rho.k_{wo} \right)_{j-1/2i}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}}{\Delta z} \right\} = f_{1ji} \quad (2.22)$$

Аналогично получаем дискретный аналог уравнения (2.11) для нахождения нефтенасыщенности в пласте:

$$s_{ri} m_{ji} \frac{\Delta z}{\Delta t} \left([\rho_1 S_1]_{ji}^{n+1} - [\rho_1 S_1]_{ji}^n \right) - \Delta z \left\{ \left[r K_r \rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \right]_{ji+1/2}^{n+1} \frac{P_{ji+1}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta r_{i+1}} - \left[r K_r \rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \right]_{ji-1/2}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{ji-1}^{n+1}}{\Delta r_i} \right\} -$$

$$- s_{ri} \left\{ \left[K_z \rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \right]_{j+1/2i}^{n+1} \frac{P_{j+1i}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}}{\Delta z} - \left[K_z \rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \right]_{j-1/2i}^{n+1} \frac{P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}}{\Delta z} \right\} = f_{2ji} \quad (2.23)$$

Для нахождения температурного поля в пласте решается интегрированием уравнения (2.16) в пределах контрольного объема:

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \left([m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] + [1-m]\rho_r c_r] \right) \frac{\partial T}{\partial t} dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi s_{ri} \Delta z \left([m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] + [1-m]\rho_r c_r] \right)_{ji}^{n+1} \left\{ T_{ji}^{n+1} - T_{ji}^n \right\} \quad (2.24)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} (\rho_1 c_1 u_1 + \rho_2 c_2 u_2) \frac{\partial T}{\partial r} dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi \Delta t \Delta z \left[(\rho_1 c_1 u_1 + \rho_2 c_2 u_2) \right]_{ji}^{n+1} \left\{ T_{ji+1}^{n+1} - T_{ji}^{n+1} \right\} \quad (2.25)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \left((\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial T}{\partial z} \right) dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi \Delta t s_{ri} \left[\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2 \right]_{ji}^{n+1} \left\{ T_{j+1i}^{n+1} - T_{ji}^{n+1} \right\} \quad (2.26)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) dt dz 2\pi r dr = 2\pi \Delta t \Delta z \left\{ \left[r \lambda_r^* \right]_{ji+1/2}^{n+1} \frac{T_{ji+1}^{n+1} - T_{ji}^{n+1}}{\Delta r_{i+1}} - \left[r \lambda_r^* \right]_{ji-1/2}^{n+1} \frac{T_{ji+1}^{n+1} - T_{ji}^{n+1}}{\Delta r_i} \right\} \quad (2.27)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_z^* \frac{\partial T}{\partial z} \right) dt dz 2\pi r dr = 2\pi \Delta t s_{ri} \left\{ \left[\lambda_z^* \right]_{j+1/2i}^{n+1} \frac{T_{j+1i}^{n+1} - T_{ji}^{n+1}}{\Delta z} - \left[\lambda_z^* \right]_{j-1/2i}^{n+1} \frac{T_{ji}^{n+1} - T_{j-1i}^{n+1}}{\Delta z} \right\} \quad (2.28)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi s_{ri} \Delta z \left[m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \right]_{ji}^{n+1} \left\{ P_{ji}^{n+1} - P_{ji}^n \right\} \quad (2.29)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} (\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial r} dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi \Delta t \Delta z \left\{ \left[\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2 \right]_{ji+1/2}^{n+1} (P_{ji+1}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}) - \left[\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2 \right]_{ji-1/2}^{n+1} (P_{ji}^{n+1} - P_{ji-1}^{n+1}) \right\} \quad (2.30)$$

$$\int_n^{n+1} \int_{i-1/2}^{i+1/2} \int_{j-1/2}^{j+1/2} (\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P}{\partial z} dt dz 2\pi r dr =$$

$$= 2\pi s_{ri} \Delta t \left\{ \left[\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2 \right]_{j+1/2i}^{n+1} (P_{j+1i}^{n+1} - P_{ji}^{n+1}) - \left[\rho_1 c_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2 \varepsilon_2 \right]_{j-1/2i}^{n+1} (P_{ji}^{n+1} - P_{j-1i}^{n+1}) \right\} \quad (2.31)$$

Уравнение притока тепла приводится к следующему виду:

$$J_{ac} = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_{ji}^1}{\partial P_{ji}} & \frac{\partial f_{ji}^1}{\partial S_{1ji}} & 0 \\ \frac{\partial f_{ji}^2}{\partial P_{ji}} & \frac{\partial f_{ji}^2}{\partial S_{1ji}} & 0 \\ \frac{\partial f_{ji}^3}{\partial P_{ji}} & \frac{\partial f_{ji}^3}{\partial S_{1ji}} & \frac{\partial f_{ji}^3}{\partial T_{ji}} \end{vmatrix} \quad (2.35)$$

Решение будем искать относительно поправок к очередному приближению итерационно методом Ньютона из системы линейных уравнений:

$$J_{ac} \cdot \Delta_{ji} = -f_{ji}^k \quad (2.36)$$

Решение считается найденным, если максимальная величина очередной полученной поправки не будет меньше 10^{-6} .

2.4. Верификация математических моделей

Далее представлена верификация полученных численных решений. Уравнения непрерывности и энергии для пласта, как отмечалось ранее, решаются численно посредством метода контрольного объема. Валидация численных решений была проведена посредством сравнения с известными аналитическими решениями, а также произведено сравнение с результатами, полученными с помощью коммерческого симулятора и проанализирована сеточная сходимость и устойчивость.

Рассмотрим продвижение температурного фронта закачиваемой жидкости при однофазной фильтрации.

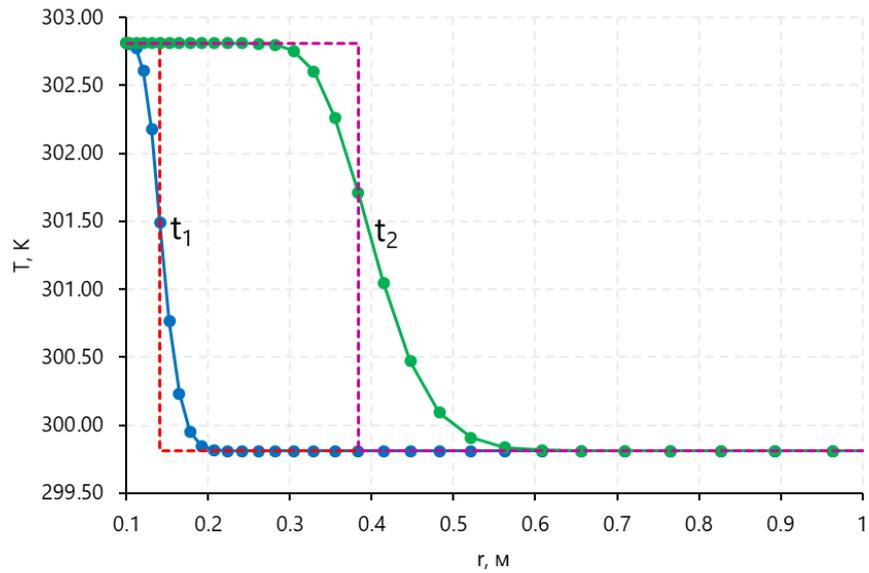


Рисунок 2.4 – Распределение температуры в пласте в моменты времени $t_1 = 1870$ с и $t_2 = 25700$ с (пунктирные линии – положение фронта, сплошные – численное решение)

Из рисунка 2.4 следует, что численная модель адекватно описывает продвижение температурного фронта закачиваемой жидкости.

Сравнение с аналитическим решением задачи о непоршневом вытеснении нефти водой. При плоскорадиальном вытеснении положение контура нефтеносности вычисляется по формуле:

$$r^2(S_w, t) = r_0^2(S_w, 0) + \frac{q(t)t}{m} \frac{df(S_w)}{dS_w} \quad (2.37)$$

Где r_0 – начальное положение контура нефтеносности, $q(t)$ – удельный суммарный расход, $f(S_w)$ – функция Бакли-Левретта, m – пористость пласта, t – время.

$$f(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k_w(S_w) + \frac{\mu_w}{\mu_o} k_o(1 - S_w)} \quad (2.38)$$

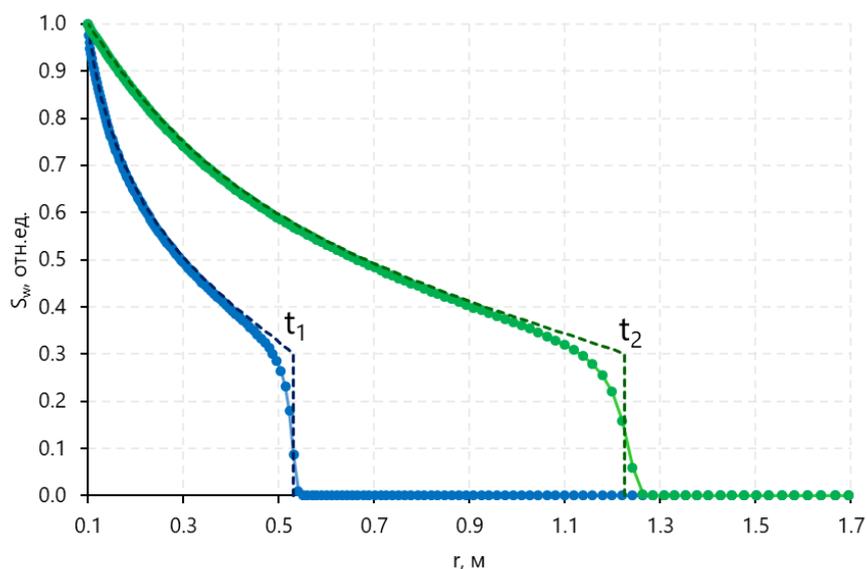


Рисунок 2.5 – Распределение водонасыщенности в пласте в моменты времени $t_1 = 1$ ч и $t_2 = 5$ ч (пунктирные линии – аналитическое решение, сплошные – численное решение)

Из рисунка 2.5 следует, что численная модель адекватно описывает двухфазную фильтрацию в пласте.

Сравнение с аналитическим решением задачи о стационарном поле температуры только за счет теплопроводности:

$$T(r) = T_w - \frac{T_w - T_r}{\ln\left(\frac{R_k}{r_w}\right)} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (2.39)$$

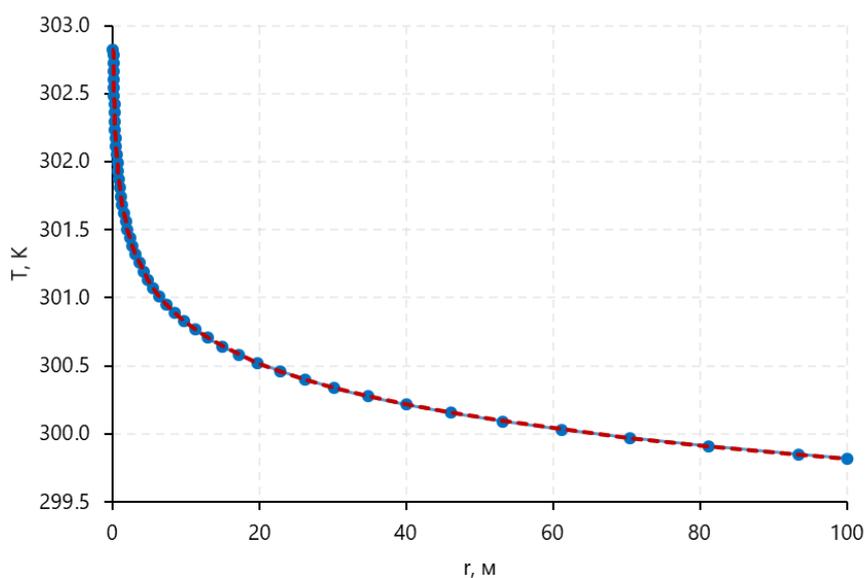


Рисунок 2.6 – Распределение температуры в пласте

(пунктирная линия – аналитическое решение, сплошная – численное решение)

Ниже приведено сравнение численного решения с результатами, полученными с использованием коммерческого программного симулятора Ansys Fluent. На рис. 3.5 сравнивалось распределение температуры в пласте от радиуса на момент 10 ч после начала моделирования.

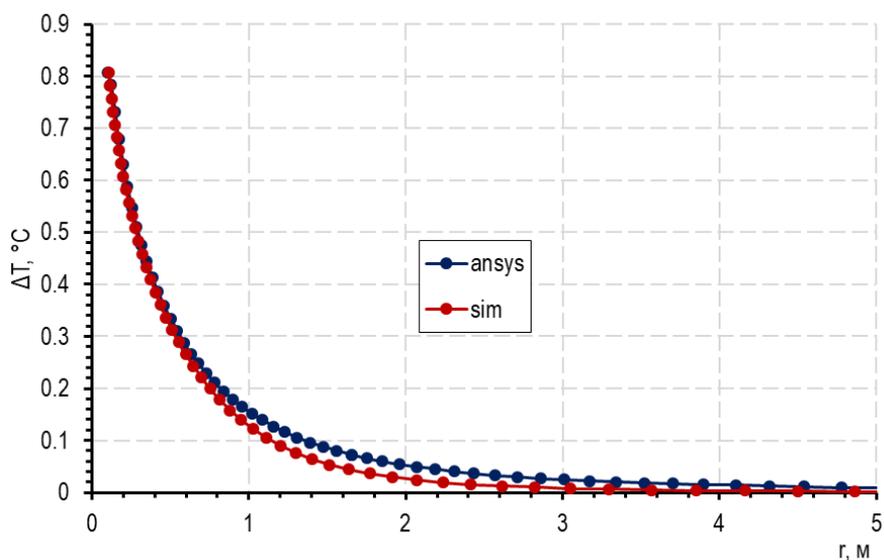


Рисунок 3.5 – Сравнение распределения температуры в пласте от радиуса на момент 10 ч с Ansys Fluent

Решение в Ansys Fluent получено при фильтрации жидкости в однородной пористой среде с добавлением источникового слагаемого в уравнение энергии – эффекта Джоуля-Томсона. Незначительные расхождения в распределениях температуры связаны с различными расчетными сетками в разработанном симуляторе и в Ansys Fluent. При этом величины температурных аномалий на стенке пласта совпадают.

2.5. Выводы по второй главе

1. Разработаны численные модели, позволяющие моделировать движение однофазного и двухфазного неизотермического потока нефти и воды в пласте при наличии радиально-азимутальной и радиально-слоистой неоднородности по проницаемости.

2. Получены численные решения соответствующих уравнений и проведена верификация математических моделей в сравнении с аналитическим решением формирования насыщенностей и программном пакете AnSYS Fluent . Погрешность вычислений не превышает 2%.

3. На основе численного моделирования неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды с учетом эффекта Джоуля-Томсона и адиабатического эффекта рассмотрено формирование насыщенностей фаз, давления и температуры в неоднородной по проницаемости пористой среде.

Глава 3. ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

В этой главе приведены результаты многовариантных расчетов термогидродинамических процессов в неоднородных пластах на основе разработанных моделей.

3.1. Двумерная однофазная фильтрация при радиально-азимутальной неоднородности проницаемости

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Теплоемкость пласта c_0 , Дж/(кг·К)	800
Теплоемкость нефти c_1 , Дж/(кг·К)	1880
Коэффициент Джоуля-Томсона для нефти ε_1 , К/МПа	0,4
Вязкость нефти μ_1 , мПа·с	0,005
Пластовое давление P_{pl} , МПа	10
Давление на границе пласта (скважины) P_ω , МПа	5
Граница неоднородности $r_{1н}$, м	0,14
Граница неоднородности $r_{2н}$, м	1,4
Радиус скважины r_ω , м	0,11
Радиус контура питания R_k , м	25

На рисунке 3.1 приведены результаты расчета изменения температуры в скважине, напротив области неоднородности, для однофазной фильтрации нефти при расположении зоны неоднородности в области от $r_{1н}=0,14$ м до $r_{2н}=1,4$ м с проницаемостью $k_n=0,1 \cdot K$, где проницаемость пласта $K=0,01 \cdot 10^{-12}$ м². Варьировался угол расположения неоднородной зоны. Этот случай характеризуется низкой проницаемостью как области неоднородности, так и пласта. Рассматриваемый случай характерен для пластов, трудно извлекаемых нефтегазовых месторождений [57].

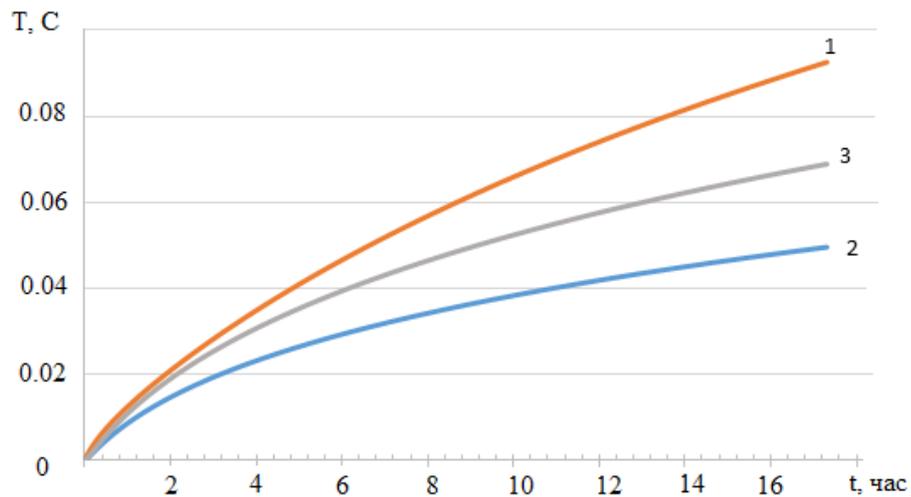


Рисунок 3.1 - Зависимость температуры от времени при различных углах расположения неоднородности. Шифр кривых: 1-10, 2-60, 3- 150

Анализ распределения температуры показывает (рис.3.1 и 3.2), что наблюдается немонотонная зависимость изменения температуры напротив зоны неоднородности во времени от угла охвата области неоднородной зоны. Так, наибольший темп установления температуры наблюдается для углов 10 и 150 градусов [57] (кривые 1 и 3, рис. 3.1), а для 60 градусов, наименьший темп.

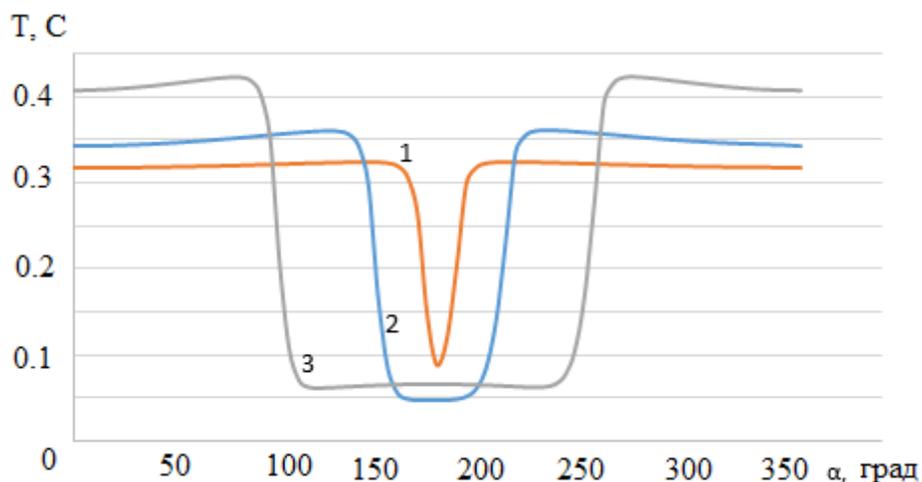


Рисунок 3.2 - Угловое распределение температуры на момент времени $t=18$ часов. Шифр кривых: 1-10, 2-60, 3- 150

Такой характер изменения температуры от угла охвата области неоднородной зоны связан с особенностями в распределении полей давления (рис.3.3).

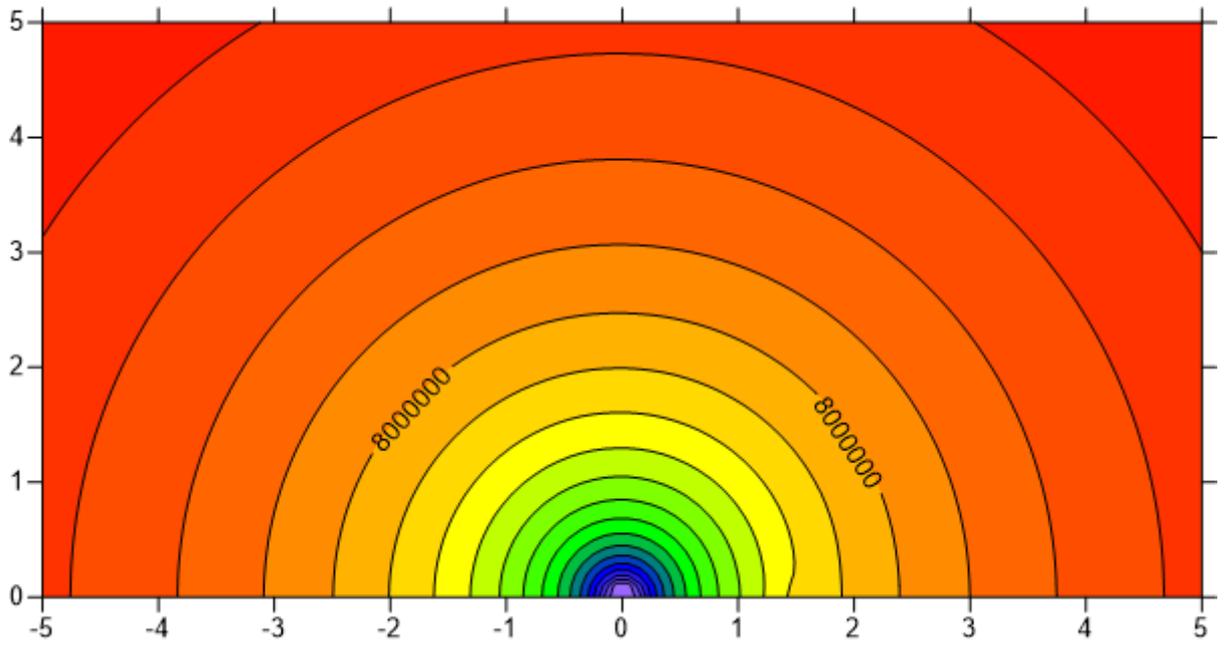


Рисунок 3.3 – Изолинии давления при $k_n=0,1 \cdot K$ в окрестности скважины при 10°

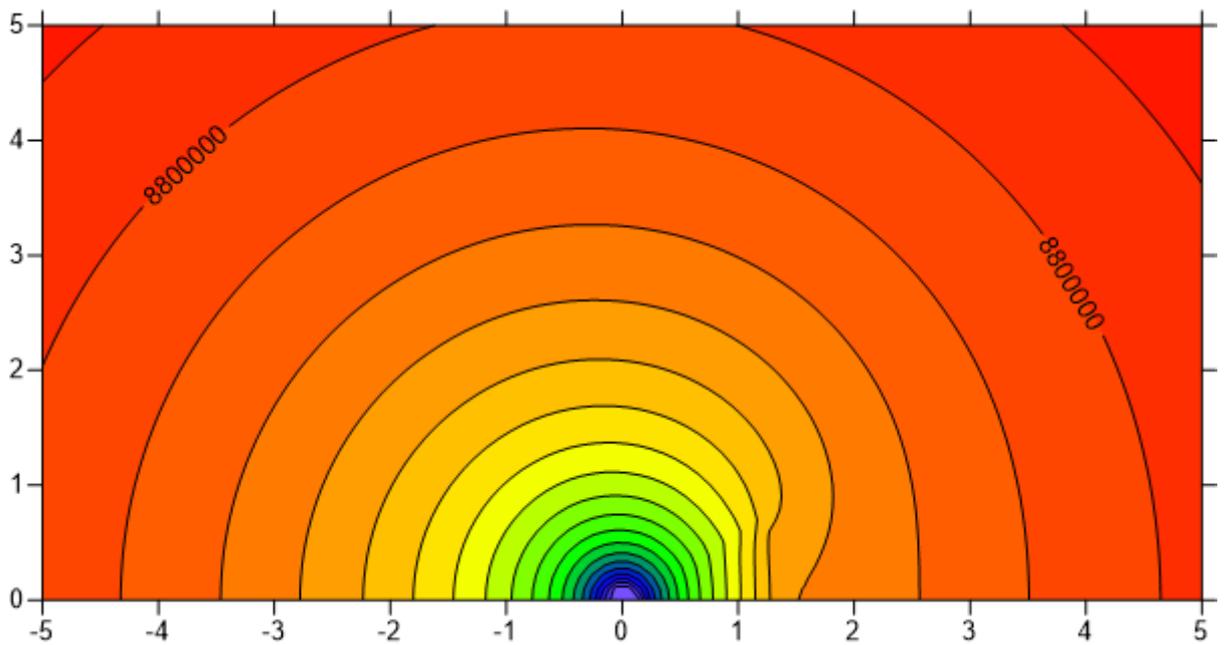


Рисунок 3.4 – Изолинии давления при $k_n=0,1 \cdot K$ в окрестности скважины при 60°

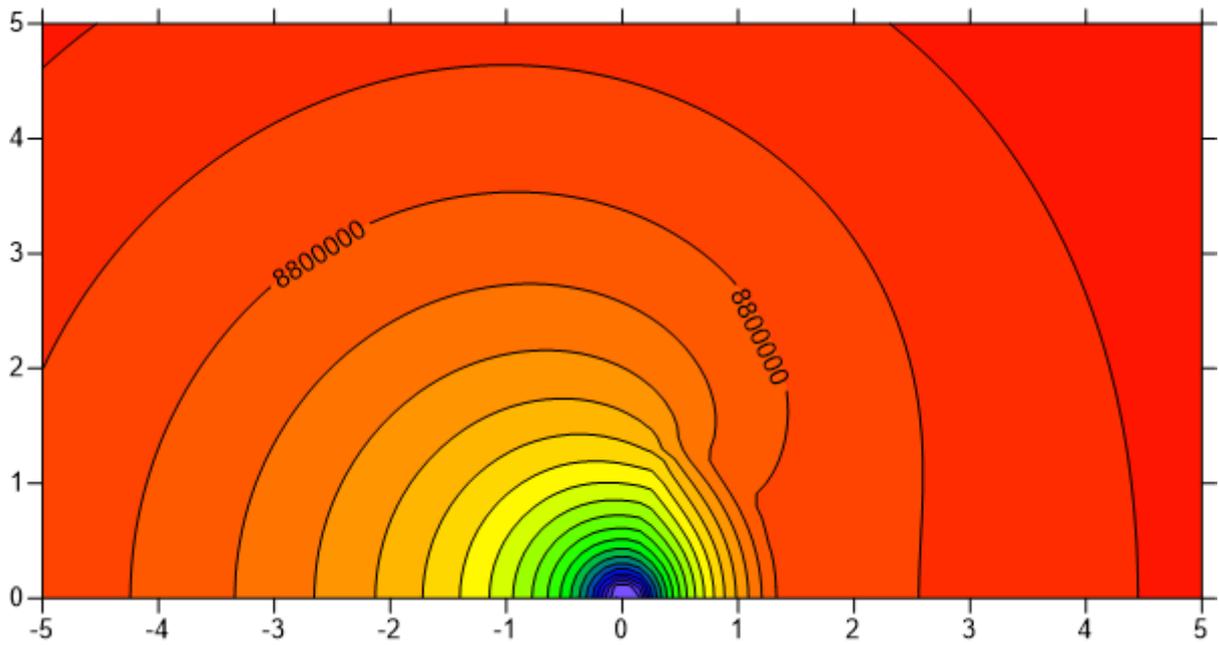


Рисунок 3.5 – Изолинии давления при $k_n=0,1 \cdot K$ в окрестности скважины при 150°

Расчеты в неоднородной пористой среде с учетом эффекта Джоуля-Томсона проведены в программном пакете Ansys. Расчеты проведены для случая $r_{1н}=0,14$ м до $r_{2н}=1,4$ м, $k_n = 0.001 \cdot K$, проницаемость пласта $K=0.5 \cdot 10^{-12}$ м². Ниже на рисунке 3.6 приведено распределение температуры (на момент 1 час после начала притока нефти из пласта) для различного угла охвата зоны неоднородности: 1 – 10 град, 2 – 60 град и 3 – 150 градусов. На рисунке 3.7 приведена детализация распределения температуры (по рисунку 3.6) для области по радиусу от 0.1 до 2.6 метра. Видно, что в зоне неоднородности в зависимости от угла охвата наблюдается (рисунок 1 и 2) перераспределение темпов изменения температуры (кривые 1, 2, 3 на рисунке 3.7) [57].

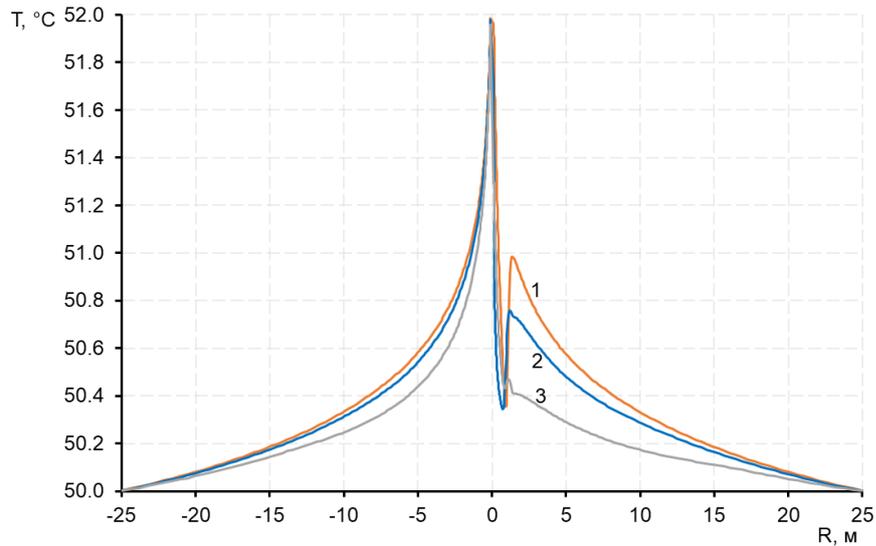


Рисунок 3.6 – Зависимость температуры по радиусу для момента времени 1 час. Шифр кривых: углы охвата зоны неоднородности 1-10, 2-60, 3-150град.

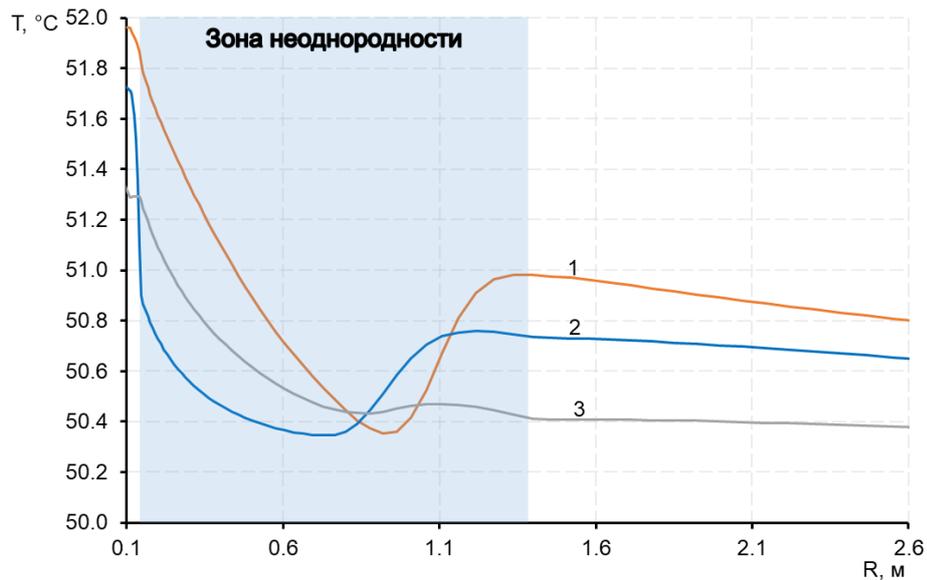


Рисунок 3.7 – Зависимость температуры по радиусу (от 0.1 до 2.6 метра) для момента времени 1 час. Шифр кривых: углы охвата зоны неоднородности 1-10, 2-60, 3-150 град

Такое поведение температуры (рис. 3.7) в зоне неоднородности обусловлено перераспределением полей давления и потоков в пласте (рис.3.8 и 3.9).

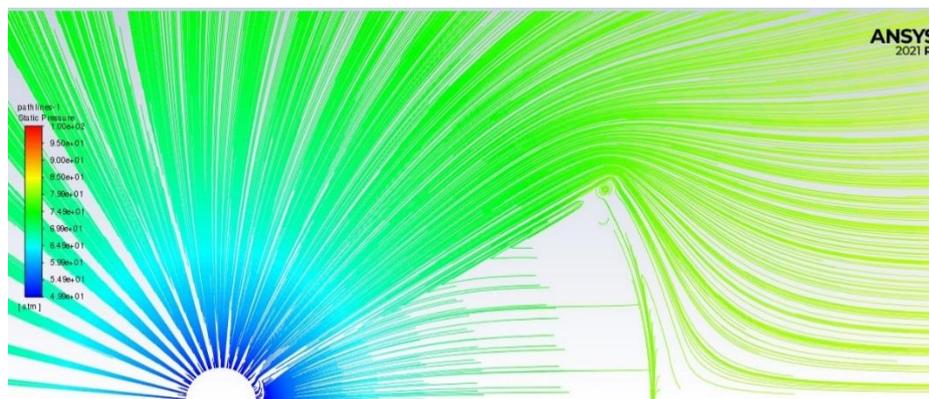


Рисунок 3.8 – Линии тока в прискважинной зоне пласта

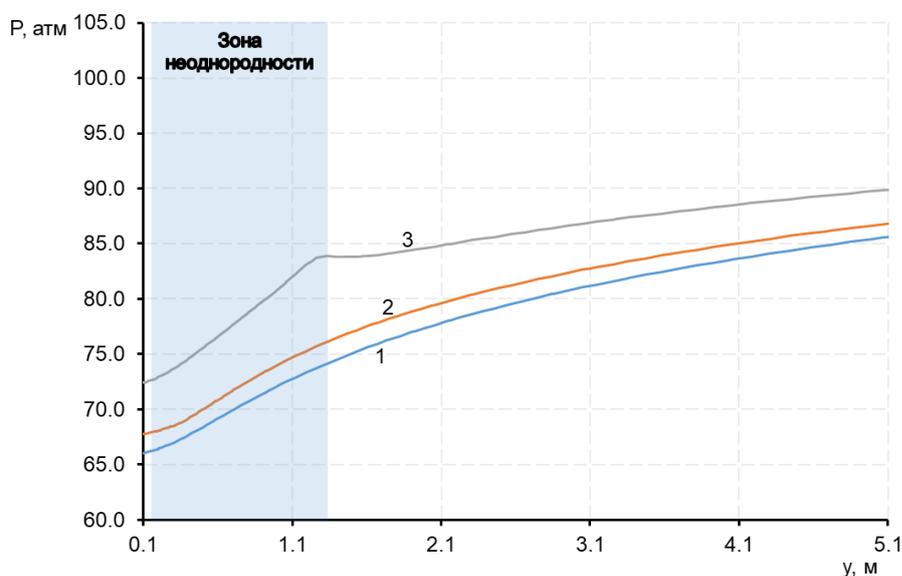


Рисунок 3.9 – Зависимость давления вдоль линии y при $x = 0,6$ м. Шифр кривых: углы охвата зоны неоднородности 1-10, 2-60, 3-150 град

На рисунках 3.10, 3.11 приведены результаты расчета изменения температуры во времени для различных углов охвата зоны неоднородности при вариации проницаемости неоднородной зоны.

Видно, что увеличение проницаемости неоднородной зоны приводит к снижению температурных аномалий. При малых углах охвата (10 градусов) области неоднородности, различия в изменении температуры для проницаемостей $k_n=0,1 \cdot K$, $k_n=10 \cdot K$ (кривые 2 и 3 рис.3.10) практически не наблюдаются.

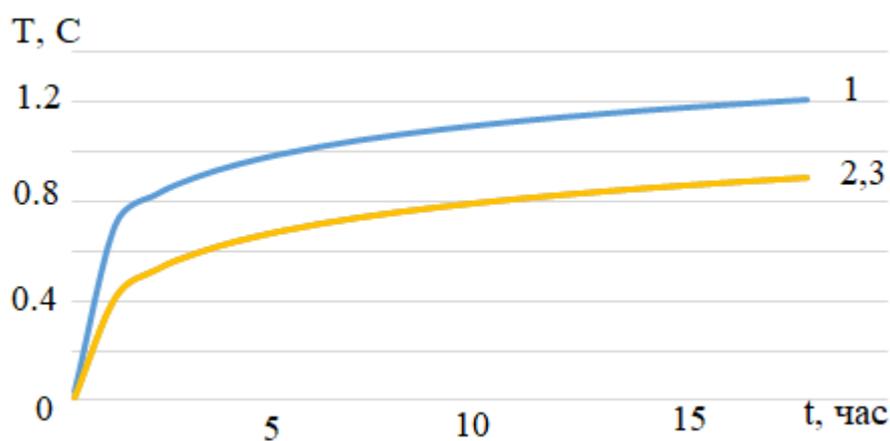


Рисунок 3.10 – Зависимость температуры от времени для угла расположения неоднородности 10 град. Шифр кривых: проницаемость неоднородной зоны, 1- $k_H=0,001 \cdot K$, 2- $k_H=0,1 \cdot K$, 3- $k_H=10 \cdot K$. $K=0.01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

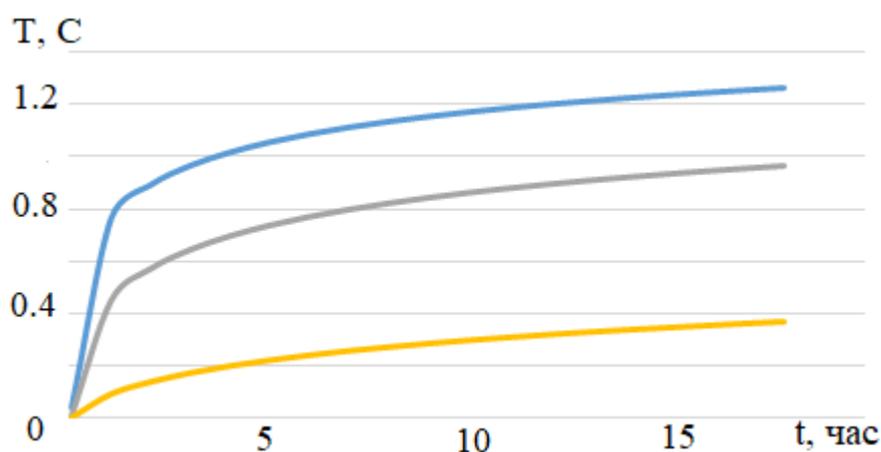


Рисунок 3.11 – Зависимость температуры от времени для угла расположения неоднородности 60 град. Шифр кривых: проницаемость неоднородной зоны, 1- $k_H=0,001 \cdot K$, 2- $k_H=0,1 \cdot K$, 3- $k_H=10 \cdot K$. $K=0.01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

С увеличением угла охвата зоны неоднородности (60 градусов), увеличение проницаемости зоны неоднородности приводит к существенному изменению температурной аномалии (кривые 1, 2 и 3 рис.3.11).

Подробнее рассмотрена двумерная математическая модель, в радиально-азимутальной постановке. Построены графики зависимости изменения температуры от времени при различных углах распределения неоднородности (10°, 60°, 150°) при коэффициенте неоднородности в 1000 раз меньше коэффициента неоднородности пласта $k_H=0,001 \text{ К}$ и при коэффициенте неоднородности в 10 раз больше коэффициента

неоднородности пласта $k_H=10$ К (рис. 3.12, 3.14 соответственно) а также графики углового распределения температуры при углах распределения неоднородности 10° , 60° , 150° (рис. 3.13, 3.15).

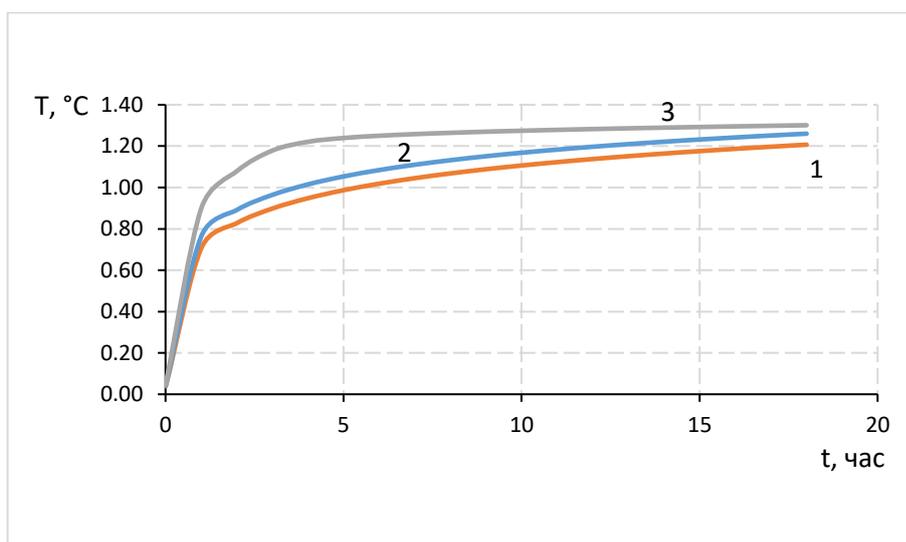


Рисунок 3.12 – График зависимости изменения температуры от времени при различных углах распределения неоднородности (10° , 60° , 150°) при $k_H=0,001$ К.

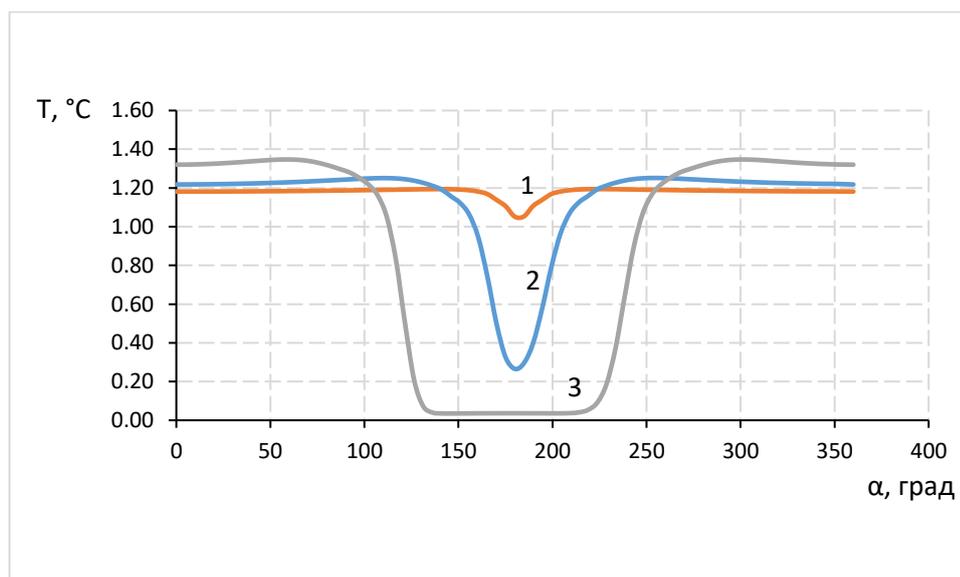


Рисунок 3.13 – Угловое распределение температуры при $k_H=0,001$ К при углах распределения неоднородности 10° , 60° , 150° .

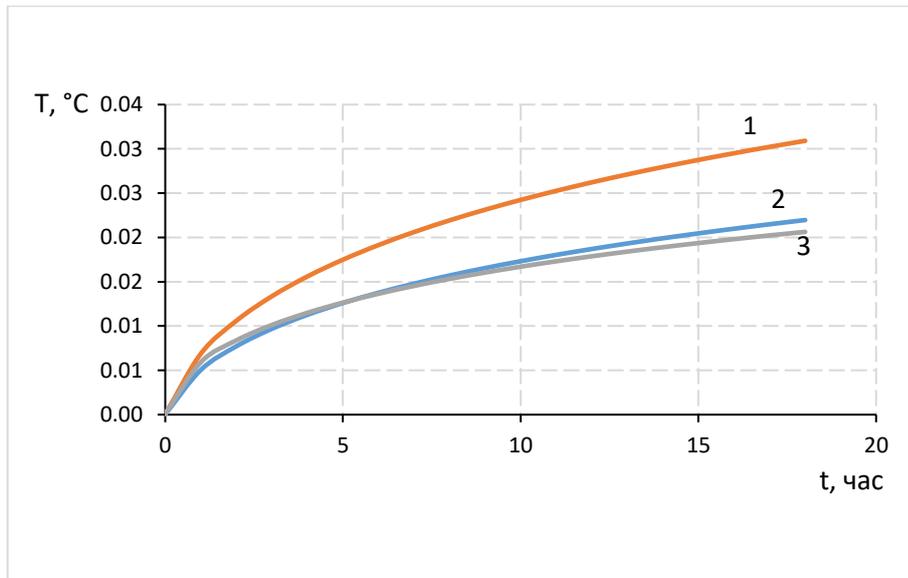


Рисунок 3.14 – График зависимости изменения температуры от времени при различных углах распределения неоднородности ($10^\circ, 60^\circ, 150^\circ$) при $k_n=10 \text{ К}$.

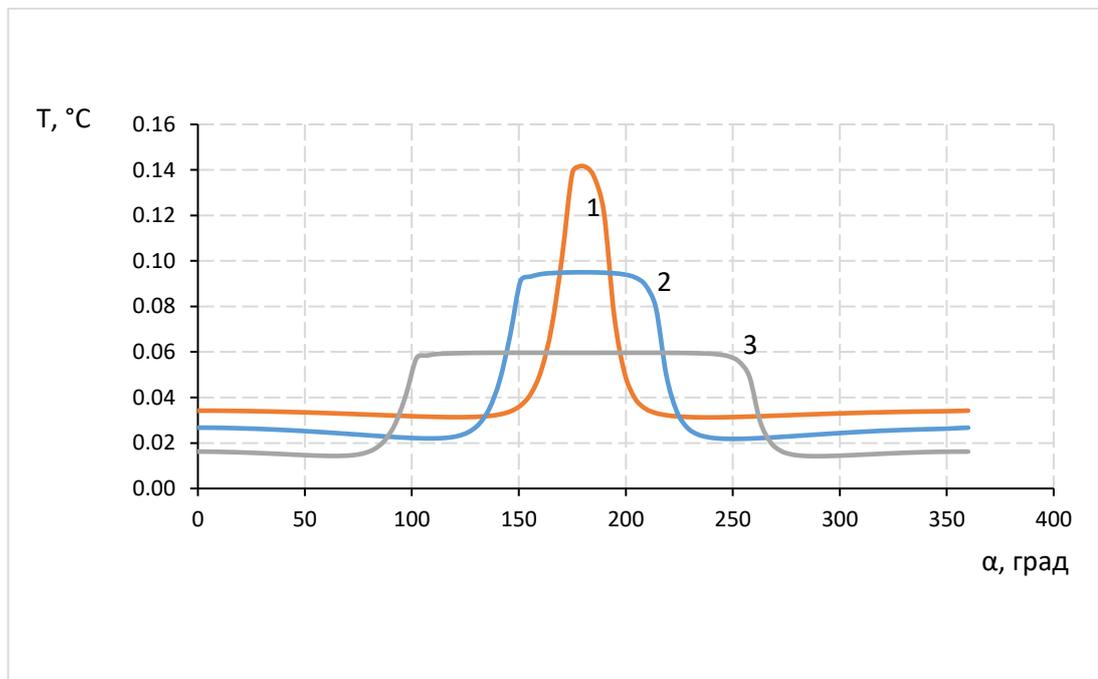


Рисунок 3.15 – Угловое распределение температуры при $k_n=10 \text{ К}$ при углах распределения неоднородности $10^\circ, 60^\circ, 150^\circ$.

3.2. Двухфазная двумерная фильтрация при наличии радиально-азимутальной неоднородности проницаемости

В многовариантных расчетах по исследованию особенностей формирования температурного поля для данного случая использовалась математическая модель, приведенная выше в главе 1.

Расчеты проведены для следующих параметров: $c_0 = 800$ Дж/(кг·К), $c_1 = 1880$ Дж/(кг·К), $\varepsilon_1 = 0.4$ К/МПа, $\eta_1 = 0.17$ К/МПа, $c_2 = 4200$ Дж/(кг·К), $\varepsilon_2 = 0.2$ К/МПа, $\eta_2 = 0.015$ К/МПа, $\mu_1 = 0,005$ мПа·с, $\mu_2 = 0,001$ мПа·с. Давление в пласте $P_{pl}=10$ МПа, давление на скважине $P_w=5$ МПа.

На рисунке 3.16 приведены изменения температуры для следующих условий: область неоднородной части пласта задана в пределах от $r_{1н}=0,14$ м до $r_{2н}=1,4$ м и ее проницаемость $k_n=0,1 \cdot K$, где проницаемость однородной части пласта $K=0.01 \cdot 10^{-12}$ м². Начальная водонасыщенность пласта 0.3, на границе закачивается смесь воды и нефти в соотношении 0.7 и 0.3 соответственно. В численных экспериментах варьированию подвергался параметр – угол неоднородной зоны пласта. Рассматриваемая модель пласта характерна для месторождений с трудно извлекаемыми углеводородами. Видно, что с течением времени происходит установление температуры, при этом, в зависимости от угла охвата наблюдается немонотонная зависимость температурной аномалии, т.е. с увеличением угла охвата, вначале величина температурной аномалии уменьшается (кривая 2, рис.3.16), а при дальнейшем увеличении угла охвата (кривая 3, рис.3.17) увеличение.

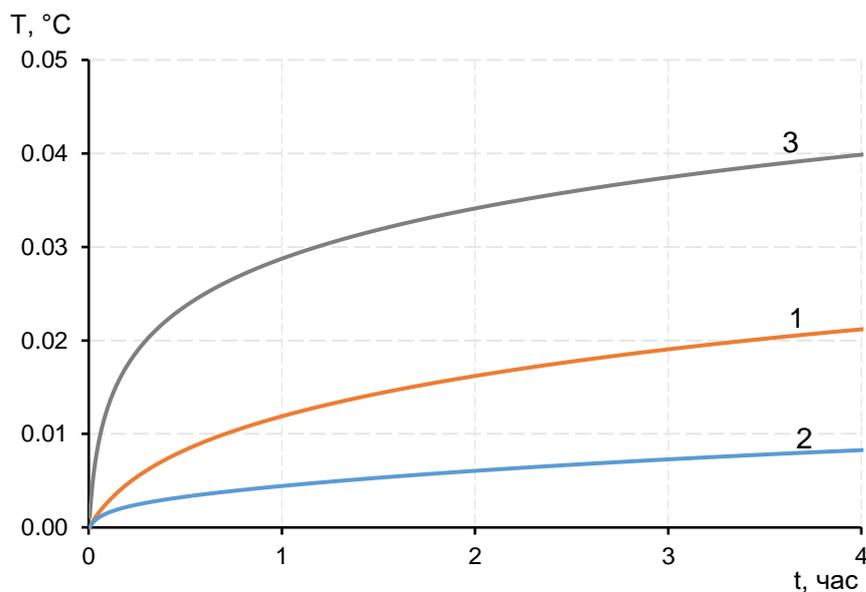


Рисунок 3.16 – Распределение температуры во времени для разных углов неоднородной зоны. Шифр кривых: 1 – 10, 2 – 60, 3 – 150. Начальная водонасыщенность пласта 0.3, на границе пласта 0.7.

На рис.3.17 показано влияние граничной (закачиваемой) обводненности пласта на температурное поле. Здесь, начальное обводнение пласта составляет 0.3, граничная обводненность – 0.3. Проницаемость неоднородности= $0.01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, проницаемость пласта= $0.1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

В отличие от случая рис.3.16, изменение граничного значения величины обводненности приводит к увеличению величины температурной аномалии при меньшем угле охвата области неоднородности.

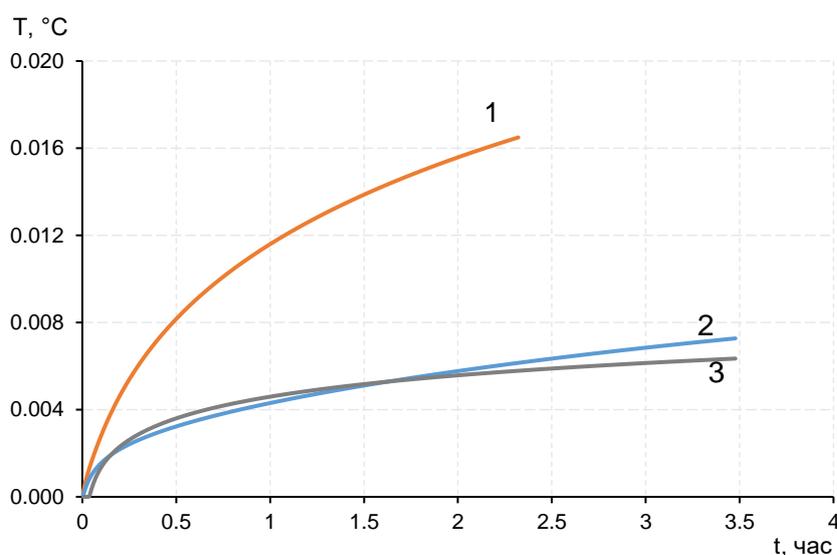


Рисунок 3.17 – Распределение температуры во времени для разных углов неоднородной зоны. Шифр кривых: 1 – 10, 2 – 60, 3 – 150. Начальная водонасыщенность пласта 0.3, на границе пласта 0.3.

Из анализа изменения температуры, относительно угла охвата области неоднородности, приведенных на рисунках 3.16 и 3.17 видно, что наличие области с проницаемостью, отличной от основной области пласта приводит к различному темпу установления температуры напротив неоднородной области. Так, наибольший темп установления температуры наблюдается для углов 10 и 150 градусов (кривая 3 рис. 3.16, кривая 1 рис.3.17), а для 60 градусов, наименьший темп.

Ранний прорыв воды в однородной области (т. е. более проницаемой зоне) приводит к повышенному темпу изменения температуры относительно

неоднородной области в начальные моменты до прорыва воды, а в дальнейшем наблюдается снижение температуры.

Дальнейшие расчеты по изучению распределения температуры в пластах с неоднородной по проницаемости зоной проведены в программном пакете Ansys, в котором включены опции для учета эффекта Джоуля — Томсона при двухфазной фильтрации нефти и воды. Область неоднородности находится в пределах от $r_{1н}=0,14$ м до $r_{2н}=1,4$ м. Проницаемость области неоднородности $k_n=0,001$ К, при этом проницаемость пласта $K=0,5 \cdot 10^{-12}$ м². На рис. 3.18 приведено распределение температуры вдоль линии симметрии в разные моменты времени. Наблюдается различный темп установления температуры вдоль линии симметрии относительно однородной и неоднородной области, т. е. в области неоднородности по радиусу в начальные моменты работы скважины температурная аномалия понижена, а в дальнейшем прослеживаются повышенные ее значения.

На рис. 3.19 приведено изменение температуры во времени. Видно, что скорость формирования температурного поля в однородной и неоднородной зоне различается. Вначале, в первые моменты работы скважины, быстрее нагревается однородная область, а напротив неоднородной области наблюдается замедленный темп повышения температуры за счет дроссельного разогрева. Далее в однородной области наблюдается снижение температуры, связанное с прорывом воды (рис. 3.19, кривая 1). В дальнейшем, после прорыва воды, во всей области, включая область неоднородной проницаемости, наблюдается выравнивание температурных аномалий разогрева для двухфазной смеси нефти и воды.

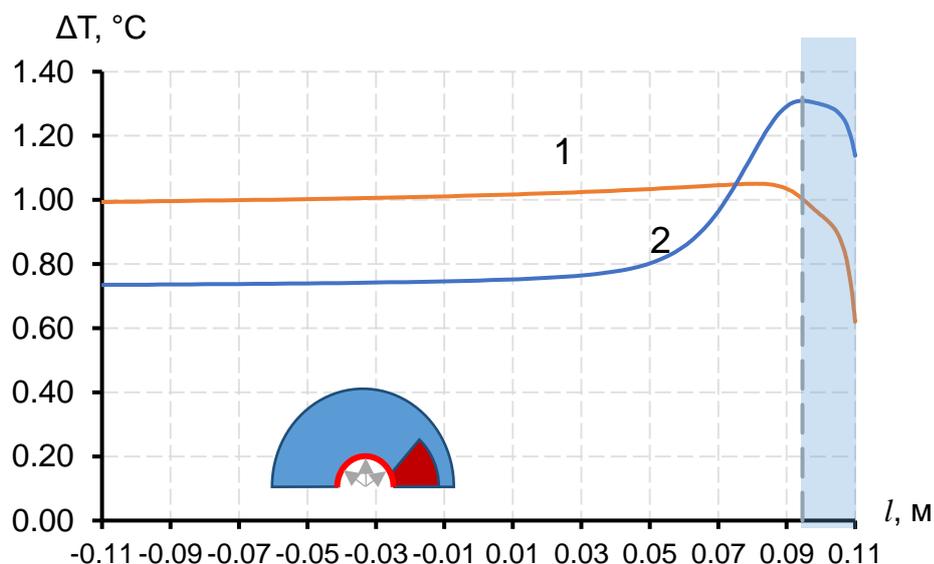


Рисунок 3.18 – Распределение температуры вдоль линии симметрии. Шифр кривых: момент времени 1 – 0,5 ч, 2 – 2 ч.

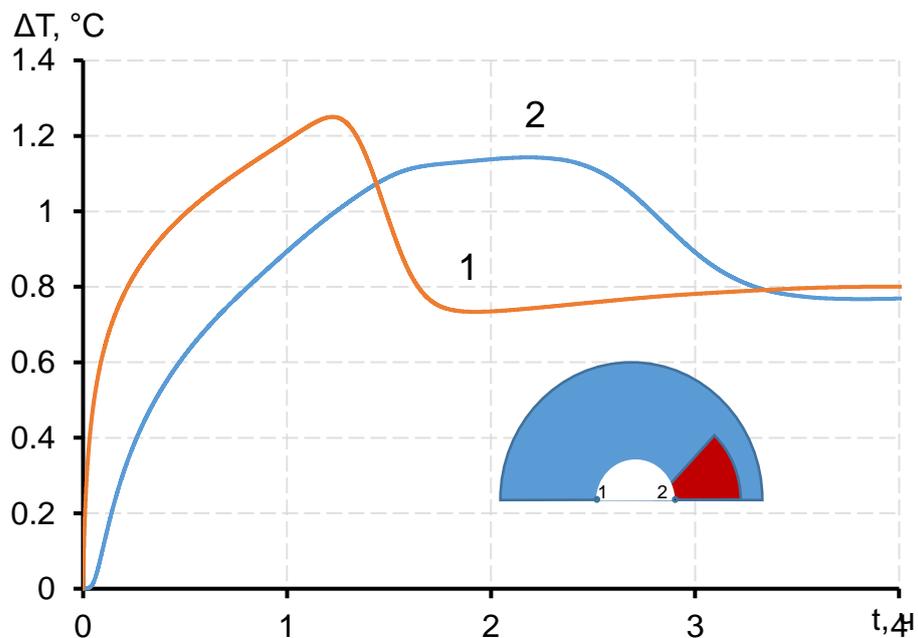


Рисунок 3.19 – Зависимость температуры в точке. Шифр кривых: 1 – напротив однородной части пласта, 2 – напротив участка неоднородности.

На графиках представлено изменение температуры во времени при наличии зоны неоднородности проницаемости при фильтрации двухфазного флюида при различных углах охвата зоны неоднородности напротив однородной части и напротив зоны неоднородности.

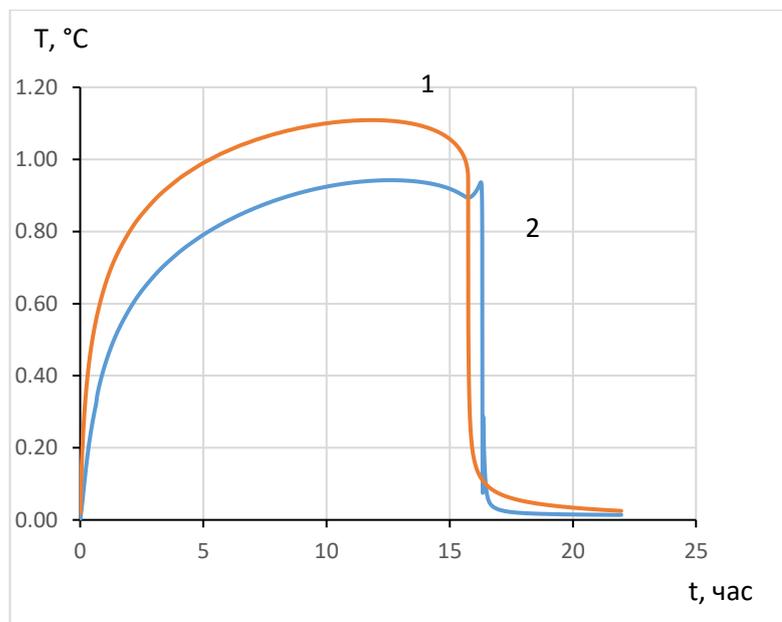


Рисунок 3.20 – Зависимость избыточной температуры в точке от времени для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=10^\circ$.

Шифр кривых: 1 – напротив однородной части пласта, 2 – напротив участка неоднородности.

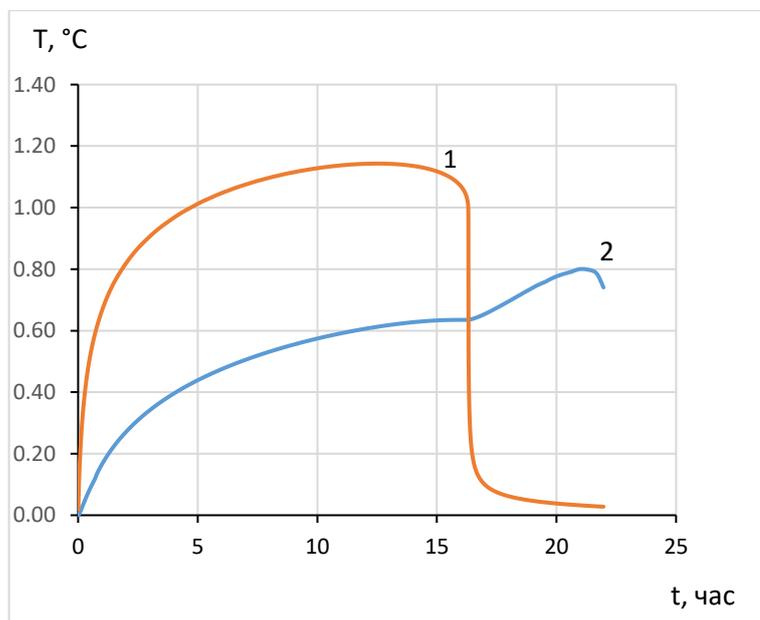


Рисунок 3.21 – Зависимость избыточной температуры в точке от времени для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=60^\circ$.

Шифр кривых: 1 – напротив однородной части пласта, 2 – напротив участка неоднородности.

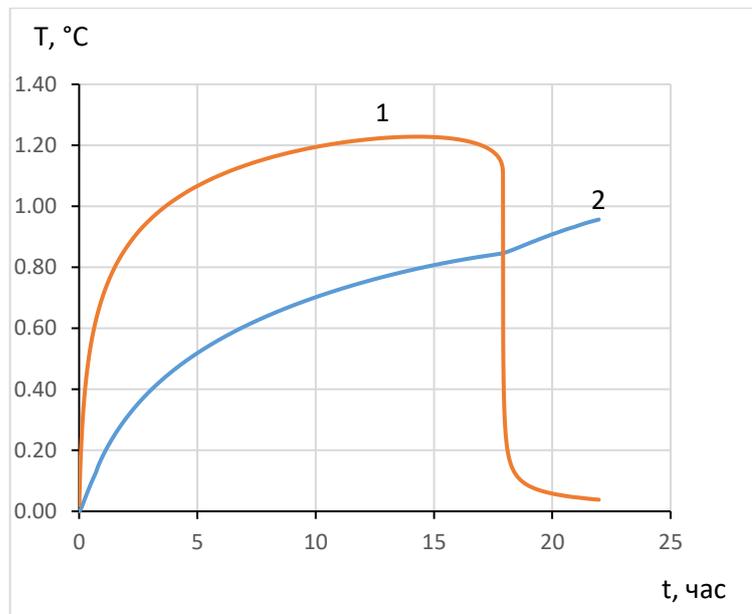


Рисунок 3.22 – Зависимость избыточной температуры в точке от времени для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=150^\circ$.

Шифр кривых: 1 – напротив однородной части пласта, 2 – напротив участка неоднородности.

На графиках представлено изменение температуры во времени при наличии зоны неоднородности проницаемости при фильтрации двухфазного флюида при различных углах охвата зоны неоднородности, а также угловое распределение температуры после 20ч расчета.

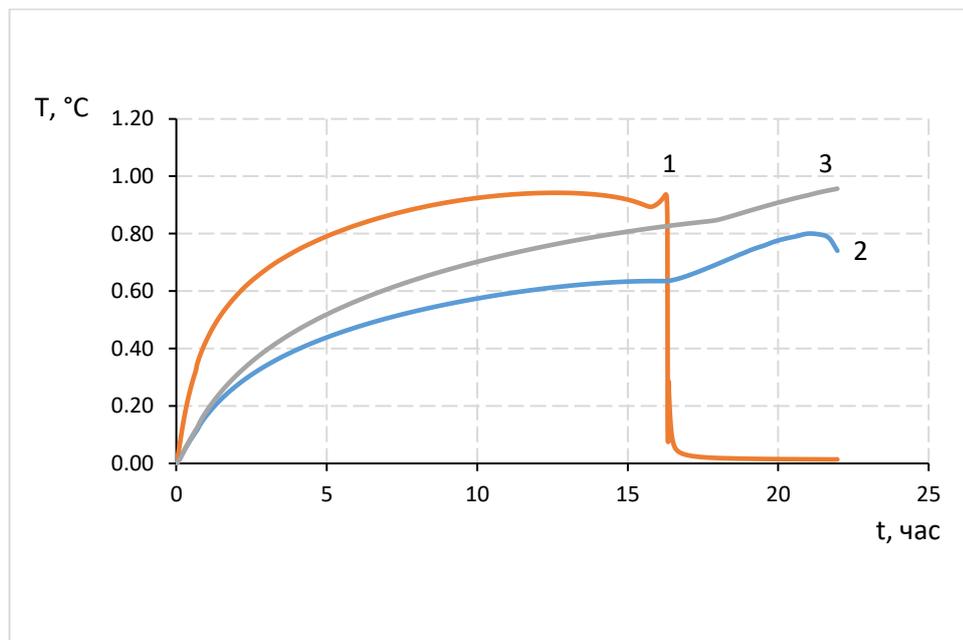


Рисунок 3.23 – Зависимость избыточной температуры в точке от времени для различных углов охвата зоны неоднородности.

Шифр кривых: 1 – $\alpha=10^\circ$, 2 – $\alpha=60^\circ$, 3 – $\alpha=150^\circ$.

На графиках представлено изменение температуры во времени при наличии зоны неоднородности проницаемости при фильтрации двухфазного флюида при различном времени расчета для каждого из рассчитанных углов.

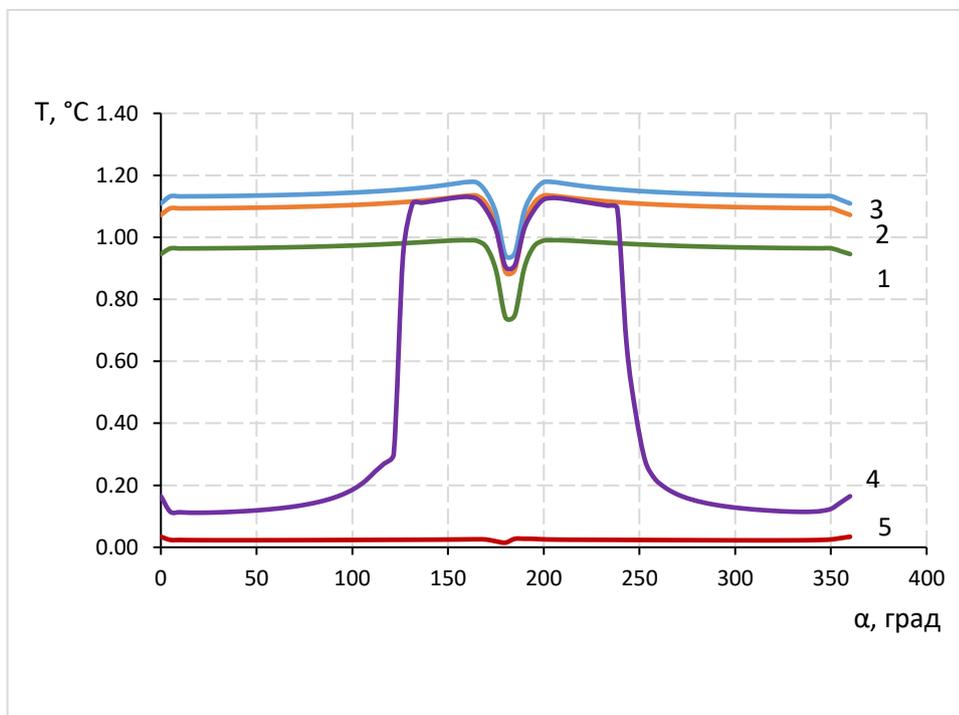


Рисунок 3.24 – Азимутальное распределение температуры для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=10^\circ$ при различном времени.

Шифр кривых: 1 - 4ч, 2 - 8ч, 3 - 12ч, 4 - 16ч, 5 - 20ч

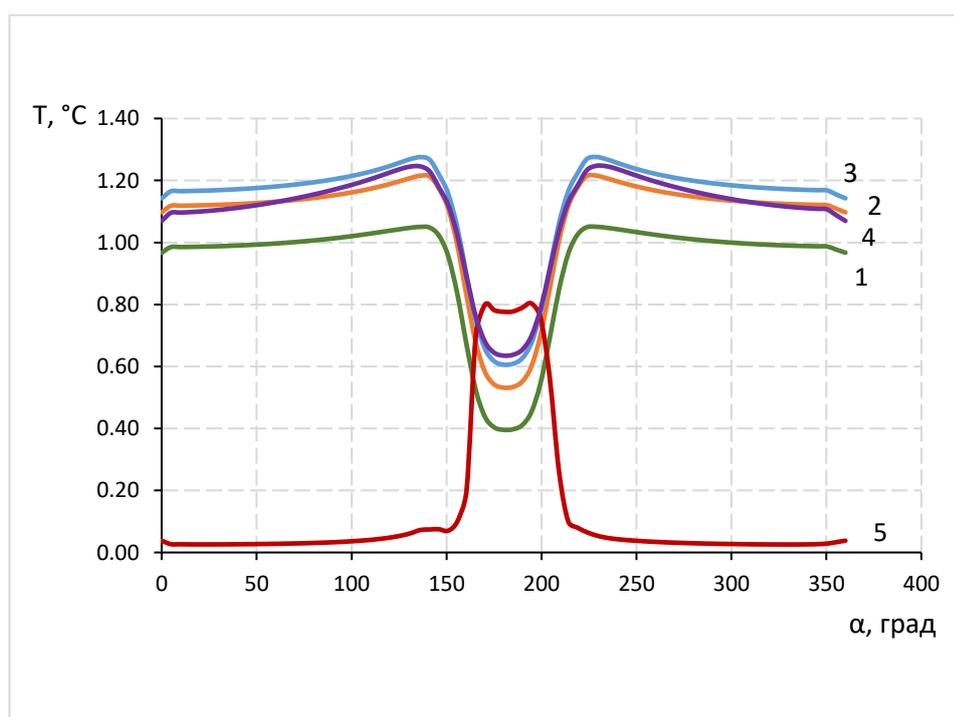


Рисунок 3.25 – Азимутальное распределение температуры для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=60^\circ$ при различном времени.

Шифр кривых: 1 - 4ч, 2 - 8ч, 3 - 12ч, 4 - 16ч, 5 - 20ч

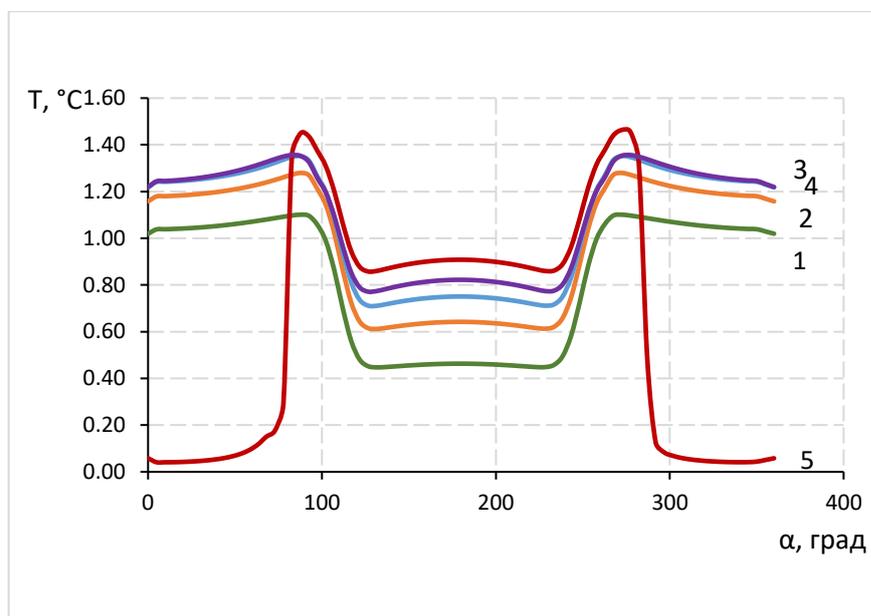


Рисунок 3.26 – Азимутальное распределение температуры для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=150^\circ$ при различном времени.

Шифр кривых: 1 - 4ч, 2 - 8ч, 3 - 12ч, 4 - 16ч, 5 - 20ч

3.3. Двухфазная двумерная фильтрация при наличии радиально-слоистой неоднородности проницаемости

В данном разделе приведены результаты моделирования двухфазной фильтрации воды и нефти в слоисто-радиально неоднородном пласте.

На рис. 3.27 показана схема задачи и указаны значения абсолютной проницаемости пропластков. В среднем пропластке пусть имеется радиальная неоднородность радиусом 1 м.

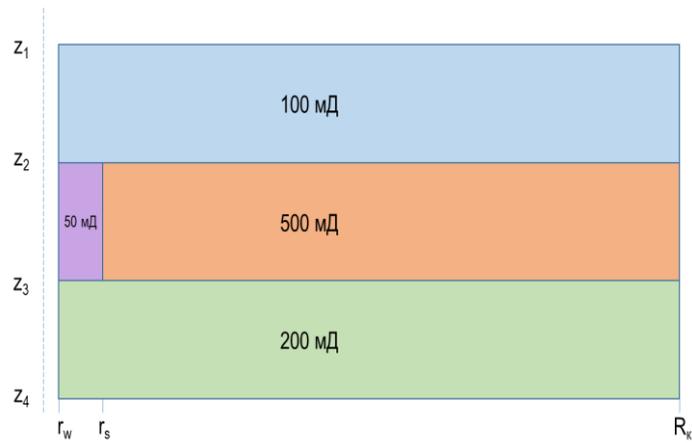


Рисунок 3.27 – Схема слоисто-радиально неоднородного пласта

Выполнено сравнение профиля давления в слоистом пласте с решением аналогичной задачи, полученным в коммерческом симуляторе Ansys Fluent. На рисунках 3.28 и 3.29 приведено сравнение распределений давлений по радиусу пласта на разной глубине. Результаты хорошо согласуются.

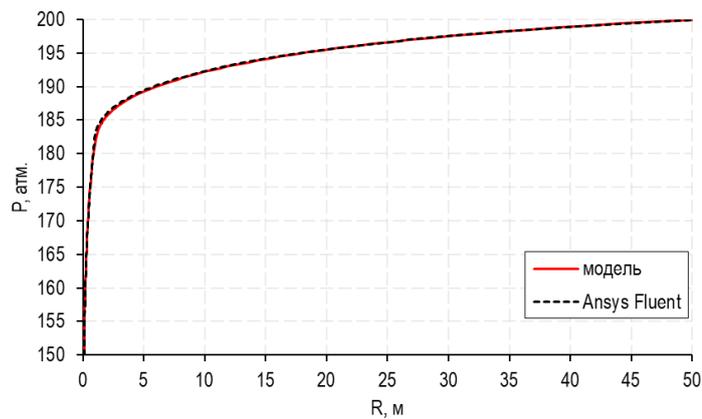


Рисунок 3.28 – Сравнение распределений давления на границе между пропластками с проницаемостями 100 мД (верхний) и 500 мД (средний)

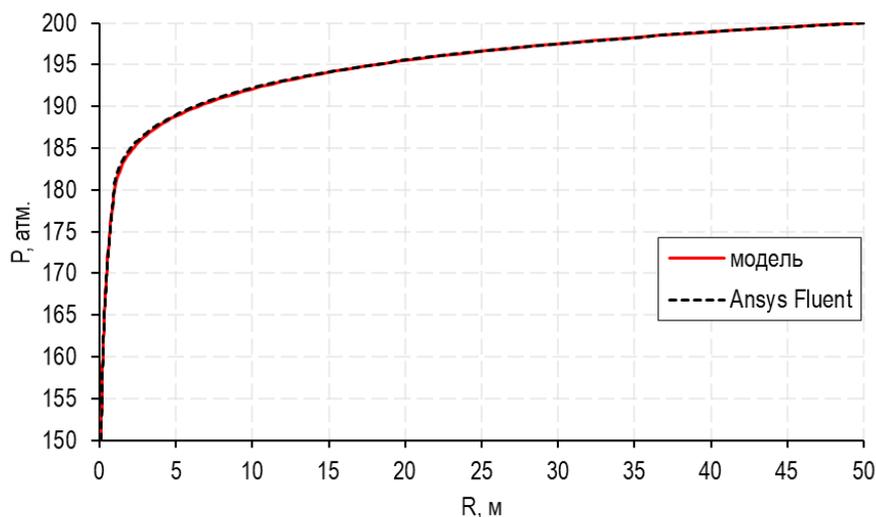


Рисунок 3.29 – Сравнение распределений давления на границе между пропластками с проницаемостями 500 мД (средний) и 200 мД (нижний)

Далее на рисунке 3.31 приведено контур поля давления в пласте. На рисунке 3.32 в увеличенном масштабе представлена прискважинная зона пласта. Отчетливо прослеживается изменение направления потока жидкости от центрального пропластка к верхнему и нижнему пропласткам – огибание центральной зоны с низкой проницаемостью.

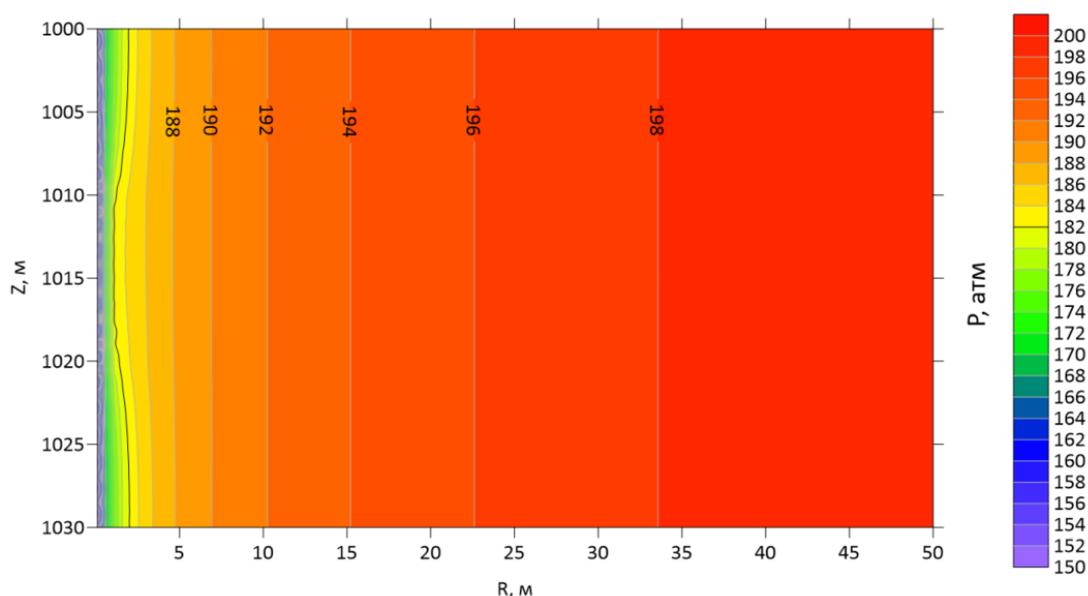


Рисунок 3.30 – Контур поля давления в слоистом пласте

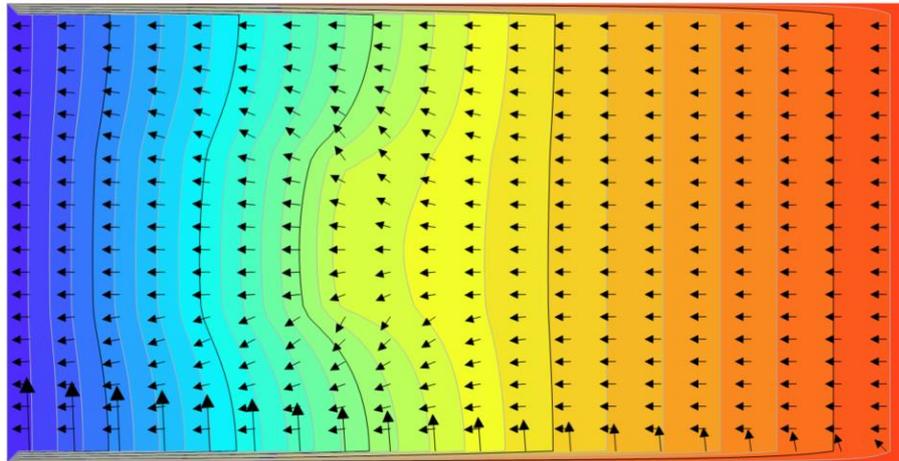


Рисунок 3.31 – Поле векторов потока жидкости в неоднородном пласте в прискважинной зоне

На рисунках 3.32 и 3.33 приведены результаты формирования температурного поля в неоднородном пласте на момент 10 ч. По анализу рисунка 3.32 можно сделать вывод, что, разогрев нижнего пропластка происходит сильнее, чем среднего и верхнего из-за большей скорости фильтрации поступающей жидкости.

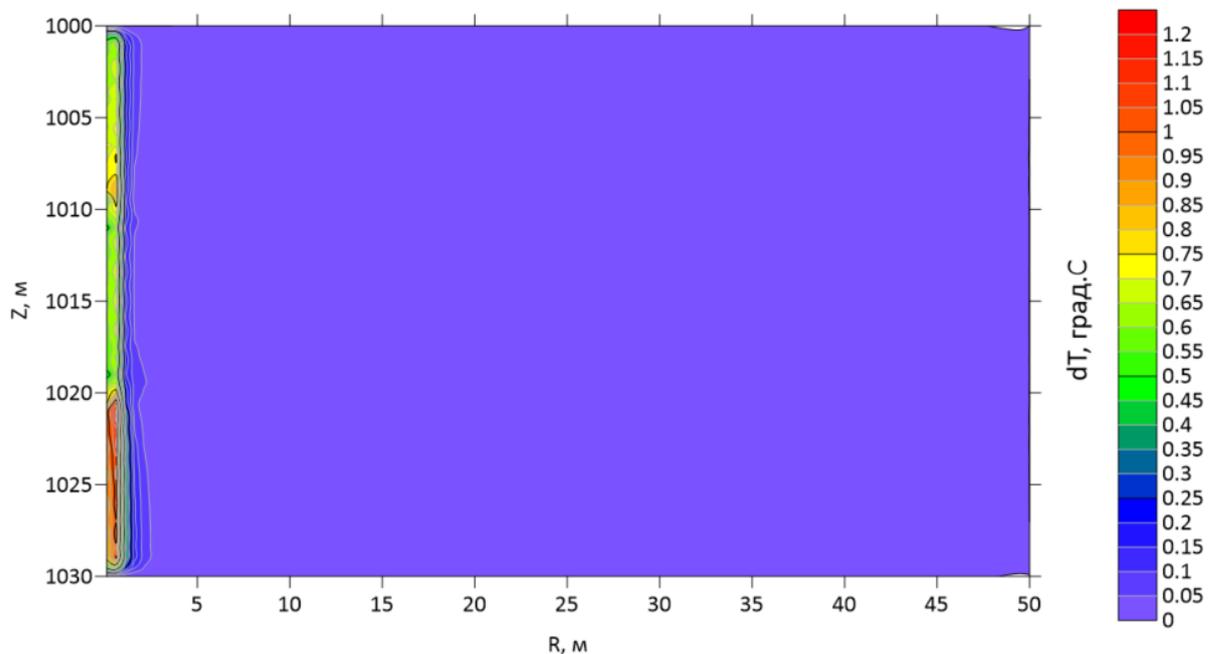


Рисунок 3.32 – Контуры поля избыточной температуры в слоисто-радиально неоднородном пласте

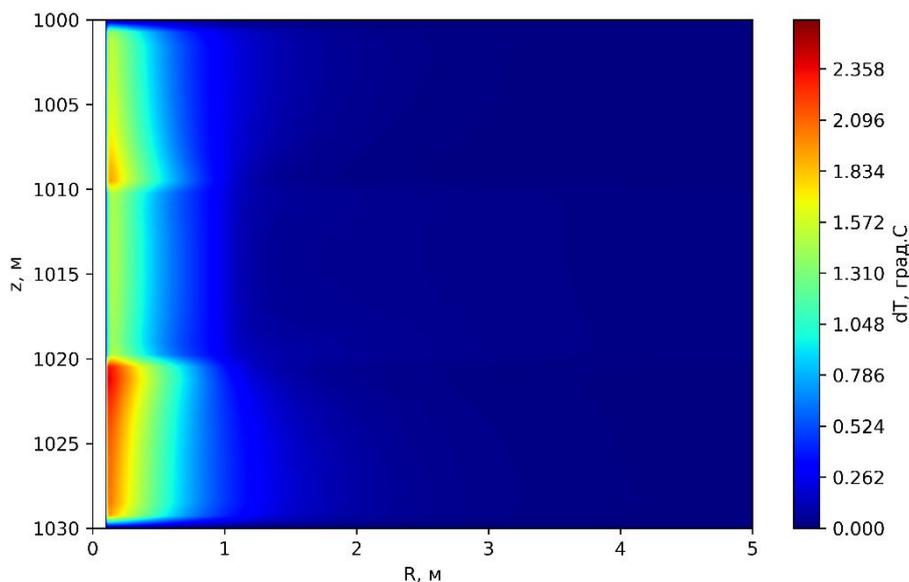


Рисунок 3.33 – Контуры поля избыточной температуры в прискважинной зоне слоисто-радиально неоднородного пласта

Выполнена серия численных экспериментов с вариацией водонасыщенности пласта. На рисунке 3.34 показано сравнение изменения температуры напротив пропластков.

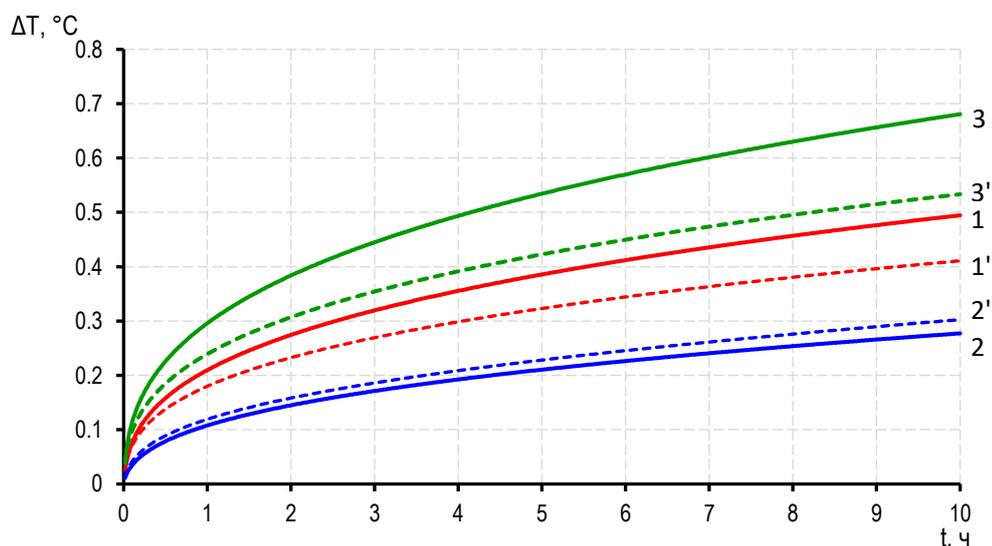


Рисунок 3.34 – Изменение температуры на стенке скважины в центре каждого пропластка при различной водонасыщенности пласта.

Шифр кривых: 1 – в центре верхнего пласта при водонасыщенности 0.35 (100 мД), 2 – в центре среднего пласта при водонасыщенности 0.35 (с наличием радиальной неоднородности 50 мД), 3 – в центре нижнего пласта при водонасыщенности 0.35 (200 мД), 1' – в центре верхнего пласта при водонасыщенности 0.6 (100 мД), 2' – в центре

среднего пласта при водонасыщенности 0.6 (с наличием радиальной неоднородности 50 мД), 3' – в центре нижнего пласта при водонасыщенности 0.6 (200 мД)

Напротив пропластков без наличия радиальной неоднородности характеры формирования температурного поля согласуются между собой – с увеличением водонасыщенности температурный сигнал становится меньше из-за того, что коэффициент Джоуля-Томсона воды меньше чем для нефти. А напротив центрального пласта с наличием радиальной неоднородности наоборот – с увеличением водонасыщенности наблюдается незначительное повышение температуры по сравнению с меньшим значением водонасыщенности. Данный эффект объясняется большей подвижностью воды относительно нефтяной фазы.

3.4. Выводы по третьей главе

1. Показано, что в зависимости от соотношения проницаемостей неоднородной зоны и пласта, а также от угла охвата неоднородной зоны наблюдается различный темп установления температуры напротив неоднородной зоны после пуска скважины в работу.

2. Показано, что наблюдается различный темп установления температуры в однородной и неоднородной области (различие по проницаемости) в процессе вытеснения нефти водой. Ранний прорыв воды в однородной области (т. е. более проницаемой зоне) приводит к повышенному темпу изменения температуры относительно неоднородной области в начальные моменты до прорыва воды, а в дальнейшем наблюдается снижение температуры.

3. Показано, что наличие неоднородности в прискважинной зоне пласта приводит к возникновению немонотонного углового и радиального распределений температуры и насыщенностей фаз. В зависимости от соотношения проницаемостей пласта и участка неоднородности при

фильтрации нефти и воды в угловом распределении температуры в скважине наблюдается инверсия, т.е. переход либо от отрицательных к положительным температурным аномалиям, либо наоборот.

4. В формировании углового распределения температуры можно выделить моменты, связанные с первоначальным нагревом прискважинной зоны, неравномерным охлаждением по периметру скважины при притоке жидкости после отключения нагревателя и последующим неравномерным дроссельным разогревом.

5. При наличии воды в пласте после кратковременного нагрева наблюдается снижение температуры по периметру скважины, причем наибольший темп охлаждения наблюдается вне зоны неоднородности.

6. Выявленные в ходе данной работы закономерности поведения температурного поля в неоднородных пластах расширяют известные данные о двухфазной неизотермической фильтрации с учетом термодинамических эффектов. Полученные выводы могут быть применены при интерпретации данных многодатчиковой аппаратуры температурных исследований скважин в условиях двухфазной фильтрации в неоднородных по проницаемости пластах.

Глава 4. ПУТИ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Математические модели, созданные в ходе выполнения данного диссертационного исследования, могут служить эффективным инструментом для интерпретации данных температурных исследований при диагностике состояния пласта.

Для анализа температурных полей были использованы реальные полевые данные, характеризующие работу пластов. В качестве примера приводятся данные по двум скважинам одного из месторождений Западной Сибири.

4.1. Оценка состояния призабойной зоны пласта

В настоящей главе выполнен детальный анализ полевых данных, полученных в ходе измерений температурных параметров при оценке состояния пласта, изучены способы практической реализации разработанных математических моделей и результирующих вычислений, посвященных специфике формирования температурного поля в процессе фильтрации в неоднородных пластах, применительно к технологиям скважинной термометрии. Проанализированы результаты промыслово-геофизических исследований, проведенных в добывающих скважинах. для неоднородных пластов большой толщины.

На рисунке 4.1 представлены результаты исследований, выполненных по скважине №1 в условиях компрессорного освоения. В данной скважине проведен комплекс промыслово-геофизических методов исследования скважин: термометрия, резистивиметрия, влагометрия, термодобитометрия. Приводятся также данные ПС и гамма каротажа (ГК). Скважина вскрывает неоднородный слоистый пласт в интервале 2989 – 3003 м, мощностью 14 м. По методу ПС (красная диаграмма слева) можно сделать вывод, что пласт является неоднородным слоистым по глубине. На рисунке 4.1 приведены термограммы в остановленной скважине (кривая 1), в процессе работы

компрессора (закачка-кривая 2) и после стравливания (на притоке-кривые 3-7).

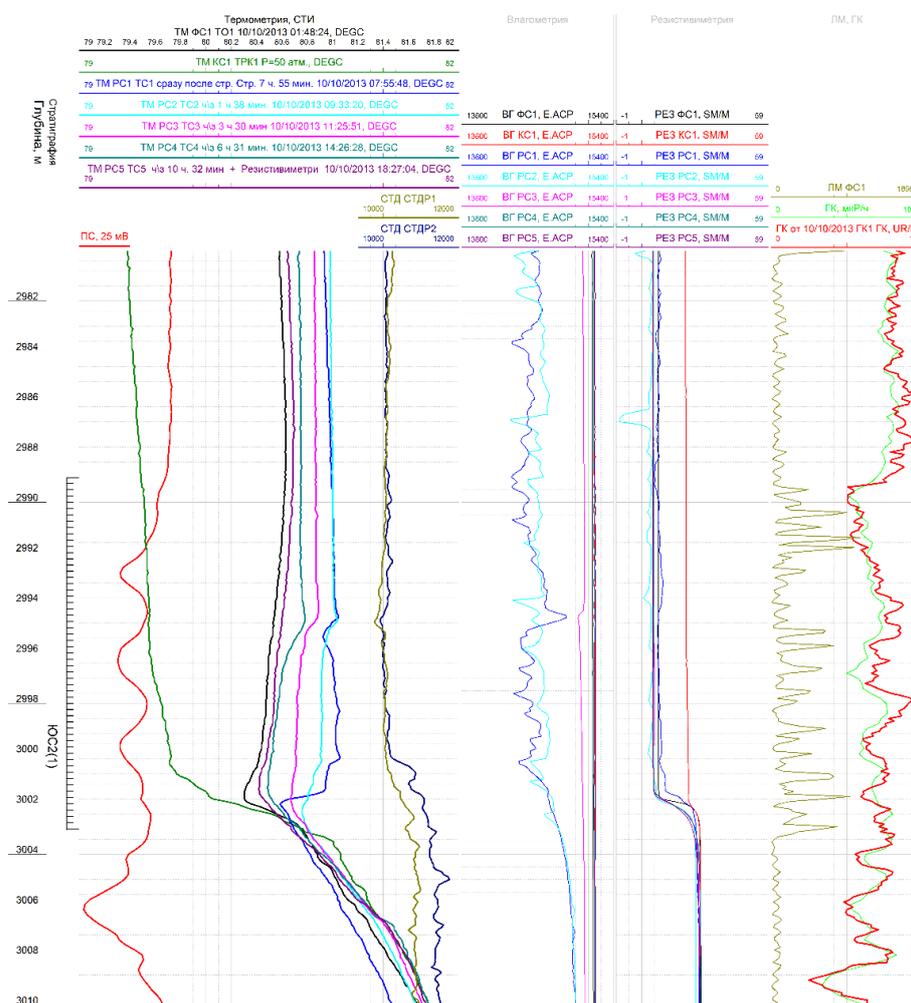


Рисунок 4.1 – Планшет промысло-геофизических исследований скважины №1 компрессорным опробованием

Для обработки термограммы с использованием разработанной математической модели, требуется собрать историю работы скважины в процессе исследования. В качестве граничного условия в модели будем задавать изменение забойного давления, которое собирается из промысловых данных – замеров на точке и из замеров с движением прибора при прохождении заданной глубины.

Необходимо указать начальный профиль температуры, для этого используется фоновый замер температуры. В первые моменты после стравливания наблюдается сильно нестационарные процессы в стволе скважины. Поэтому для количественной интерпретации использована

термограмма через 3 ч после стравливания (кривая РСЗ на рис.4.1). В этот момент поток в скважине и в пласте становится установившимся.

По характеру термограмм и с учетом данных ПС, выделены следующие интервалы пласта: 2993.5 – 2994.8, 2995.3 – 2998.1, 2999.0 – 3001.5 м.

В результате решения прямой-обратной задачи в температурном симуляторе PSim было достигнуто хорошее совмещение модельных данных с промысловыми. На рис.4.2 приведены результаты сравнения термограмм по глубине. Коричневыми горизонтальными областями указаны работающие интервалы, которые были заданы в модели.

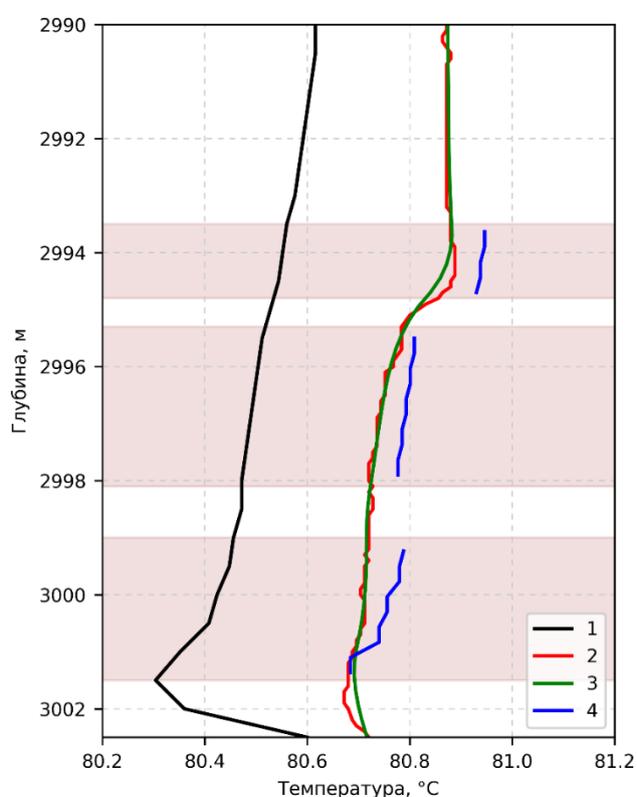


Рисунок 4.2 – Сравнение реальных термограмм по скважине №1 с модельными по глубине

Шифр кривых: 1- фоновый замер в остановленной скважине; 2- термограмма при работе скважины, 5 часов; 3- модельная термограмма PSim; 4- результаты расчета по модели

Полученные параметры слоистого пласта после решения прямой-обратной задачи в PSim приведены в таблице 4.1.

Результаты количественной интерпретации

Кровля, м	Подошва, м	Проницаемость, мД	Доля работы, %
2993.5	2994.8	105	56.8
2995.3	2998.1	15	19.7
2999.0	3001.5	20	23.5

Далее, полученные значения проницаемости были использованы для расчета температуры на выходе из пласта с помощью разработанной математической модели, результаты расчета представлены на рис.4.2 кусочно-постоянными значениями температур по глубине (кривые 4) для соответствующих пропластков. Полученные значения температур соответствуют температуре на выходе из пропластков.

Таким образом, в результате решения прямой-обратной задачи интерпретации термометрии показано, что пласт является слоисто-неоднородным по проницаемости по глубине. Наибольшую проницаемость имеет кровельная часть пласта. Средний и нижний пропластки имеют близкие фильтрационные свойства.

Далее рассмотрим результаты количественной интерпретации данных термометрических исследований в вертикальной добывающей скважине №2 при компрессорном опробовании. Скважина вскрывает неоднородный слоистый пласт в интервале 2540 – 2574 м, мощностью 34 м. На рис.4.3 ниже представлен планшет с промыслово-геофизическими данными исследований. По методу ГК (красная диаграмма слева) можно сделать вывод, что пласт является неоднородным слоистым по глубине, имеются глинистые пропластки.

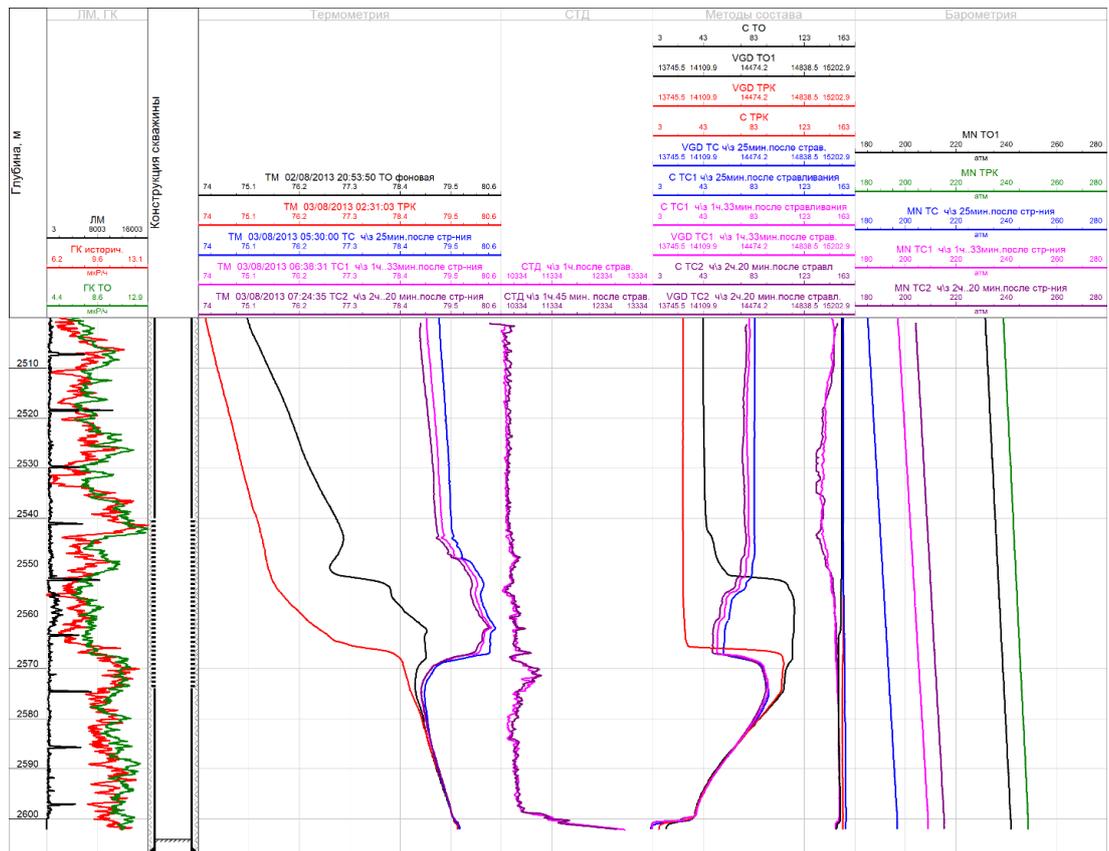


Рисунок 4.3 – Данные исследования скважины №3 при компрессорном опробовании

Для обработки термограммы с использованием симулятора PSim и разработанного термосимулятора, требуется собрать историю работы скважины в процессе исследования из замеров геофизической аппаратурой. В термосимуляторе PSim необходимо внести данные об истории работы скважины. В качестве истории работы можно задать или изменение дебита скважины, или изменение забойного давления во времени. В нашем случае правильным будет задать изменение забойного давления, которое собирается из промысловых данных – замеров на точке и из замеров с движением прибора при прохождении заданной глубины.

Необходимо указать начальный профиль температуры в стволе скважины, для этого используется фоновый замер температуры перед исследованием в скважине, которая должна находиться длительное время простаивать (черная термограмма на рис. 4.4). В первые моменты после стравливания наблюдается сильно нестационарные процессы в стволе скважины. Поэтому для количественной интерпретации использована

термограмма через 1 ч 33 мин после стравливания (фиолетовая термограмма на рис.4.5). В этот момент поток в скважине и в пласте становится установившимся.

По характеру термограмм и с учетом данных ГК выделены следующие работающие интервалы: 2543.5–2548.2, 2550–2551.8, 2552.5–2553, 2555–2558.3, 2560.5–2561.6, 2562.4–2564.9, 2566.2–2567 м.

В результате решения обратной задачи было достигнуто хорошее совмещение модельных данных распределения температуры с реальными. На рис. 4.4 приведены результаты сравнения модельных и реальных термограмм по глубине. Коричневыми горизонтальными областями указаны работающие интервалы, которые были заданы в модели.

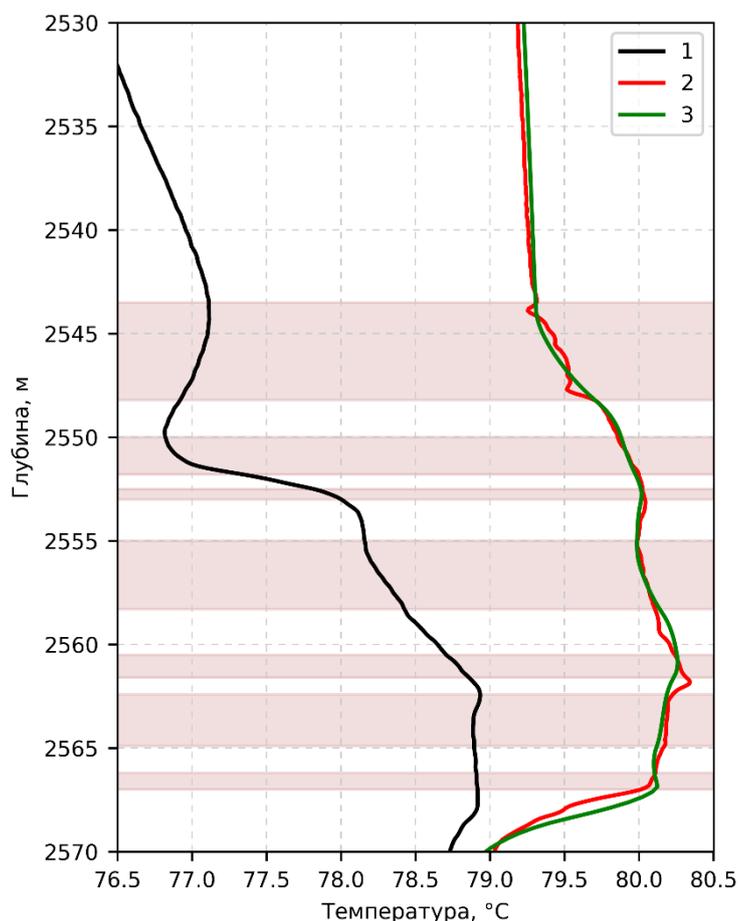


Рисунок 4.4 – Сравнение промысловых данных с модельными по глубине
Шифр кривых: 1- фондовый замер в остановленной скважине; 2- термограмма при работе скважины, 5 часов; 3- модельная термограмма PSim.

На рис. 4.5 приведено заданное в качестве граничного условия давление в скважине (красные точки). Синей линией показано полученное изменение дебита. Зеленой вертикальной пунктирной линией показан момент времени, в котором произведено сравнение модельной и реальной термограммы на рисунке 4.4.

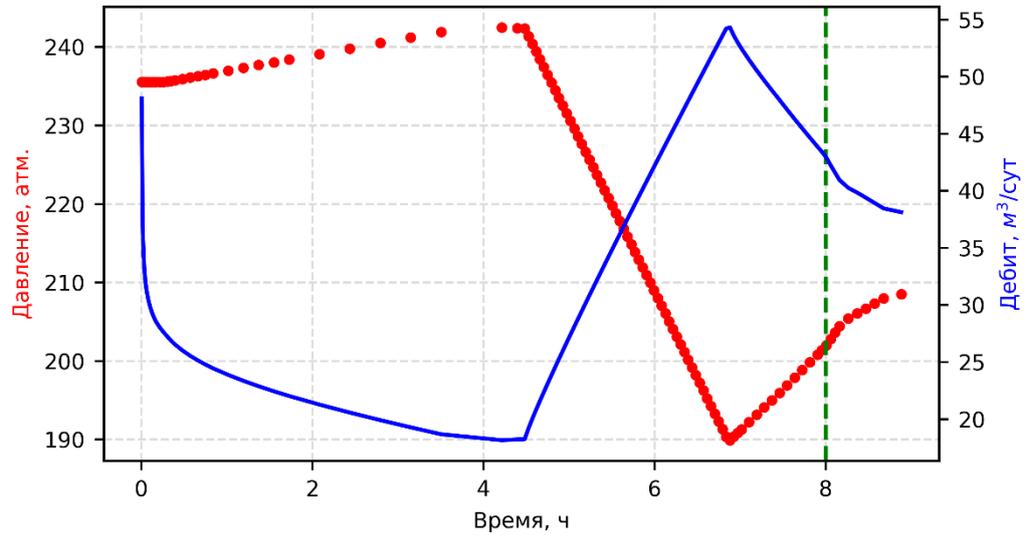


Рисунок 4.5 – Заданное изменение забойного давления и вычисленный дебит от времени

Полученные параметры слоистого пласта приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Результаты количественной интерпретации

Кровля, м	Подошва, м	Проницаемость, мД	Доля работы, %
2543.5	2548.2	20	24.59
2550	2551.8	5	2.35
2552.5	2553	120	11.35
2555	2558.3	15	11.47
2560.5	2561.6	120	20.97
2562.4	2564.9	50	23.56
2566.2	2567	45	5.72

Используя распределение проницаемости по пропласткам проведены расчеты в разработанном симуляторе изменения температуры на выходе из пласта (рис.4.4, кривая 4).

Следующим приложением разработанных математических моделей является радиально- азимутальное термозондирование, т.е. используя известный подход (Чекалюк Э.Б., Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф.) и анализируя темпы изменения температуры по азимутальному направлению проводится оценка состояния призабойной зоны пласта и выявляются неоднородности в азимутальном направлении с определением их размеров.

На рисунке 4.6 приведены данные распределения температуры по глубине в разные моменты времени после начала притока флюида из пласта по азимутальному направлению в скважине № 3 при компрессорном опробовании. Видно, что имеются азимутальные аномалии разогрева относительно первоначальной температуры, что может быть связано с наличием азимутальной неоднородности по проницаемости.

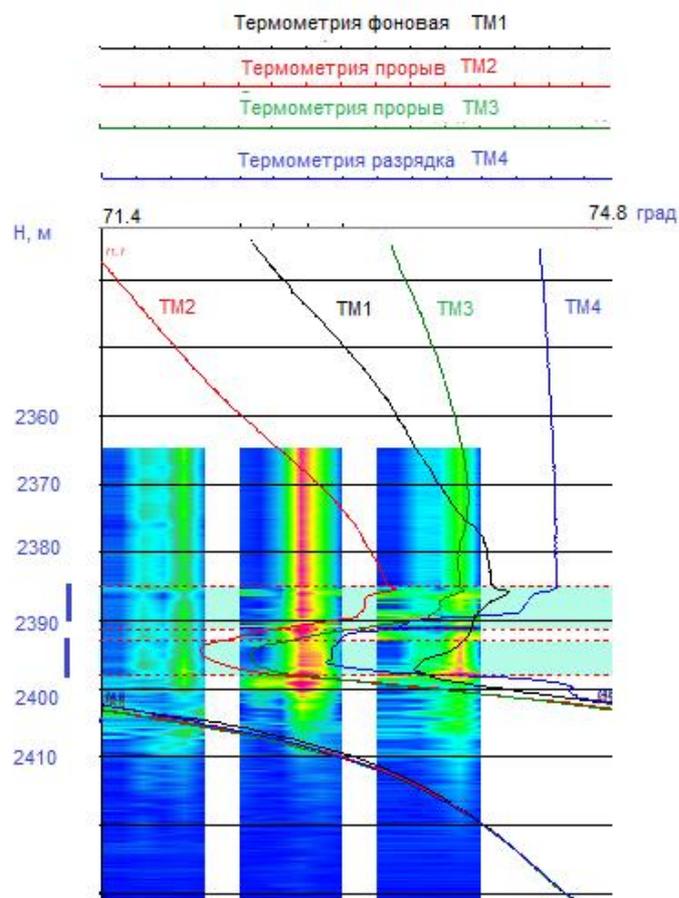


Рисунок 4.6 – Распределение температуры по глубине в разные моменты времени.

Шифр кривых: TM1- фоновая, TM2- после прорыва (8 час 22 мин), TM3- после прорыва (10 час 44 мин), TM4-после разрядки (12 час 09 мин)

Полученные значения проницаемости были использованы для расчета температуры на выходе из пласта с помощью разработанной математической модели. Теоретические основы определения пространственного распределения проницаемости в продуктивном пласте на основе анализа нестационарных температурных полей флюидов, поступающих в эксплуатационные скважины с постоянной производительностью, были впервые разработаны в 1960-х годах отечественным исследователем Э.Б. Чекалюком. Методика подробно описана в работе Исламова Д.Ф. [32]. В первом случае рассмотрено сравнение результатов численного моделирования с аналитическими данными с помощью метода термозондирования.

На основе исходных данных ($c_0 = 800$ Дж/(кг·К) - теплоемкость пласта, $c_1 = 1880$ Дж/(кг·К) - теплоемкость нефти, $c_2 = 4200$ Дж/(кг·К) - теплоемкость

воды, $\varepsilon_1=0,4$ К/Мпа - коэффициент Джоуля-Томсона для нефти, $\varepsilon_2=0,2$ К/Мпа - коэффициент Джоуля-Томсона для воды, $\mu_1=5$ мПа·с - вязкость нефти, $\mu_2=1$ мПа·с - вязкость воды, $P_{pl}=10$ Мпа - пластовое давление, $P_{\omega}=5$ Мпа - давление на границе пласта (скважины), $r_{1н}=0,14$ м, $r_{2н}=0,54$ м, $r_{\omega}=0,11$ м - радиус скважины, $R_k=25$ м - радиус контура питания) построен график изменения температуры во времени напротив однородной части пласта (кривая 1 на рис.4.6), а также напротив участка неоднородности (кривая 2 на рис.4.6). Далее строится зависимость изменения температуры фильтрации флюида от логарифма времени.

На графике выделяют два прямолинейных участка и с помощью аппроксимации прямыми находят точку их пересечения. Затем определяют время t_n , соответствующее точке пересечения. Найденное значение времени используем формулу 4.1 для нахождения радиуса загрязненной прискважинной зоны.

$$r_n = \sqrt{r_{скв}^2 + \frac{C_{\phi}}{C_{пл}} \frac{Q}{\pi h} t_n} \quad (4.1)$$

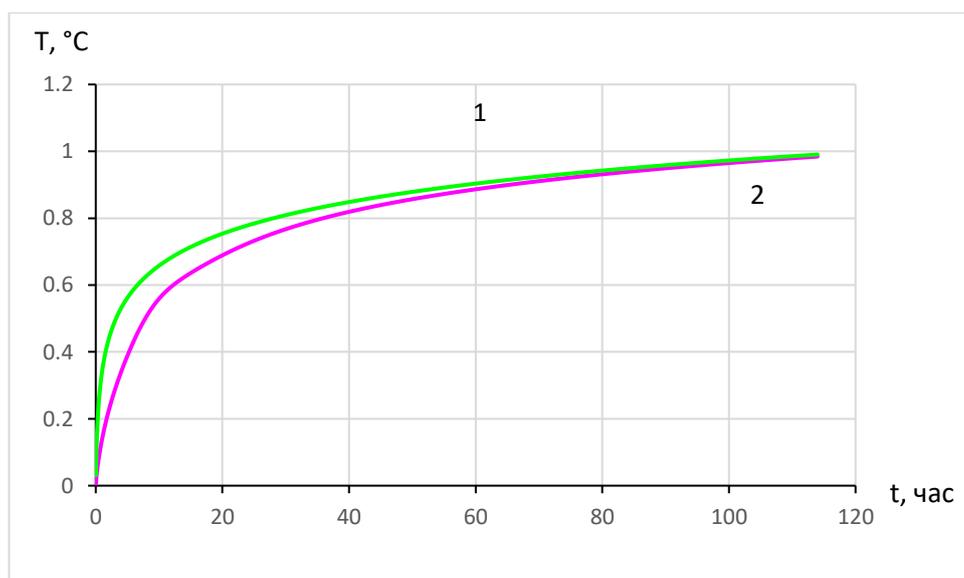


Рисунок 4.6 – Зависимость температуры в точке от времени для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=60^\circ$.

Шифр кривых: 1 – напротив однородной части пласта, 2 – напротив участка неоднородности.

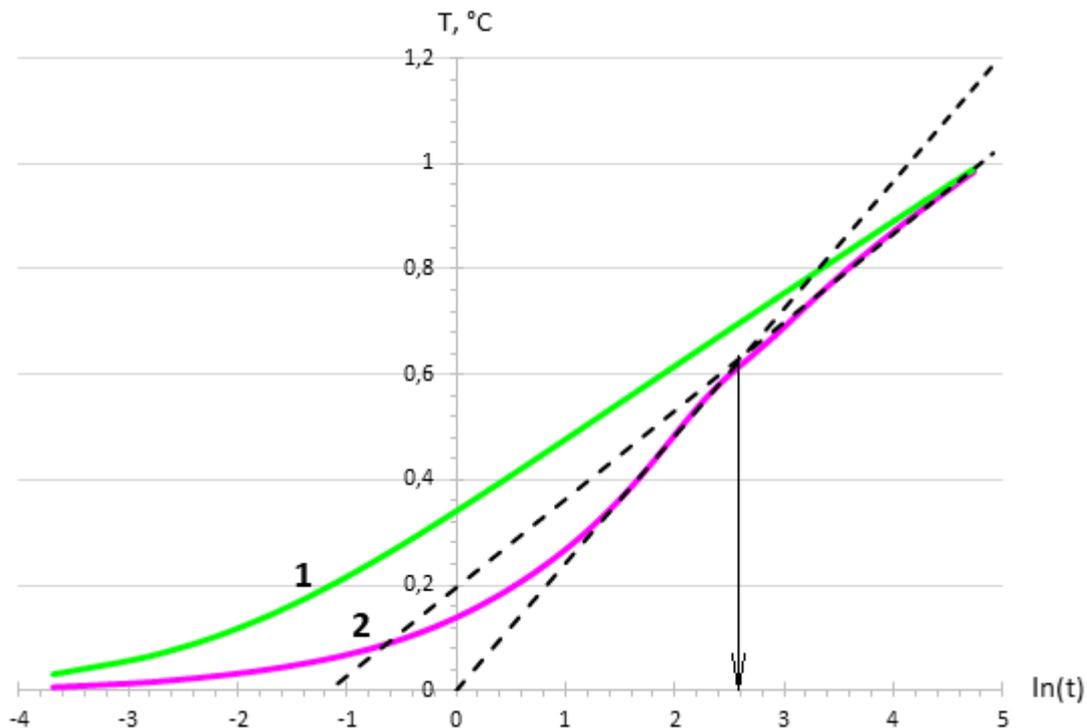


Рисунок 4.7 – Зависимость температуры в точке от $\ln(t)$ для угла охвата зоны неоднородности $\alpha=60^\circ$.

Шифр кривых: 1,2 – напротив однородной части пласта и участка неоднородности соответственно; пунктирные – аппроксимации двух прямолинейных участков.

По полученным данным видим, что методика численного и аналитического решения коррелируется, найденный аналитически радиус зоны неоднородности совпадает с численной моделью и равен 0.4м.

Далее рассмотрим распределение неоднородной зоны на основе промысловых данных, полученных при замерах многодатчикового распределенного по азимуту термометра.

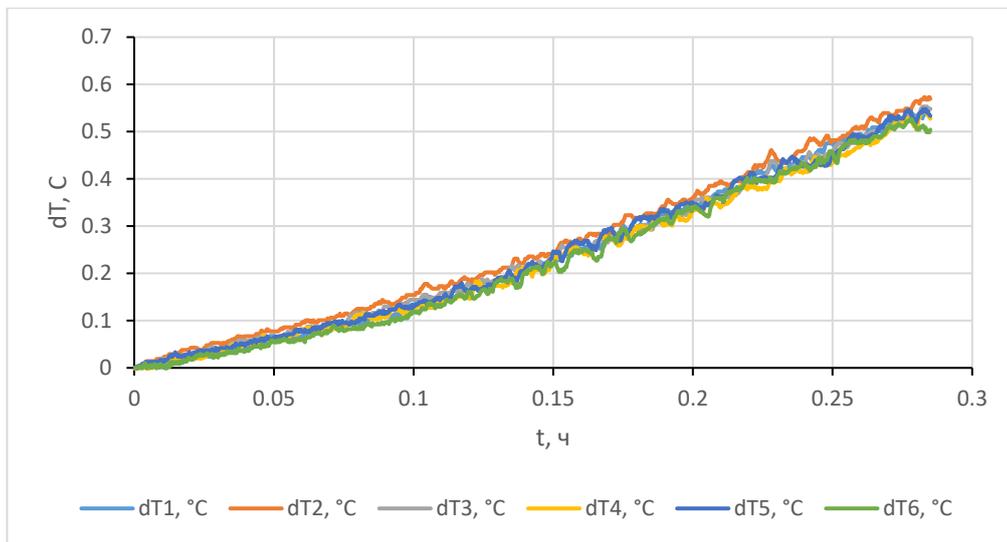


Рисунок 4.8 – Зависимость изменения температуры от времени для шести датчиков, использованных при измерении. Каждому цвету кривой соответствует один датчик.

Для каждого из датчиков находим условно прямолинейные участки и строим линейный аппроксимирующий полином, в точке пересечения двух кривых находим время, необходимое для расчета радиуса неоднородности.

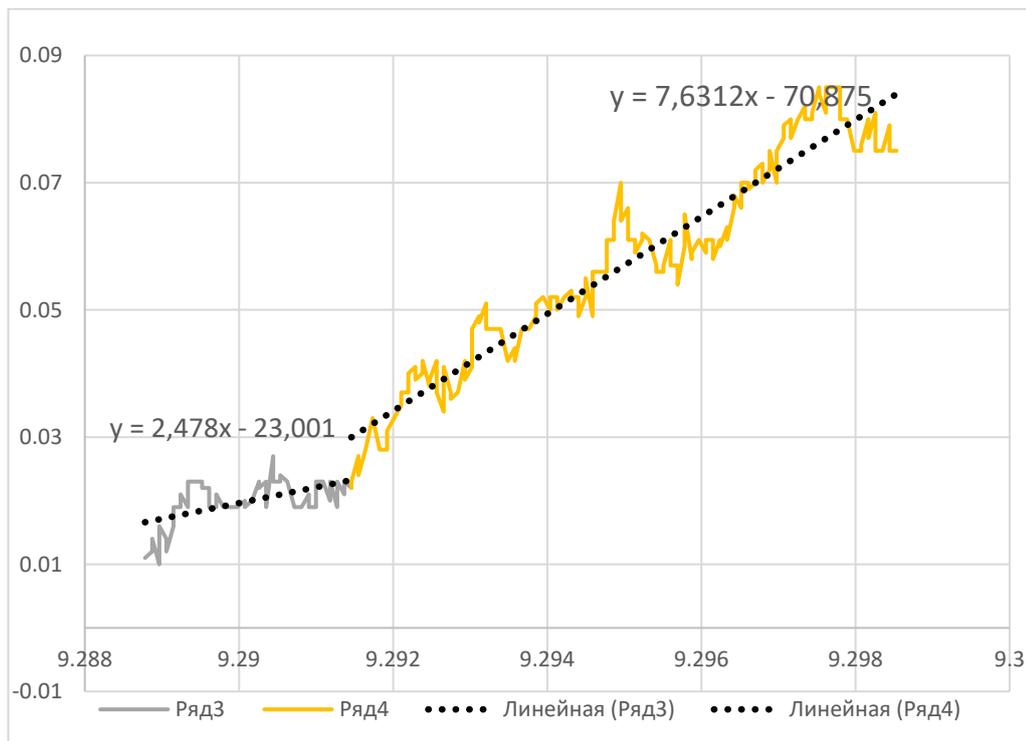


Рисунок 4.9 – Зависимость изменения температуры от $\ln(t)$ для первого датчика, использованного при измерении. Шифр кривых: 1,2 – выбранные участки, пунктирные – аппроксимации двух прямолинейных участков.

На основе аналитической методики была найдена зона с нарушенной проницаемостью. На рисунке представлено азимутальное распределение неоднородной зоны пласта.

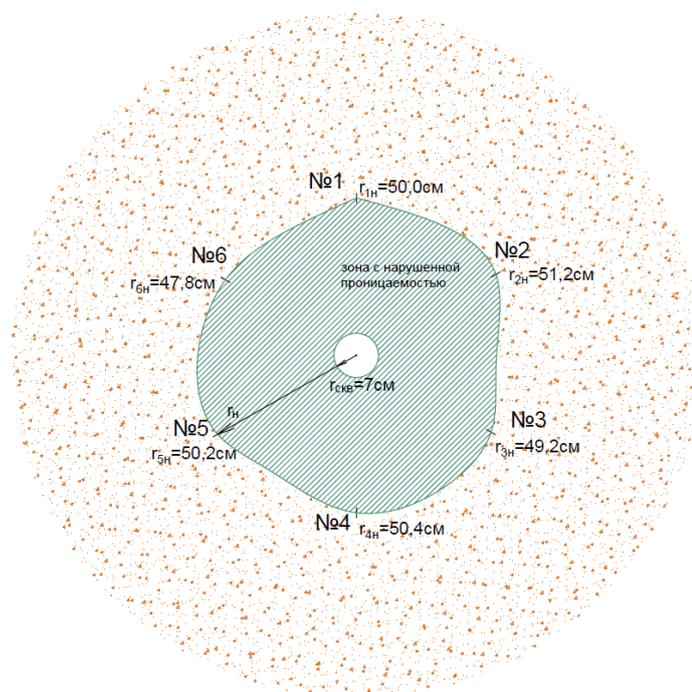


Рисунок 4.10 – Азимутальное распределение неоднородной зоны пласта для шести датчиков

4.2. Выводы по четвертой главе

Исходя из рассмотренных примеров, можно предложить потенциальные области применения рассмотренных математических моделей:

1. Оценка поинтервальных дебитов в неоднородных по проницаемости многопластовых системах.
2. Возможна оценка размеров неоднородной зоны в азимутальных направлениях по данным обработки азимутального распределения температуры в скважине с применением известной методики термозондирования.
3. Повышение достоверности решения задач методом термометрии при промысловых исследованиях неоднородных пластов большой толщины.

4. Разработанные математические модели могут быть использованы также при планировании исследований с использованием термометрии в неоднородных пластах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённые в диссертационной работе исследования позволяют сделать следующие основные выводы:

1. Разработаны и исследованы математические модели неизотермической двумерной двухфазной фильтрации с учетом термодинамических эффектов в неоднородных по проницаемости пластах, которые позволяют адекватно описывать процессы формирования температурного поля в сложно -построенных коллекторах.

2. Разработанные модели протестированы на известных аналитических решениях и коммерческих симуляторах, результаты которых показали хорошее согласование расчетных и аналитических решений, расхождение не превышает 2%.

3. Установлено, что при наличии радиально-азимутальной неоднородности по проницаемости в пласте, наблюдается немонотонная зависимость температуры от времени на выходе из пласта в области неоднородности от величины угла охвата области неоднородности с низкой проницаемостью. Наблюдаемая немонотонность возникает при временах не менее 0.5 часов после пуска скважины в работу.

4. Установлено, что наблюдается различный темп установления температуры в однородной и неоднородной областях (различие по проницаемости) в процессе вытеснения нефти водой. При сниженной проницаемости неоднородной зоны, ранний прорыв воды в более проницаемой зоне (однородная область) приводит к повышенному темпу изменения температуры относительно неоднородной в начальные моменты до прорыва воды, а в дальнейшем наблюдается снижение температуры.

5. Установлено, что учет неоднородности по проницаемости при измерении температуры в скважинах играет важную роль, поскольку существование зоны с нарушенной проницаемостью может привести к перетокам жидкости между слоями, что непосредственно влияет на скорость изменения температуры. Исследования в области радиально-азимутальной

неоднородности остаются актуальными и в некоторой мере недостаточно исследованными.

6. Показана возможность определения работающих интервалов и оценки профиля притока в пластах большой толщины с использованием разработанной математической модели при двухфазной фильтрации.

7. Приведены результаты оценки размеров неоднородной зоны в азимутальном направлениях на основе известных методик с использованием данных азимутально-распределенных датчиков температуры.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
2. Ахметова О.В. Нестационарное температурное поле в слоисто-неоднородном ортотропном пористом пласте // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. Т. 2. - № 3. С.10-23.
3. Балакиров Ю.А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. – М.: Недра. - 1970.- 230 с.
4. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
5. Басниев К.С., Кочина И. Н., Максимов В. М.. Подземная гидромеханика. - М., Недра. - 1993. - 416 с.
6. Бочков А. С. Термогидродинамические особенности фильтрации флюидов при анизотропном распределении проницаемости в призабойной зоне пласта: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук: 01.04.14, 25.00.10. - Уфа. 2011. – 146 с.
7. Буевич А.С., Валиуллин Р.А., Хизбуллин Ф.Ф. Экспериментальные исследования некоторых термодинамических процессов для жидкостей. // Физико-химическая гидродинамика: Межвузовский сборник,-Уфа: Баш.гос.унив-т. - 1980.- с.56- 60
8. Булгакова Г.Т., Халиков Г.А. Исследование осесимметричного течения при локальном разгазировании нефтяных залежей. // БашГУ. УДК 622 241: 532.546.001.246. - 1979 г.
9. Валиуллин Р.А., Антонов А.Н., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Шарафутдинов Р.Ф. Температурный каротаж скважин при контроле разработки нефтяных скважин // В кн.:14 Губкинские

чтения “ Развитие идей И.М. Губкина в теории и практике нефтегазового дела”, г.Москва, 15-17 октября. – 1996. - с. 130-131.

10. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф. Особенности переходных температурных полей при компрессорном опробовании скважин и пластов // Нефть и газ, №1.- 1998.- с.29-34.

11. Валиуллин Р.А., Зимовец А.М., Садретдинов А.А., Шарафутдинов Р.Ф., Бочков А.С. Влияние азимутальной неоднородности распределения изотопов в призабойной зоне пласта на показания гамма-каротажа // Тверь: Каротажник. - 2007, выпуск 163. - с. 88-92.

12. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Особенности термометрии нефтяных скважин при выделении газа в пласте. / В кн. Геофизические исследования в нефтяных скважинах./ Труды ВНИИНПГ, вып. 20, 1990, с.78-84.

13. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. - Уфа: БашГУ. -1992.- 168 с.

14. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами. // Механика жидкости и газа. Изв. РАН. - 1994. № 6. - с. 113-117.

15. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. Изд-е Башкирск. Ун-та. – Уфа, 1998. – 116 с.

16. Валиуллин Р.А. Рамазанов А.Ш. Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия многофазных потоков. Уфа, изд-во БашГУ. - 1995г.

17. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А., Бочков А.С. Исследование радиально – углового распределения температуры при неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды //ПМТФ, 2008. т. 49, № 6, С. 124-130.

18. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Кулагин О.Л. Экспериментальное изучение термодинамических эффектов в газожидкостных

системах. // Физико-химическая гидродинамика: Межвузовский сборник. -Уфа : Башк.гос.унив-т. -1995.- с.13-18.

19. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. – М.:Недра. - 1978. – 216 с.

20. Владимиров И.В. Расчет температурных полей при закачке холодной воды в нагнетательную скважину // Нефтепромысловое дело. – 2003. - №7. – с.25-28.

21. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки// М.: Недра, 2002, 639 с.

22. Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В., Новиков А.В. Исследование термогидродинамических процессов при многофазной фильтрации флюидов к скважине в техногенно-измененном пласте со вторичным вскрытием с целью определения параметров околоскважинной зоны. SPE-181964, Москва: Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, 2016.

23. Гиматудинов Ш.К. и др. Физика нефтяного и газового пласта.- М.: Недра. - 1982.-308 с.

24. Давлетшин Ф.Ф. Исследование нестационарных термогидродинамических процессов в пласте с трещиной гидроразрыва применительно к скважинной термометрии: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук: 1.3.14. - Уфа. 2021. – 136 с.

25. Дворкин И.Л., Бувеч А.С., Филиппов А.И. Коханчиков А.И., Назаров В.Ф., Закусило Г.А. Термометрия действующих нефтяных скважин // Пособие по методике измерений и интерпретации. - Деп.ВНИИОЭНГ. - 1976, №305.- 43с.

26. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. М.: Недра. - 1991.

27. Закиров М.Ф. Исследование нестационарных термогидродинамических процессов в системе горизонтальная скважина – пласт // Автореферат кандидатской диссертации. Уфа. - 2006.

28. Злобин А.А., Лебедев С.В., Юшков И.Р. Определение главных осей анизотропии пустотного пространства горных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 8. С. 66-70.
29. Иванова Л.В. , Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. - №1. – с.268-284.
30. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Моделирование переходных температурных процессов в пласте при отборе и закачке жидкости // Вестник академии наук республики Башкортостан. - 2017. Т. 24. - №3. С. 84-91.
31. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Исследование неизотермической двумерной фильтрации в слоистом пласте // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2022. № 75. С. 100-112.
32. Исламов Д.Ф. Исследование термогидродинамических процессов в прискважинной зоне неоднородных пластов: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук: 1.3.14. - Уфа. 2022. – 148 с.
33. Казакова Т.Г. Моделирование вытеснения нефти в многопластовой неоднородной по проницаемости системе коллекторов в условиях неизотермической фильтрации // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010 №7. - с. 38-41.
34. Канафин И.В. Исследование нестационарных тепловых полей при разгазировании нефти в многопластовой системе применительно к термометрии скважин: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук: 1.3.14. - Уфа. 2020. – 101 с.
35. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Ижевск. Институт компьютерных исследований. - 2003. - 26 с.

36. Кременецкий М.И. Исследование межпластовых перетоков жидкости и газа в скважине по данным термометрии. Автореферат кандидатской диссертации. МИНХ и ГП. - 1978.
37. Кузьмичев А.Н. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 01.02.05. Москва. 2015. – 118 с.
38. Лойцянский, Л. Г. Механика жидкости и газа. – М.: Дрофа. -2003 – 840 с.
39. Люшин С.Ф., Рассказов В.А., Шейх-Али Д.М. и др. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. - М.: Гостоптехиздат. -1961.
40. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2004. - с. 192-193.
41. Нагимов В.М. Исследование температурных полей в пластах в нестационарном поле давления: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 01.02.05. Уфа. 2016. – 147 с.
42. Назаров В.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А. и др. Способ определения интервалов заколонного движения жидкости в скважине. //А.С. №1476119. -1989.
43. Непримеров Н.Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. – Казань: Изд. КГУ. - 1978.
44. Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань, Издательство КГУ, - 1968.
45. Нестеренко М.Г., Клюкин С.С., Белов К.В. Использование термометрии для оценки интервала образования трещины после проведения гидроразрыва пласта. - М.: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство". Выпуск 10. - 2009. - с. 135-139

46. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. – М.: Недра. - 1984. – 232 с.
47. Патанкар С.В. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. - М.: Энергоатомиздат. – 1984.
48. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах. - Казань : Изд-во Казан.унив-та. - 1977.- 168 с.
49. Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф. Температурное поле в пласте после изменения дебита // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. /УГНТУ. - 2017. - №1. С.161-191.
50. Рамазанов А.Ш., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А., Шако В.В., Пименов В.П., Федоров В.Н., Белов К.В. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы // SPE 136256, доклад подготовлен к 2010 Российской нефтегазовой технической конференции и выставке, Москва, Октябрь 2010.
51. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. - М.: Недра. - 1976.
52. Рубинштейн Л. И. Температурные поля в нефтяных пластах. - М.: Недра. - 1972. - 276 с.
53. Садретдинов А.А. Неизотермическая фильтрация сжимаемого флюида в системе скважина-пласт: диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. - Уфа, 2012. – 125 с.
54. Салагаев В. Б., Валиуллин Р. А., Булгаков Р. Т. Математическое моделирование температурного поля в скважине при заданной геометрии перетока жидкости за колонной // ИФЖ. – 1990, Т. 58, № 1. Деп. в ВИНТИ 20.11.89, рег. № 6947 – В 89. - с. 153.
55. Самарский А.А. Теория разностных схем. - М.: Наука. – 1977.
56. Сулейманова, М. Д. О моделировании термогидродинамических процессов в неоднородных нефтегазовых пластах / М. Д. Сулейманова, Р. Ф.

Шарафутдинов // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. – 2022. – Т. 12, № 2. – С. 32-38. – EDN VOQROR.

57. Сулейманова, М. Д. Исследование распределения температуры в неоднородном пласте при фильтрации флюида с учетом термодинамических эффектов / М. Д. Сулейманова, Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин. — Текст : электронный // Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика / главный редактор А. Б. Шабаров. — Тюмень : ТюмГУ-Press, 2023. — Т. 9, № 1(33). — С. 6–21.

58. Сулейманова, М. Д. Исследование температурного поля в неоднородных по проницаемости пластах при двухфазной фильтрации / М. Д. Сулейманова, Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин. — Текст : электронный // Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2023. — Т. 9, № 4 (36). — С. 6–17.

59. Сучков Б.М. Оценка влияния дроссельного эффекта на изменение температурного режима работы скважины // Нефтепромысловое дело. - 1974. - № 9.

60. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. Балакиров Ю.А., М., Недра, 1970.

61. Теслюк Е.В., Розенберг М.Д. О неизотермической фильтрации многофазного потока и об учете термодинамических эффектов при разработке нефтяных месторождений // Тр.ВНИИнефть. -1965. - вып.42. - с.281-293.

62. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Балакиров Ю.А.М, изд-во «Недра». 1970 г., 192 стр.

63. Требин Г.Ф., Капырин Ю.Ф., Петухов. Экспериментальное изучение изменения температуры при дросселировании нефти // Тр.ВНИИ.- М.: Недра. - 1974, вып.49. - с.74-80.

64. Федоров К.М., Шарафутдинов Р.Ф. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. - 1989. № 5. - с. 78-85
65. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов. – Саратов, Изд.Саратов.унив.. - 1989. - 116 с.
66. Фунг Ван Хай, Шамаев Г.А., Нуен Хыу Няп, Тю Ван Лыонг, Нгуен Ван Ту. Основные причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения "Белый Тигр" // Уфа: Башкирский химический журнал. - 2008. - т.15. №2. - с. 135.
67. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра. - 1989. – 190 с.
68. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. - М.: Недра. - 1965.-238 с.
69. Шакирова Л.Р., Шакиров Р.А., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. – Анализ состояния призабойной зоны пласта при вторичном вскрытии на основе термогидродинамических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". - №9. – 2010. - с.51-55.
70. Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Садретдинов А.А., Бочков А.С., Зимовец А.М. Моделирование распределения изотопов при радиально-азимутальной неоднородности проницаемости в призабойной зоне пласта // ИФ РИНЦ: НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». – 2007, - №7. - с.34-37.
71. Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А., Бочков А.С. Радиально-азимутальный неизотермический приток жидкости к скважине в условиях теплового воздействия // Теплофизика высоких температур. – 2011. - том 49, №1. - с.1-5.
72. Шарафутдинов Р.Ф., Бочков А.С., Шарипов А.М., Садретдинов А.А.. Фильтрация газированной нефти с фазовыми переходами в

неоднородной по проницаемости пористой среде// ПМТФ, 2017. Т.58, №2, С.98-102.

73. Шарафутдинов Т.Р. Исследование температурных полей в скважине с источниками тепла. Автореферат диссертации к.т.н. Уфа. - 2006.

74. Шилов А.А. Способ обработки призабойной зоны пласта индукционным высокочастотным нагревателем на каротажном кабеле // Интервал. - 2002. - №8(43).

75. App, J. F., Yoshioka, K. 2013. Impact of Reservoir Permeability on Flowing Sandface Temperatures: Dimensionless Analysis. *Spe Journal* **18** (4): 685-694. SPE-146951-PA. 10.2118/146951-PA.

76. Aslanyan A., Aslanyan I, Salamatin A., Karuzinm A., Fesina Y., Zaripov I., Skutin V., Zaaïma Al Ghafri, Mohamed Khalid Yarabi, Abdulaziz Ali Al-Maharbi. Numerical Temperature Modeling for Quantitative Analysis of Low-Compressible Fluid Production // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, 10-13 November 2014. P. 131–149.

77. Atkinson, P. G., Ramey, H. J., Jr. 1977. Problems Of Heat Transfer In Porous Media. Proc., SPE-6792-MS

78. Bear J. The Dynamics of Fluids in Porous Media, Dover Publications, Inc. - 1972.

79. Bejan A. Convective Heat Transfer, Wiley. - 2004.

80. Bourdet, D. 1985. Pressure Behavior of Layered Reservoirs With Crossflow. Proc., 10.2118/13628-MS.

81. Crone S., Bergins Ch. and Strauss K. Multiphase Flow in Homogeneous Porous Media with Phase Change Journal Transport in Porous Media .Issue Volume 49, Number 3. - 2002. - pp. 291-312.

82. Darcy, H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon / H. Darcy. – Paris: Victor Dalmont. - 1856.

83. Dawkrajai P., Analis A.R., Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D, Lake L.W. A comprehensive statistically-based method to interpret realtime owing measurements, DOE Report. - 2004.

84. Durlinsky L., Aziz K. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells. Final Reports, Stanford University, 2004. – 224 p
85. Duru O., Horne R.N. Combined Temperature and Pressure Data Interpretation: Applications to Characterization of Near-Wellbore Reservoir Structures // Paper SPE 146614. SPE ATCE. – Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011.
86. Duru O. Modeling of Reservoir Temperature Transients, and Parameter Estimation Constrained to a Reservoir Temperature Model. MS thesis, Stanford University, 2008. – 86 p.
87. Duru O. Reservoir Analysis and Parameter Estimation Constrained to Temperature, Pressure and Flowrate Histories. DP dissertation, Stanford University, 2011. – 399 p.
88. Edwardson, M. J., Girner, H. M., Parkison, H. R. et al. 1962. Calculation of Formation Temperature Disturbances Caused by Mud Circulation. *Transactions of the Society of Petroleum Engineers of Aime* **225** (4): 416-426.
89. Etefagh J. Natural convection in open-ended cavities with a porous obstructing medium / J.Etefagh, K.Vafai // *Int. J. Heat and Mass Transfer*. 1988. – vol. 31. – N4. –pp. 673-693.
90. Fedorov K. M. and Sharafutdinov R. F. Contribution to the theory of nonisothermal flow through porous media with phase transitions. *Journal Fluid Dynamics*. - pp. 721-727
91. Horne R.N., Shinohara K. Wellbore heat loss in production and injection wells. *J. Pet. Tech.* - 1979. - pp. 116-118.
92. Izgec, Kabir C.S., Zhu D., Hasan A.R. Transient fluid and heat flow modeling in coupled wellbore/reservoir systems. SPE 102070 presented at the SPE Annual Technical conference, San Antonio, Texas. - 2006.
93. LaForce, T., Ennis-King, J., Paterson, L. 2014. Semi-analytical solutions for nonisothermal fluid injection including heat loss from the reservoir: Part 1. Saturation and temperature. *Advances in Water Resources* **73**: 227-241.

94. Lai, F. C. Natural convection in horizontal porous layers with discrete heat sources / F.C. Lai, Y.S. Choi, F.A.Kulacki //AIAA paper. – 1988. - №659. – pp. 1-10.

95. Lefkovits, H. C., Hazebroek, P., Allen, E. E. et al. 1961. A Study of the Behavior of Bounded Reservoirs Composed of Stratified Layers. *Society of Petroleum Engineers Journal* **1** (01): 43-58. 10.2118/1329-g.

96. Li Z. Interpreting Horizontal Well Flow Profiles and Optimizing Well Performance by Downhole Temperature and Pressure Data. DP dissertation, Texas A&M University, 2010. – 190 p.

97. Lucia A., Voskov D., James S. C., Zaydullin R., Henley H. 2013. Fully compositional and thermal reservoir simulations efficiently compare EOR techniques // SPE Unconventional Resources Conference (5–7 November 2013, Calgary, Alberta, Canada). Paper SPE-167184-MS.

98. Mao, Y. Fracture diagnostic using distributed temperature measurements during stimulation fluid flow-back / Y. Mao, M. Zeidouni, C. Godefroy, M Gysen // SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium (9-10 April, Oklahoma City, Oklahoma, USA). – 2019. – Paper SPE-195221-MS.

99. Mehdi Bahonar, Jalel Azaiez, Zhangxing John Chen. Transient Nonisothermal Fully Coupled Wellbore/Reservoir Model for Gas-Well Testing, Part 1: Modelling. – SPE 149617-PA, 2011, pp. 178-198.

100. Meyer, B.R. Heat transfer in hydraulic fracturing / B.R. Meyer // SPE Production Engineering. – 1989. – Vol. 4. – № 4. – Pp. 423-429.

101. Muradov, K., Davies, D. 2012. Early-time Asymptotic, Analytical Temperature Solution for Linear Non-adiabatic Flow of a Slightly Compressible Fluid in a Porous Layer. *Transport in Porous Media* **91** (3): 791-811. 10.1007/s11242-011-9873-z.

102. Muradov, K., Davies, D. 2012. Temperature transient analysis in horizontal wells: Application workflow, problems and advantages. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **92-93**: 11-23. 10.1016/j.petrol.2012.06.012.

103. Muradov, K. M., Davies, D. R. 2011. Novel Analytical Methods of Temperature Interpretation in Horizontal Wells. *SPE J.* **16** (3): 637-647. SPE-131642-PA.
104. Muradov K. Temperature Modeling and Real-time Flow Rate Allocation in Well with Advanced Completion. DP dissertation, Heriot-Watt University, 2010. – 210 p.
105. Nield D.A., Bejan A. Convection in Porous Media, Springer. - 1999.
106. Numerical Methods in Heat Transfer: vol. 3 / ed. by R.W. Lewis, K. Morgan. - Chichester, West Sussex, England: John Wiley & Sons Ltd, 1985. – 294 p.
107. Onur M., Cinar M. Temperature Transient Analysis of Slightly Compressible, Single-Phase Reservoirs. Paper SPE 180074 presented at the SPE ATCE, Vienna, Austria, 30 May-2 June (2016).
108. Palabiyik Y., Tureyen O.I., Onur M., Deniz M. A Study on Pressure and Temperature Behaviors of Geothermal Well in Single-Phase Liquid Reservoir. Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 11-13 February, 2013, pp.83-97.
109. Prasad, V. Mixed convection in horizontal porous layers heated from below. SPE 20769 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX. - 1995.
110. Prasad, V. Thermal convection in a rectangular cavity filled with a heatgenerating, Darcy porous medium / V. Prasad // ASME J. Heat Transfer. – 1988. – vol. - N 2. – p. 134–142.
111. Prenskey, Stephen. 1999. Temperature Measurements in Boreholes - An Overview of Engineering and Scientific Applications.
112. Ramazanov A.Sh., Nagimov V.M. Analytical model for the calculation of temperature distribution in the oil reservoir during unsteady fluid inflow, Oil and Gas Business Journal. - 2007.

113. Ramazanov A.Sh., Parshin A.V. Temperature distribution in oil and water saturated reservoir with account of oil degassing, *Oil and Gas Business Journal*. - 2006.
114. Ramey H.J. Jr. Wellbore heat transmission. *JPT*. - 1962. - p. 435.
115. Ribeiro P.M., Horne R.N. Pressure and Temperature Transient Analysis: Hydraulic Fractured Well Application. *SPE Annual Technical Conference And Exhibition, ATCE, New Orleans, LA, 30 September 2013*, pp. 1763-1783.
116. Sagar R.K., Dotty D.R., Schmidt Z. Predicting temperature profiles in a flowing well, *SPE 19702* presented at *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX*. - 1989.
117. Shiu K.C., Beggs H.D. Predicting temperatures in flowing oil wells, *J. Energy Resources Tech*, - 1989. - pp. 1-11.
118. Sui W, Zhu D, Hill A.D. & Ehlig – Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements. Paper *SPE 116270* presented at the *SPE ATCE, Denver, Colorado, USA, 21-24 September (2008)*.
119. Sui, Weibo, Zhu, Ding, Hill, A. D. et al. 2008. Model for Transient Temperature and Pressure Behavior in Commingled Vertical Wells. *Proc., SPE-115200-MS*,
120. Sui, W., Ehlig-Economides, C., Zhu, D. et al. 2012. Determining Multilayer Formation Properties From Transient Temperature and Pressure Measurements. *Petroleum Science and Technology* 30 (7): 672-684.
121. Sumnu-Dindoruk, D., Dindoruk, B. 2008. Analytical solution of nonisothermal Buckley-Leverett flow including tracers. *Spe Res Eval & Eng* 11 (3): 555-564. *SPE-102266-PA*.
122. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh. A research into thermal fields in fluid-saturated porous media, *Elsevier* 148, - 2004. - pp. 72-77.
123. Valiullin R., Ramazanov A., Sadretdinov A., Sharafutdinov R, Shako V., Sidorova M., Kryuchatov D. Field Study of Temperature Simulators Application for Quantitative Interpretation of Transient Thermal Logging in a Multipay Well.

SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14-16 October 2014, pp.46-58.

124. Wang Z. The Uses of Distributed Temperature Survey (DTS) Data. DP dissertation, Stanford University, 2012. – 231 p

125. Whitson and Belery. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs, paper SPE 28000, presented at the 1994 University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa. - 1994.

126. Yoshida N. Temperature Prediction Model for Horizontal Well with Multiple Fractures in Shale Reservoir. MS thesis, Texas A&M University, 2013. – 143 p

127. Yoshioka K. Detection of water or gas entry into horizontal wells by using permanent downhole monitoring systems, Ph.D. thesis, Texas A and M University, Department of Petroleum Engineering. - 2007

128. Zhang H. Modeling of Multiphase Flow in the Near-Wellbore Region of the Reservoir Under Transient Conditions. DP dissertation, Texas A&M University, 2010. – 211 p