

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

На правах рукописи

Кряжев

КРЯЖЕВ ЯРОСЛАВ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОЦЕССА
НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ**

Специальность 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:

доктор физико-математических наук,

доцент

Шевелёв Александр Павлович

Тюмень – 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. НЕУСТОЙЧИВОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ	9
1.1. Трудно извлекаемые запасы углеводородов	9
1.2. Неустойчивое вытеснение	9
1.3. Методы разработки высоковязких нефтей	12
1.3.1. Закачка пара	13
1.3.2. Закачка горячей воды	14
1.3.3. Пароциклическая обработка	14
1.3.4. Парогравитационный дренаж	15
1.3.5. Внутрипластовое горение	15
1.3.6. Полимерное заводнение	16
1.3.7. Использование малосоленой воды	17
1.4. Исследование и анализ неустойчивого вытеснения	19
1.4.1. Использование ячейки Хеле-Шоу	19
1.4.2. Моделирование на микроуровне	24
1.4.3. Моделирование на макроуровне	29
1.4.4. Критериальный анализ	34
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ПРИБЛИЖЕНИИ	37
2.1. Математическая модель вытеснения нефти водой	37
2.2. Метод определения возникновения неустойчивости фронта вытеснения	44
2.3. Модельный расчет	50
ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТРЕХФАЗНОЙ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ	63
3.1. Основные уравнения трехфазной неізотермической фильтрации	64
3.2. Замыкающие соотношения для модели трехфазной неізотермической фильтрации	68

3.3. Обезразмеривание системы уравнений	80
ГЛАВА 4. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСЬЮ.....	85
4.1. Алгоритм расчета полей давления, температуры и насыщенных фаз при неизотермической фильтрации нефти, воды и пара	85
4.2. Влияние критического числа A на распределение полей давления, температуры и насыщенности фаз при численном моделировании трехфазной неизотермической фильтрации.....	94
4.3. Верификация разработанной модели вытеснения нефти пароводяной смесью	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Для анализа разработки месторождений углеводородов важной задачей является детальное понимание физических процессов, сопровождающих добычу, а также выявление факторов, влияющих на устойчивость фронта вытеснения. Одним из наиболее распространенных методов интенсификации добычи нефти и газа является закачка в пласт различных вытесняющих агентов, таких как вода и газ. Этот процесс позволяет повысить коэффициент извлечения углеводородов, однако он сопровождается различными гидродинамическими явлениями, оказывающими влияние на устойчивость фронта вытеснения.

В процессе вытеснения могут наблюдаться два основных типа: устойчивое вытеснение, при котором фронт вытесняющего агента движется стабильно и располагается непосредственно перед вытесняемым флюидом, и неустойчивое вытеснение, характеризующееся возникновением гидродинамических неравномерностей. Особенно выражен неустойчивый характер вытеснения в условиях разработки трудноизвлекаемых запасов, таких как высоковязкие нефти или нефтяные оторочки. В этих случаях в зоне контакта вытесняющего агента и углеводородов могут образовываться так называемые «языки», что приводит к преждевременному прорыву вытесняющего агента к добывающим скважинам и снижению эффективности разработки.

Исследование устойчивости фронта вытеснения в таких условиях приобретает особую актуальность, так как позволяет оптимизировать процесс добычи и минимизировать нежелательные эффекты преждевременной обводненности продуктивных пластов. Для этого необходимо выявить ключевые параметры системы "порода-флюид-система разработки", которые оказывают наибольшее влияние на устойчивость фронта, и определить методы их регулирования. Это может включать варьирование состава и физических характеристик вытесняющего агента, изменение условий закачки и другие

методы, направленные на стабилизацию фронта вытеснения и повышение коэффициента извлечения углеводородов.

Таким образом, изучение устойчивости фронта вытеснения при закачке в пласт вытесняющих агентов является важным направлением научных исследований, направленных на совершенствование методов разработки месторождений и повышение эффективности извлечения углеводородов из сложных геологических условий.

Целью является разработка методики исследования устойчивости процессов изотермического и неизотермического вытеснения нефти высокоподвижным флюидом.

Задачи:

1. Формулировка физико-математической модели изотермического процесса вытеснения нефти высокоподвижным флюидом в пористой среде с учетом гравитационных и капиллярных сил.

2. Критериальный анализ устойчивости фронта вытеснения нефти высокоподвижным флюидом в поле гравитационных и капиллярных сил.

3. Разработка физико-математической модели неизотермического вытеснения нефти двухфазным флюидом с учетом уравнения состояния Лихачева-Фогельсона и корреляций Эйнштейна для вязкостей фаз.

4. Численное решение задачи трехфазной неизотермической фильтрации для определения границы водонефтяного фронта.

5. Разработка критерия возникновения и эволюции теплового фронта

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Методика критериального исследования устойчивости фронта вытеснения нефти высокоподвижным флюидом в пористой среде с учетом капиллярных и гравитационных сил в изотермическом случае, позволяющая проводить оценку вероятности преждевременного прорыва вытесняющей фазы (*пункты: 1. Фундаментальные, теоретические и экспериментальные исследования молекулярных и макросвойств веществ в твердом, жидком и газообразном состоянии для более глубокого понимания явлений,*

протекающих при тепловых процессах и агрегатных изменениях в физических системах; 6. Теория подобия теплофизических процессов; 8. Численное и натурное моделирование теплофизических процессов в природе, технике и эксперименте, расчет и проектирование нового теплотехнического оборудования).

2. Трехфазная двухкомпонентная физико-математическая модель неизотермического вытеснения нефти пароводяной смесью в пористой среде с использованием уравнения состояния Лихачева-Фогельсона и корреляций Эйнштейна для вязкостей фаз, дающая возможность определить границу паронефтяного фронта (пункты: 1; 7. Теоретическая и техническая термодинамика, теорию фазовых переходов при горении в гетерогенных системах; 8).

3. Критерий возникновения и эволюции теплового фронта, характеризующий отношение интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в насыщенную пористую среду с теплоносителем (пункты: 1; 6; 8).

Научная новизна:

1. Разработан комплекс критериев, описывающих устойчивость фронта вытеснения нефти высокоподвижным флюидом при изотермическом приближении в пористой среде с учетом капиллярных и гравитационных сил в рамках единой методики, показавший, что даже при превышении соотношения подвижностей единицы при малых скоростях возможен устойчивый режим вытеснения.

2. Создана физико-математическая модель фильтрации нефти, воды и пара с учетом радиальной симметрии, использующая в качестве замыкающих соотношений уравнение состояния Лихачева-Фогельсона и корреляции Эйнштейна для вязкостей фаз.

3. На основе перехода в безразмерное пространство для созданной физико-математической модели фильтрации нефти, воды и пара в цилиндрической системе координат выделено 15 безразмерных переменных и

3 новых комплексов подобия, характеризующих особенности тепломассопереноса в пористой среде.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическую значимость работы составляют:

1. Модифицированный подход Баклея-Левретта позволяет учесть влияние капиллярных и гравитационных сил на динамику фронта вытеснения нефти.

2. В рамках развития представлений о вытеснении нефти смесью воды и пара предложена новая физико-математическая модель такого процесса, позволяющая восстанавливать границы фронтов вытеснения нефти.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработанная методика критериального исследования устойчивости фронта вытеснения нефти высокоподвижным флюидом в пористой среде позволяет определить параметры флюидов и режима работы скважины без возникновения преждевременных прорывов вытесняющего агента.

2. Предложенный критерий возникновения и эволюции теплового фронта позволяет определять минимальный расход пара, необходимый для инициации процесса распространения теплового поля в пористой среде.

Достоверность полученных результатов обеспечивается за счет применения фундаментальных уравнений механики многофазных сред при математическом моделировании рассматриваемых процессов; физической и математической непротиворечивости в рамках физических законов; а также согласования с литературными экспериментальными данными.

Апробация работы. Основные положения и результаты, представленные в диссертации, докладывались на следующих конференциях: Международный научно-технический семинар «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (Тюмень, 2019), Всероссийская конференция «X Школа-семинар молодых ученых по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса» (Тюмень, 2023), Международная научная конференция студентов, аспирантов и

молодых учёных «Ломоносов-2024» (Москва, 2024), Всероссийская конференция «XI Школа-семинар молодых ученых по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса» (Тюмень, 2024), Международная научно-практическая конференция имени Д. И. Менделеева (Тюмень, 2024), Международная научно-практическая конференция «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2024).

Личный вклад

Результаты, изложенные в диссертационной работе, получены автором лично или в соавторстве при его непосредственном участии. Автором было получено решение всех поставленных задач и проведен анализ полученных результатов. Автором была проведена работа по подготовке статей для публикаций в научных журналах и докладов для представления на российских и международных конференциях.

Публикации

Основные результаты по теме диссертации изложены в 8 научных работах, в том числе 1 научная статья в рецензируемом научном издании, входящем в базу данных Chemical Abstracts, 1 – в журнале, входящем в базу данных Scopus, 2 – в журнале, входящем в перечень ВАК (К2), 4 – в изданиях, входящих в РИНЦ. Получены свидетельства о государственной регистрации 3 программ для ЭВМ.

Объем и структура работы.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Общий объем составляет 120 страниц, 61 рисунок, 9 таблиц. Список литературы состоит из 112 источников.

ГЛАВА 1. НЕУСТОЙЧИВОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ

1.1. Трудно извлекаемые запасы углеводородов

В настоящее время традиционные запасы «легкодоступной» нефти постепенно истощаются, из-за чего все более актуальным становится разработка трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ), доля которых в России может составлять до 60 % [1]. ТРИЗ характеризуются сложными геологическими условиями залегания и особенными физико-химическими свойствами нефти.

К трудно извлекаемым запасам нефти обычно относят: высоковязкие нефти [2, 3], нефти в низкопроницаемых коллекторах, месторождения в глубокозалегающих пластах, остаточные запасы выработанных месторождений, нефтяные оторочки, битумы и сверхтяжелые нефти [4, 5].

Особенность таких запасов заключается в том, что стандартные методы добычи, применяемые для традиционной лёгкой нефти, оказываются неэффективными. Для извлечения труднодоступной нефти требуются специальные технологии [6], такие как гидроразрыв пласта (ГРП), термические методы (закачка пара, горячей воды), химические методы (применение полимеров, поверхностно активных веществ). Эти методы позволяют повысить продуктивность скважин, но одновременно увеличивают себестоимость добычи и воздействие на окружающую среду.

В рамках данной работы большее внимание будет сосредоточено на особенностях добычи высоковязких нефтей, для которых свойственно неустойчивое вытеснение при заводнении пластов.

1.2. Неустойчивое вытеснение

Неустойчивое вытеснение нефти — это явление, при котором фронт вытесняющей фазы (например, воды или газа) теряет устойчивость и образует разветвлённую структуру, часто называемую «языками» (рисунок 1.1). Этот процесс связан с различным действием вязкостных, капиллярных, гравитационных сил на флюиды в процессе их фильтрации через пористую среду [7, 8]. Такой тип вытеснения характеризуется образованием застойных

зон, где остается значительное количество нефти, и снижением общей эффективности вытеснения [9].

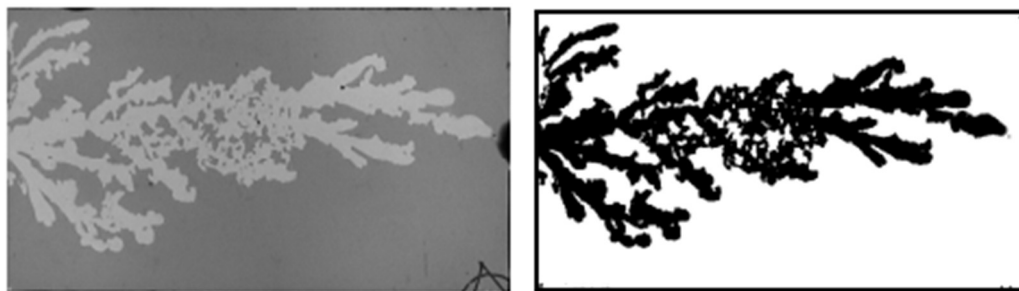


Рисунок 1.1. Снимок неустойчивого фронта вытеснения

«Языки» обводненности возникают вследствие неустойчивости Саффмана–Тейлора [10]. Она наблюдается, когда менее вязкая фаза вытесняет более вязкую в условиях ограниченного пространства, например, в ячейке Хеле-Шоу [11] или в микроканалах [12]. Визуализация этого процесса показывает, что вместо равномерного движения фронта вытеснения наблюдается его разрушение и появление тонких выступов, которые проникают внутрь области с более вязкой фазой [13].

В работе [14] рассматривается поршневое вытеснения, когда перед фронтом находится только вытесняющая жидкость, а за фронтом – вытесняемая. Проанализировав фильтрационные скорости флюидов, которые были записаны через уравнения Дарси, было показано, что фронт вытеснения неустойчивый в том случае, когда вытесняемая жидкость менее подвижна чем вытесняющая, а градиент давления за фронтом вытеснения выше, чем градиент давления перед фронтом (рисунок 1.2).

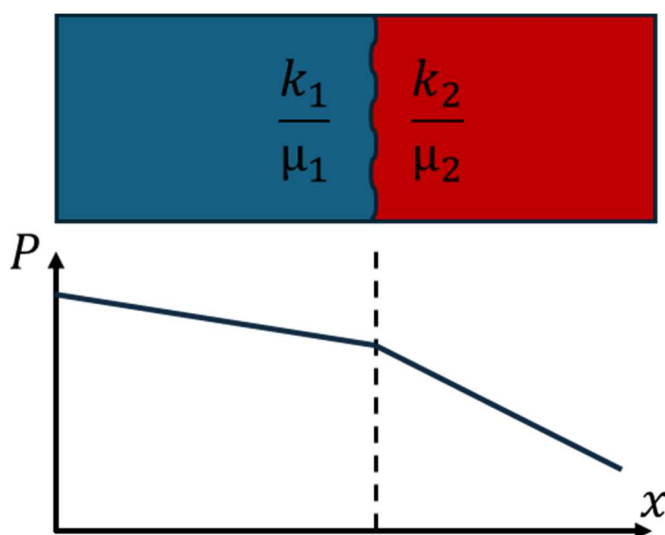


Рисунок 1.2. Схематичное изображение поршневого вытеснения и изменения давления в зависимости от координаты

Помимо разницы в вязкостях фаз большое влияние на устойчивость оказывает действие капиллярных сил, которое определяется типом смачиваемости породы и действием поверхностного натяжения [15, 16]. Так в гидрофобных породах наблюдается образование неустойчивого вытеснения нефти водой при меньшем отношении их вязкостей чем гидрофильных породах.

Также на образование «языков» вытесняющей фазы влияет геометрия и неоднородность порового пространства. Трещины, зоны с различной проницаемостью или микроканалы, создают условия для преимущественного распространения вытесняющей фазы. Исследования с использованием численного моделирования показали, что даже небольшие изменения в структуре пор могут значительно влиять на форму и динамику фронта вытеснения [17].

Современные исследования также демонстрируют, что взаимодействие между вязкостными и капиллярными силами определяет режим вытеснения. При высоких скоростях нагнетания доминируют вязкостные эффекты, приводящие к образованию «языков» [18]. При низких скоростях преобладают

капиллярные силы, вызывая более равномерное вытеснение. Эти режимы могут переходить друг в друга в зависимости от условий [16].

Существуют различные методы, направленные на борьбу с образованием неустойчивости фронтов вытеснения, которые направлены на:

1. Изменение отношения динамических вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз. В частности, добавление полимеров позволяет увеличить вязкость воды до значений, близких к вязкости нефти, что улучшает соотношение вязкостей и снижает развитие вязкой неустойчивости [19].
2. Изменение смачиваемости породы. Это достигается за счет применения поверхностно-активных веществ или использования малосоленой воды в качестве вытесняющего агента [8].
3. Оптимизация режимов нагнетания за счет изменения скорости закачки воды [20]. Циклическое изменение скорости вытеснения может стабилизировать фронт вытеснения [21].

1.3. Методы разработки высоковязких нефтей

Разработка высоковязких нефтей традиционным методом с использованием системы поддержания пластового давления за счет закачки в пласт воды дает неэффективный результат. Как правило, за счет образования неустойчивого вытеснения, фиксируется преждевременная обводненность добывающих скважин. Для решения этой проблемы необходимо использовать методы увеличения нефтеотдачи. Широкое распространение имеют два типа методов: тепловые и физико-химические методы.

В качестве тепловых методов используется закачка в пласт теплоносителя с целью увеличения подвижности нефти, к этим методам относятся закачка пара, закачка горячей воды, пароциклическая обработка, метод парогравитационного дренажа, внутрипластовое горение.

К физико-химическим методам можно отнести полимерное заводнение, нацеленное на улучшение соотношения подвижности нефти и вытесняемого

агента, закачка малосоленой воды, которая изменяет смачиваемость породы и уменьшает ее гидрофобность.

Далее более подробно будут рассмотрены приведенные методы с указанием их особенностей и недостатков.

1.3.1. Закачка пара

Метод заключается в нагнетании пара в пласт с целью снижения вязкости нефти за счет повышения температуры, что улучшает ее подвижность и способствует более полному вытеснению к добывающим скважинам [22, 23, 24]. Основным механизма действия – это теплопередача от пара к породе и насыщающим её флюидам за счет теплопроводности и выделения тепла при конденсации пара. При этом происходит снижение вязкости нефти, ее расширение, а также растворение лёгких фракций, что дополнительно повышает коэффициент вытеснения [25, 26].

Процесс закачки пара сопровождается формированием трёх характерных зон в пласте: зоны вытеснения нефти паром, зоны горячего конденсата и зоны, не охваченной тепловым воздействием. В каждой из этих зон происходят различные физико-химические процессы, взаимосвязанные между собой [27].

Эффективность данного метода зависит от ряда факторов: термодинамических условий пласта, свойств нефти, геологического строения коллектора, технологии закачки и режима контроля за распределением теплового поля. Особое значение имеет однородность коллектора — в низкопроницаемых зонах эффективность парового воздействия может сильно снижаться [28, 29].

Стоит отметить ряд недостатков метода: необходимость использования чистой воды, значительные энергозатраты, возможное снижение проницаемости пласта вследствие выноса песка или изменения физико-химических свойств породы [30], низкая эффективность на больших глубинах.

Одним из перспективных направлений развития паровых технологий является применение парогравитационного дренажа, который позволяет более

точно контролировать распространение пара в пласте и минимизировать потери тепла [31]. Так же существуют модифицированные технологии, позволяющие управлять равномерностью прогрева пласта, основанные на применении систем профильного контроля [32].

1.3.2. Закачка горячей воды

Метод заключается в закачке нагретой воды в пласт с целью снижения вязкости нефти и улучшения её подвижности [33, 34]. В отличие от паротепловой обработки, данный метод обеспечивает более равномерное распределение теплоносителя по пласту, что особенно важно на больших глубинах, где использование пара становится затруднительным.

Дополнительно, исследования [35] показали, что повышение температуры влияет не только на вязкость, но и на поверхностное натяжение между фазами, что также способствует улучшению характеристик вытеснения.

К недостаткам данного метода можно отнести большие энергетические затраты, высокие требования к качеству воды, ограниченная эффективность при очень высоких вязкостях нефти.

1.3.3. Пароциклическая обработка

Технология пароциклической обработки [36] включает в себя три основных этапа: закачка пара под высоким давлением и температурой, закрытие скважины на определённое время для равномерного распределения тепла в пласте, перевод скважины в режим добычи. При этом за счет прогрева пласта происходит снижение вязкости нефти, что обеспечивает её лучшую подвижность и увеличение дебита [37].

Этот метод особенно эффективен в условиях маломощных и труднодоступных пластов, где невозможно использование сложных технологий, таких как бурение горизонтальных скважин или многократный гидроразрыв пласта [38].

К недостаткам данного метода можно отнести большие энергетические затраты, негативное влияние на пласт (возможен вынос песка из песчаных

коллекторов или снижение проницаемости глинистых пород под действием тепла), ограниченная применимость в глубоких и сверхглубоких залежах [39].

1.3.4. Парогравитационный дренаж

Технология была разработана в Канаде и активно используется во многих других странах мира, включая Венесуэлу, США и Россию [40, 41]. Для применения этого метода используются две горизонтальные скважины, расположенные параллельно друг над другом на расстоянии 5–7 метров. Верхняя скважина служит для закачки пара под высоким давлением, что приводит к образованию паровой камеры, а нижняя — для отбора разогретой и разжиженной нефти.

Парогравитационный дренаж основан на использовании тепла, передаваемого пласту с помощью пара, что снижает вязкость нефти и обеспечивает ее гравитационный сток в добывающую скважину. Такой подход позволяет достигать высоких коэффициентов нефтеотдачи — до 60–70%. Однако эффективность метода напрямую зависит от ряда факторов, таких как мощность пласта, его литологических свойств, начальной температуры, наличия воды в пласте и других геолого-физических параметры [42, 43].

Численные и аналитические исследования [42, 44] позволяют оптимизировать параметры закачки пара, контролировать распространение паровой камеры и предсказывать динамику добычи. Это особенно важно при работе в условиях неоднородных коллекторов, где необходимо учитывать изменение теплофизических свойств пород.

Однако, как и в случае с другими тепловыми методами, парогравитационный дренаж имеет ряд недостатков: высокие энергетические затраты, сложности контроля за процессом и необходимость водоочистки.

1.3.5. Внутрислоевоe горение

Метод внутрислоевогo горения заключается в сжигании части углеводородов непосредственно в пласте с последующим использованием тепловой энергии для снижения вязкости нефти и увеличения её подвижности [45].

При внутрипластовом горении образуются компоненты, которые взаимодействуют с породой и нефтью. Такие процессы могут оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на фильтрационные свойства пласта, поэтому их необходимо учитывать при проектировании технологии.

Для эффективного применения этого метода необходимо использовать физико-математические модели, которые позволяют прогнозировать распространение зоны горения, распределение температуры и состав продуктов сгорания. Эти модели служат основой для оптимизации параметров процесса и выбора наиболее подходящих условий его реализации [46].

К числу основных трудностей относится сложность контроля за фронтом горения, а также необходимость точного прогнозирования теплофизических процессов. Кроме того, требуются значительные начальные инвестиции и строгое соблюдение экологических норм при организации процесса.

1.3.6. Полимерное заводнение

Рассматриваемый метод заключается в закачке в пласт водных растворов полимеров, что позволяет улучшить соотношение подвижностей вытесняемой и вытесняющей фаз и улучшить охват пласта вытеснением, что обеспечивает более высокий коэффициент нефтеизвлечения, по сравнению с традиционными методами заводнения [47]. Эффективность данного метода определяется рядом факторов: реологическими свойствами полимерного раствора, геологическим строением коллектора, режимом закачки и термобарическими условиями в пласте.

Использование полимеров с различной реологией значительно повышает эффективность добычи тяжёлой нефти. При одинаковой скорости закачки и эффективной вязкости, разные типы реологии (ньютоновская, псевдопластичная, а также жидкость с эффектами утолщения) оказывают различное влияние на нефтеотдачу [48].

Одна из основных целей полимерного заводнения – предотвращение образования «языков» обводнённости за счёт вытеснения нефти полимером

[49], который характеризуется большим значением динамической вязкости по сравнению с водой. Использование полимеров позволяет контролировать подвижность флюидов и стабилизировать фронт вытеснения [50, 51].

Оценка применения полимеров для вытеснения нефти показала, что этот метод оказывает меньшее негативное влияние на окружающую среду по сравнению с тепловыми методами. Это делает полимерное заводнение более устойчивым с точки зрения современных требований к «чистой» энергетике и снижению выбросов CO₂ [51].

Для эффективного применения рассмотренного метода на конкретных месторождениях необходимо прогнозирование и оптимизация процессов, происходящих в пласте с использованием математических моделей [52]

К недостаткам полимерного заводнения можно отнести высокую стоимость агентов закачки, возможность распада полимеров в пластовых условиях, сложности с управлением закачки высоковязкой жидкости в пласт, ограниченная эффективность при очень высоких вязкостях нефти.

1.3.7. Использование малосоленой воды

Суть метода заключается в снижении концентрации солей и растворенных твердых веществ в закачиваемой воде с целью улучшения физико-химического взаимодействия между пластовой водой, нефтью и породой-коллектором [53]. Основным механизмом действия малосолевой воды считается изменение смачиваемости поверхности породы, что приводит к уменьшению капиллярных сил и гидрофобизации, а также улучшению коэффициента вытеснения нефти [54].

Экспериментальные исследования показали, что метод малосолевого заводнения может применяться как при вторичной, так и при третичной разработке месторождений. При этом наблюдался прирост добычи нефти до 15% [55].

Важным аспектом является наличие оптимальной солёности закачиваемой воды: дальнейшее снижение концентрации солей ниже определённого уровня может не привести к дополнительному росту

нефтеотдачи. Кроме того, эффективность метода во многом зависит от начальных свойств коллектора. Например, в случае изначально гидрофильной поверхности породы изменение смачиваемости не играет ключевой роли в повышении добычи нефти.

В ряде работ рассматриваются различные схемы закачки малосоленой воды, включая добавление щелочи, которые позволяют дополнительно повысить эффективность вытеснения тяжелой нефти [55]. Эти исследования подтверждают, что комбинирование малосолевого заводнения с другими химическими реагентами может быть перспективным направлением для повышения нефтеотдачи.

Применение малосолевой воды в качестве агента вытеснения может значительно повлиять на распределение нефти в пористой среде, особенно при гетерогенной смачиваемости. Исследования на масштабе пор показали, что при использовании малосолевой воды в условиях гетерогенной смачиваемости достигается дополнительная добыча нефти за счет улучшения вытеснения в труднодоступных зонах [56].

К явным преимуществам рассмотренного метода можно отнести повышение нефтеотдачи без значительного увеличения затрат, эффективность даже при низкой проницаемости пласта, возможность сочетания с другими методами повышения нефтеотдачи.

К недостаткам технологии можно отнести необходимость точного подбора оптимальной солёности воды для конкретного месторождения, зависимость эффективности от исходных свойств коллектора (например, гидрофильности поверхности), относительно длительный период проявления результата (в некоторых случаях требуется около 500 дней для проявления эффекта) [54]. Также в настоящее время недостаточно изучены долгосрочные последствия закачки малосолевой воды, которые повлияют на состояние пласта.

Таким образом, были рассмотрены различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, включая закачку горячей воды и пара, пароциклическую

обработку, парогравитационный дренаж, внутрипластовое горение, а также применение полимеров и соленой воды. Стоит отметить что, каждый из рассмотренных методов тем или иным образом способствует улучшению соотношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов, что позволяет стабилизировать фронт вытеснения и повысить коэффициент извлечения нефти.

1.4. Исследование и анализ неустойчивого вытеснения

При несмешивающемся вытеснении одних флюидов другими формируется фронт вытеснения – граница раздела фаз. Эта граница является равномерной, устойчивой, когда вытесняющая фаза обладает меньшей подвижностью, чем вытесняемая. В противном случае наблюдается неустойчивое вытеснение, когда граница раздела будет деформироваться, и вытесняющая жидкость будет прорываться через вытесняемую, образуя так называемые «языки».

1.4.1. Использование ячейки Хеле-Шоу

Одним из способов исследования устойчивого и неустойчивого типов вытеснения является проведение экспериментов [57] по вытеснению в ячейке Хеле-Шоу (рисунок 1.3). Она представляет собой ячейку, состоящую из двух стеклянных пластин, между которыми находится фольга с неравномерной толщиной. В верхней стеклянной пластинке находятся отверстия, через которые поступает и откачивается жидкость. Ячейку Хеле-Шоу первоначально полностью заполняют вытесняемой жидкостью (нефтью), после чего проводят эксперименты по вытеснению. При этом можно измерять перепад давления, расход фаз и визуально фиксировать структуру границы раздела между флюидами. Образующие в процессе течения «языки» вытесняющей фазы могут быть количественно описано с помощью теории фракталов.

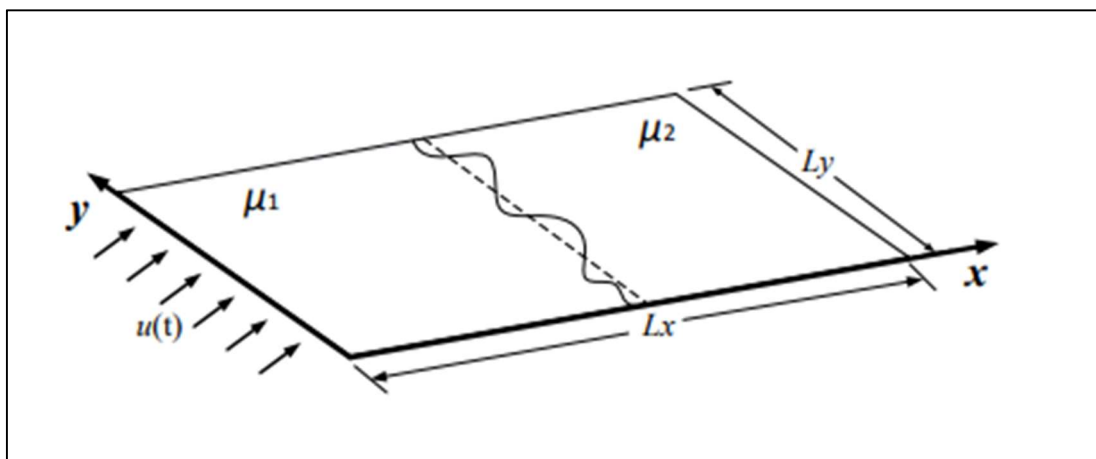


Рисунок 1.3. Схематичное изображение вытеснения в ячейке Хеле-Шоу

Для моделирования процессов фильтрации в нефтесодержащем пласте ячейку Хеле-Шоу также могут заполнять стеклянными шариками, тем самым создавая аналог скелета пористой породы.

В работах [11, 58] проводились эксперименты по вытеснению нефти водой и газом при постоянном перепаде давления. Экспериментальная установка (рисунок 1.4) состояла из компрессора (1), манометра (2), датчика давления (3), камеры для фиксации структуры «языков» (4), ячейки Хеле-Шоу (5), электронных весов (6) и персонального компьютера (7).

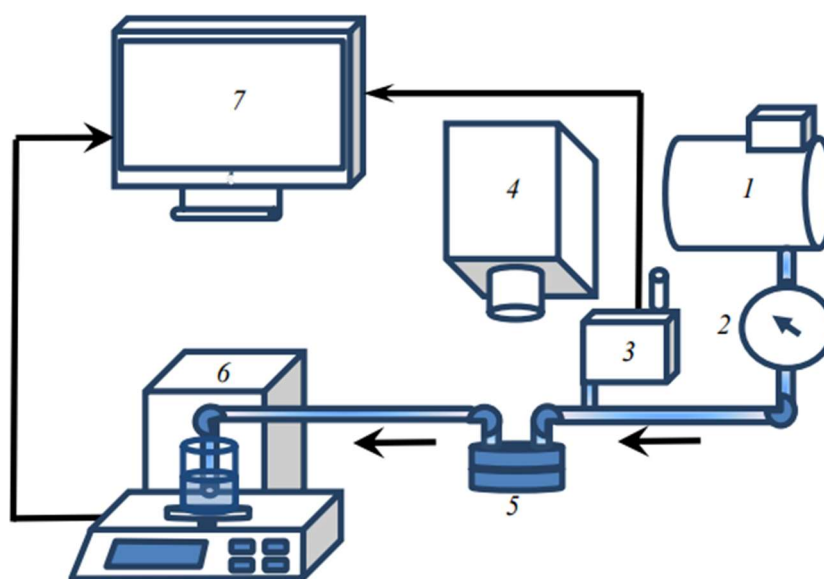


Рисунок 1.4. Схема установки для исследования вытеснения нефти в ячейке Хеле-Шоу

Результаты экспериментов показали:

1. С увеличением входного давления растёт эффективность вытеснения.
2. Вытеснение нефти водой показывает большую эффективность по сравнению с вытеснением нефти газом (воздухом), так как при вытеснении водной фазой образуются более широкие «языки» и охват вытеснением становится больше.
3. Структура течения при постоянном перепаде давления меняется как до, так и после прорыва. После выхода как газа, так и воды наблюдается локальное перераспределение давления, способствующее дополнительному извлечению нефти.
4. В ячейке Хеле-Шоу с использованием шариков распределение фаз при вытеснении сильно зависит от неоднородности пространственной структуры.

Интерес также вызывают исследования вытеснения в искривленных ячейках Хеле-Шоу (рисунок 1.5).

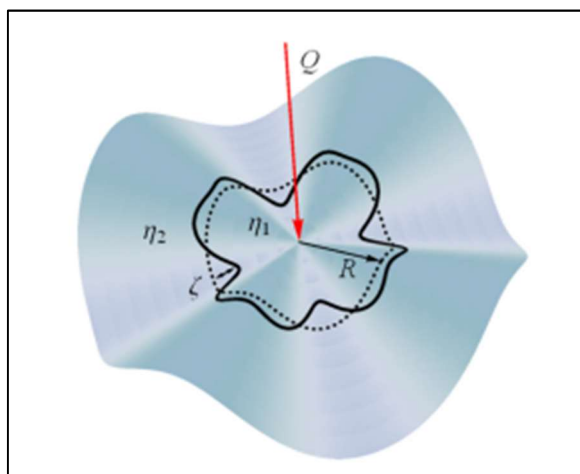


Рисунок 1.5. Схематичное изображение процесса вытеснения в искривленной ячейке Хеле-Шоу

В работе [59] было показано, что привычные представления об устойчивости фронта вытеснения могут существенно измениться, если использовать неплоские геометрии ячеек Хеле-Шоу.

Авторы разработали теоретическую модель на основе уравнения Дарси, усредненного по зазору, и использовали полярные координаты для описания движения жидкостей на искривленной поверхности.

В этом случае геометрия пространства, в которой происходит движение флюидов, может стать причиной неустойчивости фронта вытеснения, аналогично действию вязких и капиллярных сил. Так было показано, что неустойчивость возникает даже в случаях, для которых процесс вытеснения традиционно считается устойчивым (вязкость вытесняющей жидкости выше вытесняемой). Такой эффект в своей работе авторы объяснили тем, что при переходе от плоской геометрии к искривленной снижается стабилизирующее воздействие капиллярных сил, которые действуют на границе раздела фаз.

Стоит отметить, что на тип процесса вытеснения также оказывает влияние неоднородность проницаемости среды. Так в работе [60] было произведено численное моделирование вытеснения флюидов в ячейке Хеле-Шоу в которой толщина зазора между пластинами была непостоянной (рисунок 1.6).

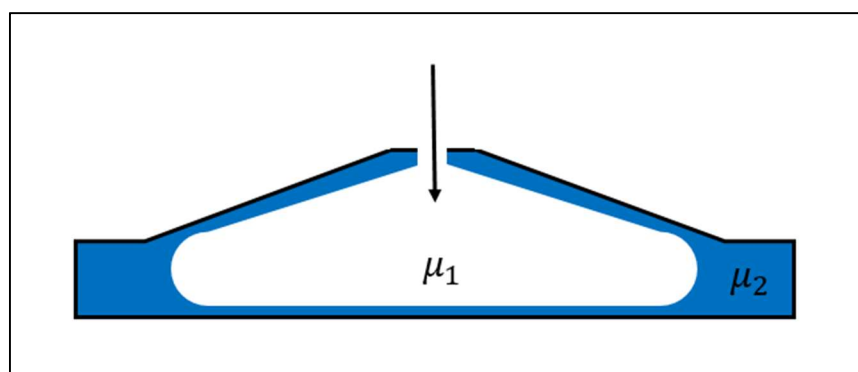


Рисунок 1.6. Схематичное изображение ячейки Хеле-Шоу с переменной толщиной (вид сбоку)

Численные эксперименты с постепенно сходящимися/расходящимися ячейками Хеле-Шоу позволили выявить основные эффекты, связанные с изменением ширины зазора, которые оказывали влияние на устойчивость межфазной границы. К ним относятся:

1. Стабилизация фронта за счет увеличения поперечной кривизны, которое приводит к повышению воздействия капиллярных сил.
2. Уменьшение подвижности жидкости около фронта вытеснения.

Влияние типа смачиваемости среды на устойчивость вытеснения в ячейке Хеле-Шоу было исследовано в работе [61]. При этом вода обладала значительно меньшей динамической вязкостью, чем нефть. В гидрофобной среде при фильтрации наблюдалось формирование 1–2 основных «языка» с маленькими боковыми ответвлениями (рисунок 1.7), в гидрофильной среде формируется более разветвленная структура «языков», при которой сохраняется множество отдельных каналов (рисунок 1.8).

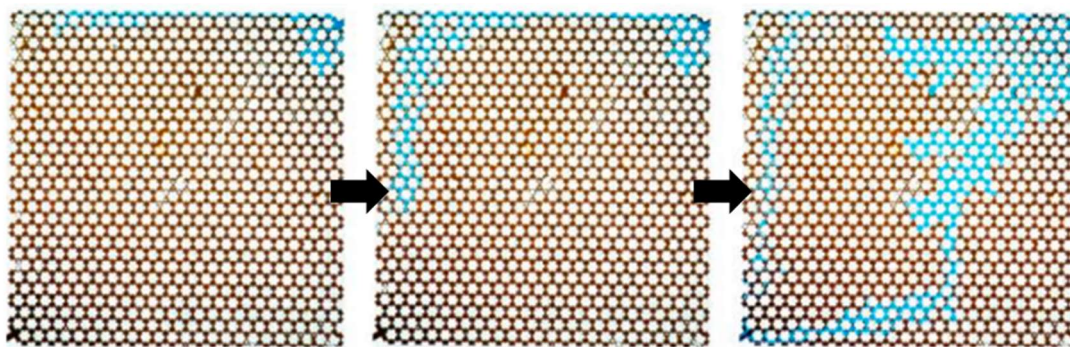


Рисунок 1.7. Распределение флюидов при вытеснении нефти водой в гидрофобной среде в различные моменты времени

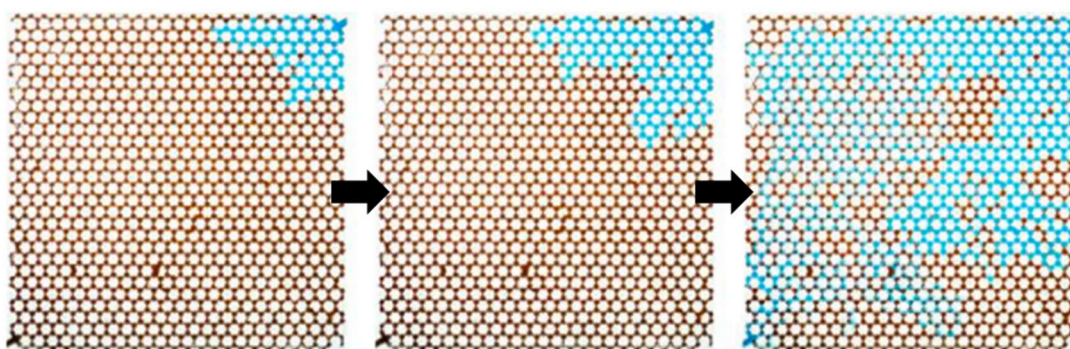


Рисунок 1.8. Распределение флюидов при вытеснении нефти водой в гидрофильной среде в различные моменты времени

В гидрофильной среде вытеснение нефти происходит со значительно большим охватом (вся порода постепенно заполняется водой), в то время как

в гидрофобной среде большая часть нефти остается в защемлении (вода начинает двигаться по сформированным каналам) [62].

Подобные результаты также были получены при проведении экспериментов в других моделях пористой среды, которые более точно воспроизводят геометрическую структуру породы [63].

Таким образом, проведение экспериментов по вытеснению флюидов и численное моделирование этого процесса позволяет выявить качественные закономерности, которые позволяют определить влияние различных параметров на устойчивость фронта вытеснения флюидов.

1.4.2. Моделирование на микроуровне

Далее более подробно рассмотрим существующие работы по моделированию неустойчивого вытеснения на микроуровне (на уровне пор). Такое моделирование имеет высокую значимость [64], так как в нем наиболее точно учитывается влияние поровой структуры на процесс фильтрации.

Подходы к математическому моделированию неустойчивого вытеснения можно разделить на две основные группы: подходы, в которых описывается решение уравнений движения флюидов в одной поре, и подходы, в которых описывается решение уравнений движения флюидов в системе пор. Эти методы различаются по своей способности описывать некоторые ключевые явления в масштабе пор.

В работе [65] был использован метод решеточных уравнений Больцмана, который представляет собой подход, основанный на статистической механике, описывающий течение жидкости и сходящийся к уравнениям Навье-Стокса при малых значениях числа Рейнольдса, когда инерционные силы пренебрежимо малы по сравнению с вязкими. Этот метод позволяет проводить моделирование с очень сложной геометрией пор, однако требует значительных вычислительных ресурсов и большого объема памяти. По этой причине его применение на больших масштабах становится нецелесообразным. Тем не менее, этот метод является мощным инструментом для изучения динамики многофазных потоков. Он позволяет анализировать

взаимодействия между геометрией пор и смачиваемостью, влияющими на кривизну контактного угла.

Метод гладких частиц является лагранжевым методом. В нем используется принцип суперпозиции взвешенных функций, центрированных на каждой частице (представляющих жидкость). Поле давления жидкости связано с ее полем плотности, и частицы перемещаются согласно градиенту давления. Вычислительная сложность этого метода зависит от количества частиц, которое должно соотноситься с размером задачи, таким образом, чтобы количество частиц было достаточно большим для корректного представления стохастического распределения их скоростей.

Метод задания уровня (level-set method) представляет собой эйлеров подход, моделирующий движение поверхностей. Поскольку границы фаз связаны с капиллярным давлением через закон Юнга–Лапласа, метод утверждает, что распространение фронта определяется его геометрией. Таким образом, метод может оценивать конфигурацию фаз и кривизну раздела фаз при течении жидкости в отдельной поре или системе пор.

При моделировании течения флюидов в сети пор обычно рассчитываются потенциалы скоростей флюидов согласно системе уравнений, основанной на законе Пуазейля [66] или других упрощениях уравнений Навье–Стокса. Эти модели показали хорошие результаты при их сравнении с экспериментальными данными [67].

В работе [68] был представлен алгоритм отслеживания фронта вытеснения на уровне пор при очень низких значениях капиллярного числа, в котором движение границы раздела моделируется пошагово за счет выбора наиболее вероятного пути продвижения на основе минимального капиллярного сопротивления. Предложенный метод позволяет анализировать влияние структуры порового пространства и смачиваемости на продвижение фронта вытеснения. Основным преимуществом алгоритма является его применимость к многофазному течению в пористых средах с произвольной

структурой пор, однако он может моделировать только капиллярно-доминирующие процессы без должного учета вязких эффектов.

Для анализа процессов на масштабе отдельных пор в работе [69] была представлена модель, основанная на усреднённом по объёму уравнении Навье–Стокса, учитывающем инерционные, вязкие и капиллярные силы. В качестве модельной системы использовалась модель порового дублета (рисунок 1.9). Модель позволяет описывать динамику менисков в каждом канале и предсказывать поведение фронтов вытеснения при различных значениях числа Рейнольдса, капиллярного числа и соотношения вязкостей. Анализ результатов показал наличие трех режимов вытеснения: вязкий режим, когда вытесняющая фаза проходила по обоим каналам, капиллярный режим, когда один канал становился доминирующим и переходный режим.

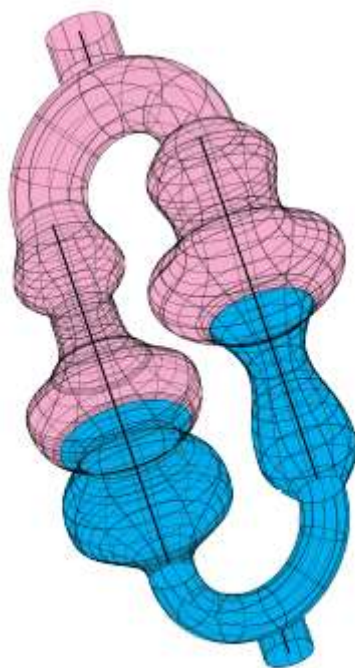


Рисунок 1.9. Схематичное изображение порового дублета

В работах [70, 71] для моделирования неустойчивого вытеснения был применён метод (volume-of-fluid method), который основан на численном решении уравнений Навье–Стокса для несжимаемых жидкостей с учётом поверхностного натяжения и других сил. В этом методе для отслеживания

границ раздела между жидкостями вводится показатель объема α , который равен объемной доле каждой фазы. Расчётная сетка была построена на основе реальных микротомографических изображений карбонатной породы (рисунок 1.10), что обеспечило высокую степень соответствия модели реальным образцам горной породы. Краевые условия задавались так, чтобы имитировать вытеснение нефти водой при контролируемом расходе воды на входе. Приведенная модель позволила описать сложные формы фронта вытеснения и формирование остаточной нефти в пористой среде, учесть влияние смачиваемости породы на процесс вытеснения, получить детальные поля давления, скорости флюидов.

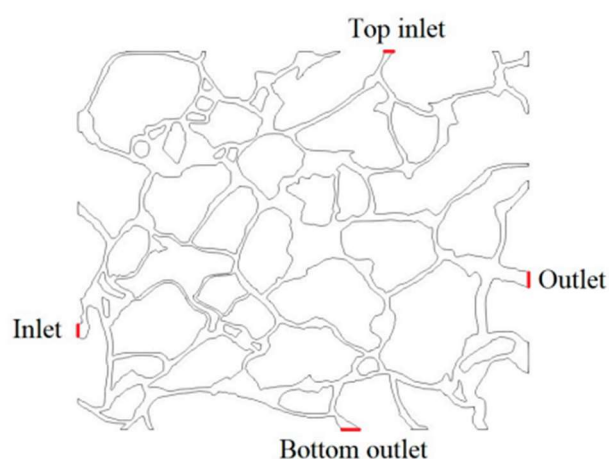


Рисунок 1.10. Модель пористой среды на основе реальных микротомографических снимков

Похожий метод, реализованный в программном пакете OpenFOAM был использован для моделирования неустойчивого вытеснения нефти при использовании в качестве агента закачки неньютоновской жидкости (полимерных растворов) [72]. Использовалась модель жидкости, учитывающая зависимость вязкости от напряжения сдвига. Это дало возможность с высокой точностью учесть нелинейные эффекты, возникающие при течении через неоднородные поровые структуры (изменение эффективной вязкости в разных участках среды). Для верификации модели были проведены сравнительные тесты с экспериментальными данными по вытеснению

неньютоновской жидкости воздухом в ячейке Хеле-Шоу. Несмотря на некоторые расхождения в геометрии фронта из-за отличий в граничных условиях, при сравнении наблюдалось качественное совпадение структуры «языков».

Исследования влияния температуры на устойчивость фронта при вытеснении нефти водой было приведено в работе [73]. Авторами было использовано численное моделирование процесса неустойчивого вытеснения нефти горячей водой на уровне порового масштаба с помощью программного пакета ANSYS Fluent с использованием метода объемов флюидов (volume-of-fluid method). Особенностью подхода стал учет процесса теплопередачи, который влияет на изменения вязкости нефти. Это позволило исследовать комплексное воздействие на процесс вытеснения таких эффектов как снижение межфазного натяжения, изменение капиллярных сил, снижение вязкости нефти. Модель также позволила изучить влияние температуры на изменение смачиваемости породы, что имеет значение для термических методов повышения нефтеотдачи.

Метод динамического порово-сетевого моделирования был представлен в работе [74]. Он основан на представлении пористой среды как сети соединённых элементарных геометрических структур (например, цилиндров или параллелепипедов). В рамках такого подхода решаются дискретные уравнения сохранения массы и движения для каждой поры, а также учитываются локальные физические правила, например, давления фаз в каждой поре связаны через капиллярное давление, а сумма насыщенностей фаз равна единице. Особенностью предложенного метода является использование полностью неявного алгоритма, который позволяет значительно повысить устойчивость численного решения и сократить время вычислений. Для решения системы нелинейных уравнений применяется метод Ньютона–Рафсона, где матрица Якоби рассчитывается аналитически. Модель была протестирована и верифицирована на основе сравнения с экспериментами. Было проведено сравнение времени прорыва и

пространственных паттернов вытеснения при разных скоростях закачки и отношениях вязкостей флюидов.

Также существуют примеры использования машинного обучения и нейронных сетей для моделирования фильтрации флюида в порах, например, с использованием модели Poreflow-Net [75]. Основное преимущество данного подхода заключается в значительном сокращении времени вычисления.

1.4.3. Моделирование на макроуровне

Моделированием неустойчивого вытеснения на макроуровне занималось множество исследователей [76 – 93]. При этом рассматриваются модели смешивающейся и несмешивающейся двухфазной фильтрации флюидов в двумерных [78, 79] и трехмерных постановках задачи [80] в изотермическом и неизотермическом приближении [81, 82].

В работе [83] приведена макроскопическая модель для несмешивающегося двухфазного, несжимаемого, ньютоновского и изотермического стационарного течения в жёсткой и однородной пористой среде. Уравнения сохранения массы и импульса на макроскопическом уровне были получены из микроскопических уравнений Стокса. Макроскопическое уравнение импульса для каждой фазы включает обобщённые члены, аналогичные закону Дарси, а также важный дополнительный член, учитывающий влияние поверхностного натяжения на перенос импульса, которое недостаточно точно отражается в уравнении Дарси. Значимость введенного члена и корректность усреднённой модели проверяются путём сравнения результатов с прямыми численными расчетами, полученными при моделировании вытеснения на уровне пор.

В работах [79, 84] рассматривалась математическая модель, состоящая из уравнений неразрывности для фаз, уравнений для импульсов фаз в виде законов Дарси. В качестве замыкающих соотношений использовалось уравнение связи давления в фазах через капиллярное давление, а относительные фазовые проницаемости рассчитывались по корреляции Брукса-Кори. Для численного расчета авторы использовали конечно-

разностный подход с кубической сеткой, где давление и насыщенность определяются в центрах ячеек, а скорости — на гранях. Форма фронта вытеснения вычислялась на основании алгоритма, в котором полагалось, что граница раздела находится там, где значение насыщенности по одну сторону меньше заданного, а по другую — больше. Применение такого подхода позволило проанализировать эволюцию фронта вытеснения для различных соотношений вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей. Было показано, что, когда отношение вязкостей жидкостей имеет значение около 1, вытеснение близко к поршневому.

Используя похожую математическую модель в работе [85], было показано, что процессы формирования «языков» вытесняющей фазы при неустойчивом вытеснении в 2D и 3D моделях хорошо соотносятся между собой, а именно квадратный корень из числа пальцев в 3D модели был почти таким же, как число пальцев в 2D, что указывает на возможность использования более простых двумерных моделей для анализа трёхмерных процессов вытеснения. Также в работе было выделено четыре стадии образования неустойчивости:

1. продвижение гладкого фронта вытеснения за счет преобладания капиллярных сил
2. образование «языков», число которых зависит от отношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой фаз
3. взаимодействие образованных «языков» между собой (боковое ветвление, слияние)
4. Стремление системы к формированию доминирующего «языка»

В работах [86, 87] для моделирования неустойчивого вытеснения нефти был предложен и в дальнейшем использован метод, заключающийся в использовании модифицированной функции Баклея-Левретта и определения относительных фазовых проницаемостей, соответствующих этой функции с максимизацией общей подвижности фаз. Структура пористой среды задавалась неоднородной, что позволяло адекватно отразить влияние

неоднородностей на развитие «языков». Использование данного подхода позволило авторам правильно предсказать высокие значения водонасыщенности в зоне «языков», а также проанализировать влияние смачиваемости [88] породы на процесс вытеснения.

Существуют исследования по анализу образования неустойчивости в случае смешивающегося вытеснения [89]. Для моделирования этого процесса использовалась система уравнений, состоящая из уравнений сохранения массы растворенного вещества, закона Дарси, смешанную вязкость, которая рассчитывалась по экспоненциальной формуле в зависимости от массовой доли вытесняющей жидкости в потоке. Для расчета применялась конечноразностный метод IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation). Моделирование проводилось в двумерной постановке задачи в системе с непроницаемыми боковыми границами. Расчет распределения насыщенностей фаз позволил выявить четыре режима развития «языков» при смешивающем вытеснении, которые качественно совпадают с ранее описанными для несмешивающегося вытеснения. При этом было показано, что начальное количество пальцев, которое развивается в системе, примерно вдвое меньше, чем предсказывается аналитическими решениями, которые не учитывают продольное диффузионное размытие границы между вытесняющей и вытесняемой жидкостями.

Стоит заметить, что при численном моделировании процесса вытеснения вид неустойчивости Саффмана-Тейлора может сильно зависеть от используемой расчетной сетки, как это было показано в работе [90, 91], где проводилось численное моделирование процесса вытеснения для различных сеточных структур в двумерном и трехмерном случаях.

В работе [90] рассматривалась симметричная геометрия, где вокруг нагнетательной скважины располагалось 8 добывающих. Поле давления рассчитывалось через решение стационарного уравнения пьезопроводности, поле скоростей – через линейный закон Дарси, а поле нефтенасыщенности – через решение уравнение адвективного переноса, представляющего закон

сохранения массы. Расчетная область разбивалась нерегулярной сеткой с треугольными элементами, при этом проводились расчеты с разной плотностью сетки (рисунок 1.11). При изменении количества элементов в сетке образующиеся «языки» распределялись по-разному, что влияло на суммарную добычу скважин. Авторы связывают это с тем, что вид неустойчивости Саффмана-Тейлора имеет преимущественно случайный характер.

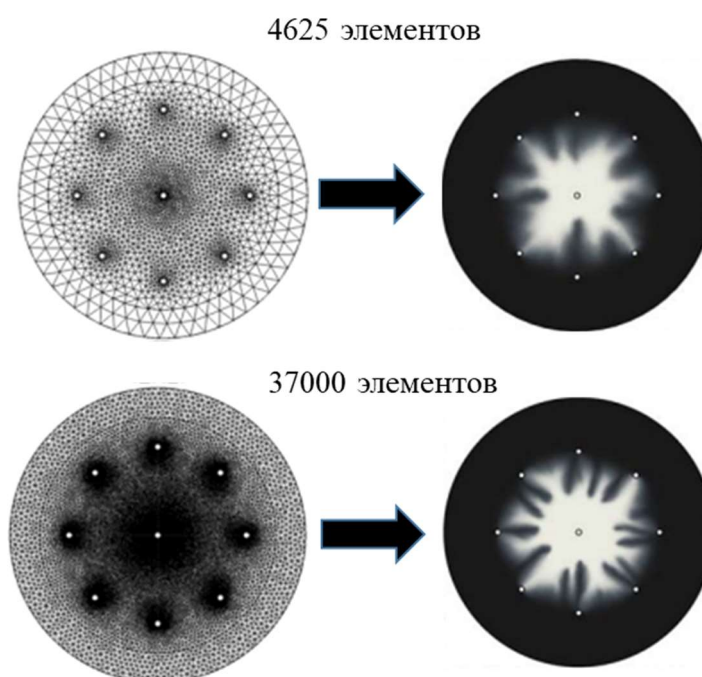


Рисунок 1.11. Расчетные сетки и распределение нефтенасыщенности при их использовании в расчете

В работе [91] влияние структуры расчетной сетки уже рассматривалось для трехмерной задачи. Моделирование проводилось с использованием метода объема флюидов в комбинации с моделью пористой среды для описания двухфазной фильтрации. Для дискретизации области использовались девять различных типов сеток, включая структурированные и неструктурированные гексаэдрические, тетраэдрические и полиэдрические элементы. Результаты моделирования сравнивались с лабораторными

экспериментами и показали хорошую сходимость для ряда используемых сеток.

Необходимо также указать, что моделирование неустойчивого вытеснения при использовании численных методов возможно только на мелких сетках. Производить расчеты на таких сетках для задач с большими характерными размерами (масштаб пласта) требует очень высоких вычислительных мощностей. В свою очередь использование крупных ячеек для расчета (десятки, сотни метров), не может учесть возникновение неустойчивости Саффмана-Тейлора, из-за чего моделирование будет давать завышенные результаты по добыче углеводорода. Для решения этой проблемы существуют различные подходы.

В работе [92] представлен метод моделирования неустойчивого вытеснения и использованием динамической адаптивной оптимизации сетки. Адаптация включает изменение размера ячеек, их разбиение или объединение, а также перемещение узлов сетки в зависимости от локальных характеристик потока флюида. Авторы показали, что данный подход позволил сократить количество элементов в 36 раз по сравнению с моделями, использующими статичные сетки, при сохранении качества расчетов.

Еще один подход для учета образования «языков» вытесняющей фазы при крупномасштабном моделировании – использование псевдо-относительных проницаемостей. Для этого в работе [93] авторы поставили цель - воспроизвести эффективность вытеснения нефти, полученной на мелкомасштабной модели, в которой моделировалось неустойчивое вытеснение, на крупномасштабной модели. Применение корреляции LET для относительных фазовых проницаемостей и введение зависимости их вида от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов позволило это сделать. Использование такого подхода значительно повысило точность прогнозирования эффективности вытеснения вязкой нефти без значительного увеличения вычислительных затрат.

1.4.4. Критериальный анализ

Критериальный анализ возникновения неустойчивого вытеснения представляет высокий интерес, так как позволяет выявить основные параметры, влияющие на стабильность фронта. Определение таких параметров позволяет анализировать возможные пути воздействия на систему «флюид-порода-система разработки» для предотвращения образования «языков» более подвижной фазы при вытеснении нефти.

В литературе, основным критерием, определяющим устойчивость фронта вытеснения, является отношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз. Полагается, что если менее вязкая жидкость вытесняет более вязкую, то фронт вытеснения неустойчивый, однако на устойчивость влияет множество других параметров: скорость фильтрации, действие гравитационных сил, действие капиллярных сил.

В работах [16, 66, 71] демонстрируется, что основными параметрами, определяющими тип устойчивости вытеснения, являются критические числа M и C_a , которые определяются через формулы (1.1) – (1.2):

$$M = \frac{k_2 \mu_1}{k_1 \mu_2} \quad (1.1)$$

$$C_a = \frac{\mu_2 u}{\sigma} \quad (1.2)$$

где μ_1 – динамическая вязкость вытесняемого флюида, μ_2 – динамическая вязкость вытесняющего флюида, u – скорость фильтрации, σ – коэффициент поверхностного натяжения, k_1 – фазовая проницаемость вытесняемой фазы, k_2 – фазовая проницаемость вытесняющей фазы.

При этом значения фазовых проницаемостей рассчитываются на основе поршневой модели вытеснения.

Хоть выражение (1.2) является наиболее широко принятым, однако существует множество других его вариаций [94] с применением микроскопических и макроскопических параметров, например, с

использованием линейного закона Дарси (1.3) или использовании капиллярного давления (1.4):

$$C_a = \frac{k_2 \Delta P}{L \sigma} \quad (1.3)$$

$$C_a = \frac{\mu_2 u L}{k_2 P_c \left(\frac{s_{wr} - s_{or} + 1}{2} \right)} \quad (1.4)$$

где ΔP – перепад давления на линейном размере L , P_c – капиллярное давление, s_{wr} и s_{or} – критические насыщенности фаз.

Полагается, что, если M больше единицы, то будет происходить неустойчивое вытеснение, а значение числа капиллярности C_a определяет основной механизм развития «языков» (вязкий или капиллярный). Определением критических значений капиллярного числа занимались многие исследователи на основе экспериментального или численного моделирования [60, 63].

Вязкостное языкообразование обычно происходит, когда жидкость с низкой вязкостью вытесняет жидкость с высокой вязкостью при высокой скорости потока, а капиллярное языкообразование (просачивание) происходит в процессе двухфазного вытеснения, контролируемом капиллярными силами при низкой скорости потока.

В работе [95] была предложена фазовая диаграмма, на которой показаны области устойчивого вытеснения, неустойчивого вязкостного вытеснения и неустойчивого капиллярного вытеснения (рисунок 1.12).

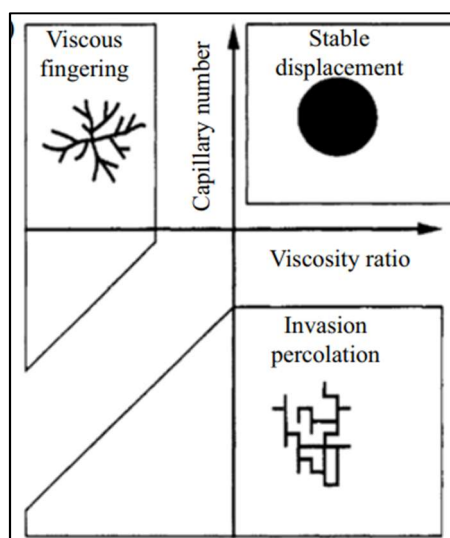


Рисунок 1.12. Фазовая диаграмма устойчивого и неустойчивого вытеснения

Анализ литературы позволяет сделать вывод, что в настоящее время не было сформулировано единой методики анализа устойчивости фронта вытеснения нефти высокоподвижным флюидом при рассмотрении непоршневого вытеснения с учетом действия капиллярных и гравитационных сил, а также с учетом температурного воздействия, что является важным фактором при анализе тепловых методов увеличения нефтеотдачи, которые применяются при разработке высоковязких нефтей.

ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ ПРИБЛИЖЕНИИ

Для анализа разработки углеводородов важным является понимание того, какие процессы будут наблюдаться при их добыче. В качестве наиболее распространенного метода добычи углеводородов используется заводнение пластов. При этом могут наблюдаться два типа процессов: устойчивое заводнение, при котором фронт вытеснения будет устойчивым (вытесняемый агент будет располагаться строго перед вытесняемым флюидом), и неустойчивое заводнение. Именно неустойчивый характер вытеснения свойственен некоторым трудноизвлекаемым запасам. К ним можно отнести высоковязкие нефти, нефтяные оторочки. При добыче таких углеводородов могут образовываться «языки» обводненности, из-за чего вода и газ могут преждевременно прорываться к добывающим скважинам [96].

Поэтому для анализа разработки углеводородов необходимо выявить тип процесса, который будет наблюдаться при добыче. Для этого необходимо определить, какие параметры в рассматриваемой системе «порода-флюид» оказывают влияние на устойчивость процесса вытеснения, и каким образом их можно изменить для формирования устойчивого вытеснения.

2.1. Математическая модель вытеснения нефти водой

Рассмотрим процесс вытеснение нефти водой в наклонно направленной пористой среде в поле гравитационных и капиллярных [97]. Для формулирования математической модели данного процесса введем ряд допущений:

1. Рассматривается изотермический процесс.
2. Рассматриваемые фазы являются несжимаемыми (их плотности в процессе фильтрации остаются неизменными).
3. Массоперенос между фазами отсутствует.
4. Вязкости фаз считаются постоянными.

5. Пористая среда полагается однородной, изотропной (значение коэффициента пористости и абсолютной проницаемости являются постоянными)

Схематически данный процесс можно представить в виде рисунка 2.1.

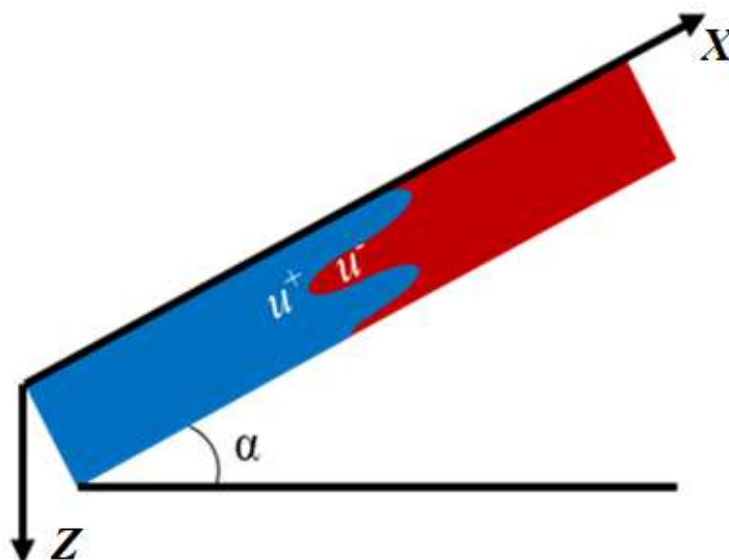


Рисунок 2.1. Схематичное изображение процесса вытеснения нефти водой в поле гравитационных и капиллярных сил

Математическая модель будет состоять из уравнений сохранения массы, импульсов и замыкающих уравнений для насыщенностей и давлений в фазах.

В общем случае, уравнения сохранения массы имеют вид (2.1) – (2.2) для водяной и нефтяной фаз соответственно.

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_w s_w) + \nabla(\rho_w \mathbf{u}_w) = 0 \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_o s_o) + \nabla(\rho_o \mathbf{u}_o) = 0 \quad (2.2)$$

где s_w – насыщенность породы водяной фазой, s_o – насыщенность породы нефтяной фазой, ρ_w – плотность водяной фазы, ρ_o – плотность нефтяной фазы, u_w – скорость фильтрации воды, u_o – скорость фильтрации нефти, m – пористость, t – время.

Уравнения сохранения импульсов представлены в виде законов Дарси для соответствующих фаз:

$$\mathbf{u}_w = -k \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla z) \quad (2.3)$$

$$\mathbf{u}_o = -k \frac{k_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla z) \quad (2.4)$$

где k_{rw} – относительная фазовая проницаемость породы по воде, k_{ro} – относительная фазовая проницаемость породы по нефти, μ_w – динамическая вязкость воды, μ_o – динамическая вязкость нефти, P_w – давление в водяной фазе, P_o – давление в нефтяной фазе, z – пространственная координата по оси, направленной вертикально вниз, g – ускорение свободного падения.

Давления между фазами связаны через капиллярное давление (2.5). Полагается, что в пористой среде движутся только две указанные фазы, поэтому сумма их насыщенностей подчиняется уравнению (2.6).

$$P_o - P_w = P_c \quad (2.5)$$

$$s_w + s_o = 1 \quad (2.6)$$

где P_c – капиллярное давление, функция, зависящее от свойств породы, свойств фаз и насыщенности флюидов.

Будем полагать, что фильтрация происходит преимущественно в одном направлении (вдоль оси X), без существенных перетоков между слоями. Перепишем уравнения (2.1) – (2.4) с учетом введенных допущений и геометрии задачи, показанной на рисунке 2.1, в виде (2.7) – (2.10).

$$m \frac{\partial s_w}{\partial t} + \frac{\partial u_w}{\partial x} = 0 \quad (2.7)$$

$$m \frac{\partial s_o}{\partial t} + \frac{\partial u_o}{\partial x} = 0 \quad (2.8)$$

$$u_w = -k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \quad (2.9)$$

$$u_o = -k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (2.10)$$

где x – пространственная координата, вдоль которого происходит вытеснение нефти, α – угол наклона пласта, отсчитываемый от вертикали.

Функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления определяются на основании лабораторных исследований, однако для модельных расчетов в настоящей работе для них будут использоваться корреляции Кори (2.11) – (2.13) [98]:

$$k_{rw} = k_{rw}(s_{or}) \left(\frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr} - s_{or}} \right)^2 \quad (2.11)$$

$$k_{ro} = k_{ro}(s_{wr}) \left(\frac{1 - s_w - s_{or}}{1 - s_{wr} - s_{or}} \right)^3 \quad (2.12)$$

$$P_c = P_c(s_{wr}) \left(\frac{1 - s_w - s_{or}}{1 - s_{wr} - s_{or}} \right)^4 \quad (2.13)$$

где s_{wr} – критическая водонасыщенность, s_{or} – критическая нефтенасыщенность, $k_{rw}(s_{or})$ – максимальная относительная фазовая проницаемость по воде, $k_{ro}(s_{wr})$ – максимальная относительная фазовая проницаемость по нефти, $P_c(s_{wr})$ – максимальное капиллярное давление.

Графики зависимости данных корреляций приведены на рисунках 2.2 и 2.3.

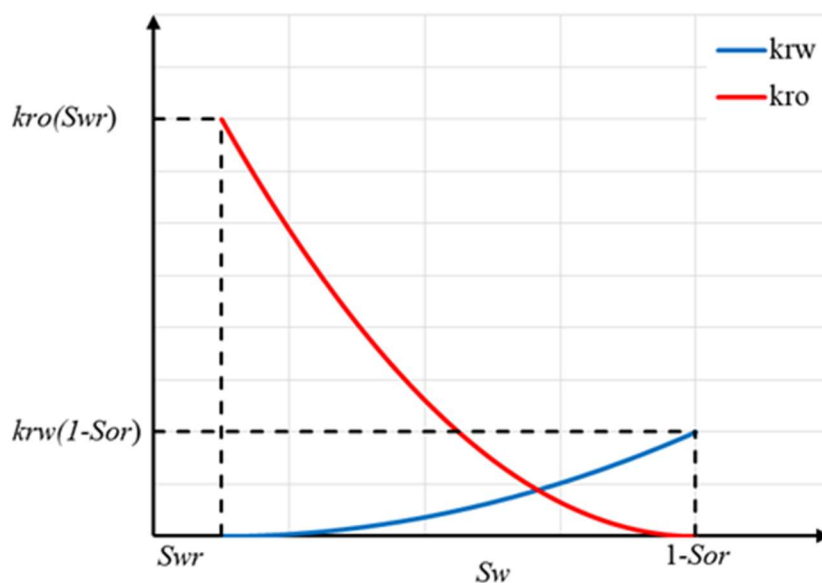


Рисунок 2.2. Корреляция Кори для относительных фазовых проницаемостей

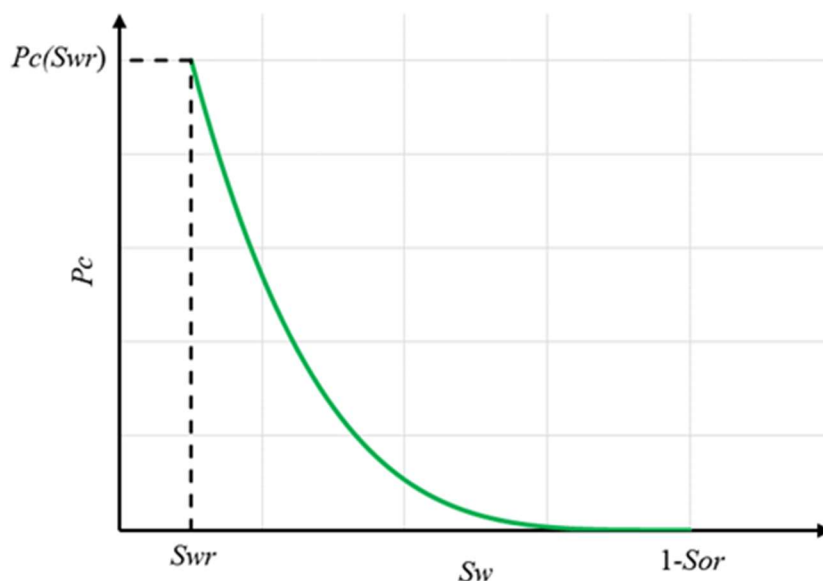


Рисунок 2.3. Корреляция Кори для капиллярного давления

Варьируя параметры корреляций, их можно настроить на различные лабораторные исследования и воспроизвести относительные фазовые проницаемости для различных типов пород (гидрофильных и гидрофобных).

Таким образом, система уравнений, описывающая процесс двухфазной изотермической фильтрации нефти и воды состоит из 6 основных уравнений (2.5) – (2.10) с 6-ю неизвестными: s_w , s_o , P_w , P_o , u_w , u_o . Используя эти уравнения, а также начальные и граничные условия, можно получить распределение полей давления и насыщенностей флюидов в процессе вытеснения нефти водой.

Для удобства получим дифференциальное уравнение для расчета распределения водонасыщенности. Складывая уравнения (2.7) и (2.9) с учетом (2.6) можно получить соотношение (2.14):

$$\frac{\partial}{\partial x}(u_w + u_o) = \frac{\partial u}{\partial x} = 0 \quad (2.14)$$

где u – общая фильтрационная скорость потока смеси жидкостей.

Введем некую функцию F , для которой будут выполняться (2.15) – (2.16):

$$u_w = Fu \quad (2.15)$$

$$u_o = (1 - F)u \quad (2.16)$$

То есть, функция F определяет объемную долю воды в общем потоке жидкости. Подставляя (2.15) и (2.16) в (2.9) и (2.10), можно получить систему (2.17):

$$\begin{cases} Fu = -k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \\ (1 - F)u = -k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \end{cases} \quad (2.17)$$

Выполнив преобразование (2.18), можно найти разность получившихся уравнений (2.19):

$$\begin{cases} -\frac{Fu}{kk_{rw}} \mu_w = \frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \\ -\frac{(1 - F)u}{kk_{ro}} \mu_o = \frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \end{cases} \quad (2.18)$$

$$-\frac{(1 - F)u}{kk_{ro}} \mu_o + \frac{Fu}{kk_{rw}} \mu_w = \frac{\partial}{\partial x} (P_o - P_w) + (\rho_w - \rho_o) g \sin \alpha \quad (2.19)$$

Выражая F из (2.19) и учитывая связь давлений в фазах (2.5), можно получить уравнение (2.20):

$$F = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} - \frac{\frac{kk_{ro}}{u\mu_o} (\rho_w - \rho_o) g \sin(\alpha)}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} + \frac{\frac{kk_{ro}}{u\mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (2.20)$$

Перепишем получившееся уравнение в виде (2.21) с учетом введенных параметров (2.22) – (2.24):

$$F = F_{base} + F_{grav} + F_{cap} \quad (2.21)$$

$$F_{base} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (2.22)$$

$$F_{grav} = -\frac{\frac{kk_{ro}}{u\mu_o} (\rho_w - \rho_o) g \sin(\alpha)}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (2.23)$$

$$F_{cap} = \frac{\frac{kk_{ro}}{u\mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (2.24)$$

Проведя анализ получившихся соотношений, можно заметить, что F_{base} – это функция Баклея-Лeverетта (рисунок 2.4), а F_{grav} и F_{cap} добавки к ней за счет учета гравитационных и капиллярных сил соответственно.

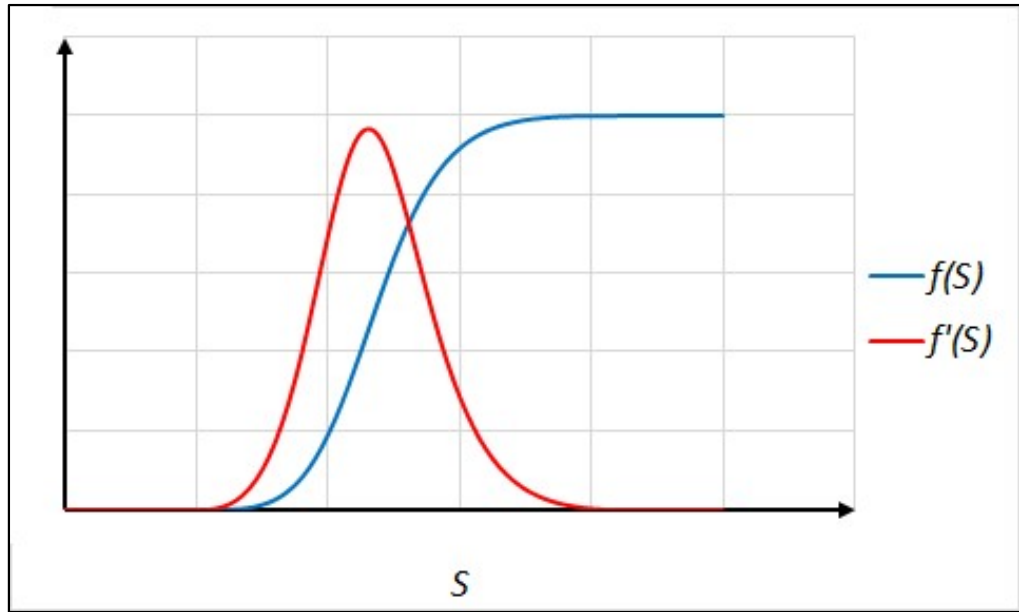


Рисунок 2.4. Функция Баклея-Лeverетта и ее производная

Имея явный вид функции F и подставляя (2.21) и (2.15) в (2.7), можно получить гиперболическое дифференциальное уравнение в частных производных относительно водонасыщенности (2.25):

$$m \frac{\partial}{\partial t} (s_w) + u \frac{\partial}{\partial x} (F_{base} + F_{grav} + F_{cap}) = 0 \quad (2.25)$$

Решая данное уравнение, можно найти распределение водонасыщенности в процессе вытеснения нефти водой вдоль пористой среды с течением времени. Также, стоит заметить, что при равенстве нулю F_{grav} уравнение (2.25) сведется к задаче Рапопорта-Лиса [99], а если еще не учитывать F_{cap} – то к задаче Баклея-Лeverетта [100].

Для последующих расчетов был получен безразмерный аналог этого уравнения в виде (2.26):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial s_w}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial X} (F_{base} + F_{grav} + F_{cap}) = 0 \\ X = \frac{x}{L} \\ \tau = \frac{t}{t_0} = \frac{t}{\frac{Lm}{u}} \end{array} \right. \quad (2.26)$$

где L – характерный размер задачи (например, расстояние от нагнетательной до добывающей скважины), X – безразмерная пространственная координата, τ – безразмерное время.

2.2. Метод определения возникновения неустойчивости фронта вытеснения

Далее рассмотрим условие устойчивости фронта вытеснения нефти водой. Тип процесса зависит от подвижностей флюидов и градиентов давлений до и после фронта вытеснения. Условие, при котором происходит возникновение неустойчивости можно записать в виде (2.27) с обозначениями (2.28) и (2.29) [101]. Неустойчивое вытеснение схематично показано на рисунке 2.5.

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda^+ > \lambda^- \\ |\nabla P|^+ < |\nabla P|^- \end{array} \right. \quad (2.27)$$

$$\lambda^+ = \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right)_{s_f} \quad (2.28)$$

$$\lambda^- = \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right)_{s_{wr}} \quad (2.29)$$

где $|\nabla P|^+$ – модуль градиента давления перед фронтом вытеснения, $|\nabla P|^-$ – модуль градиента давления за фронтом вытеснения, λ^+ – подвижность флюида перед фронтом вытеснения, λ^- – подвижность флюида за фронтом вытеснения, s_f – фронтовая водонасыщенность.

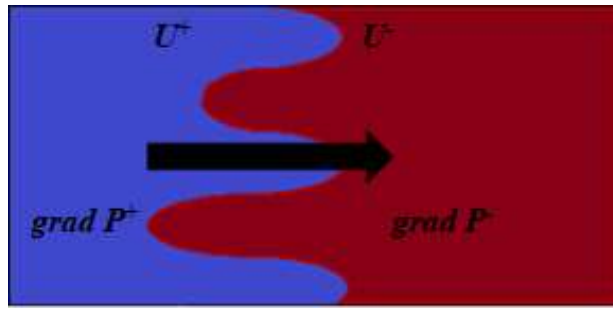


Рисунок 2.5. Схематичное изображение неустойчивого вытеснения

Если в процессе вытеснения нефти водой выполняются неравенства в системе (2.27), то менее подвижная жидкость вытесняется более подвижной жидкостью, при этом возникает ситуация, когда из-за малых возмущений на фронте вытеснения (которые могут быть вызваны локальным изменением физико-емкостных свойств пористой породы) более подвижная жидкость попадает в область с большим градиентом давления. Возникшая неустойчивость продолжает расти и образуется «язык» более подвижной фазы. Из-за этого большая часть вытесняющего агента движется по сформировавшемуся высоко проводимому каналу, что приводит к преждевременным прорывам воды к добывающим скважинам и снижению эффективности заводнения пласта в целом, так как значительная часть нефти остается незахваченной вытеснением.

В настоящей работе проводится анализ полученной системы математических уравнений (2.5) – (2.10) на выполнение условий в системе неравенств (2.27) для определения критериев возникновения неустойчивого процесса.

Запишем уравнение для общей скорости фильтрации смеси флюидов в одномерном случае (2.30), при этом учитывая, что:

- давление в нефтяной фазе определяется через давление в водяной фазе и капиллярное давление в соответствии с (2.5);
- индекс «и» у давления в водяной фазе опускается;
- градиенты давлений – отрицательные величины.

$$u = k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \left(\left| \frac{\partial P}{\partial x} \right| - \rho_w g \sin(\alpha) \right) + k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \left(\left| \frac{\partial P}{\partial x} \right| - \rho_o g \sin(\alpha) \right) - k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x} \quad (2.30)$$

Преобразуем (2.30) в более удобный вид (2.31):

$$u = k \lambda \left| \frac{\partial P}{\partial x} \right| - k \left(\lambda \rho_o + \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\rho_w - \rho_o) \right) g \sin(\alpha) - k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial P_c}{\partial x} \quad (2.31)$$

Полученное уравнение можно привести к безразмерному виду (2.32) с обозначениями (2.33) – (2.37):

$$U = \frac{\lambda}{\lambda^-} \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right| - G_U - C_U \quad (2.32)$$

$$U = \frac{uL}{k \lambda^- (P_{inj} - P_{res})} \quad (2.33)$$

$$\bar{P} = \frac{P - P_{res}}{P_{inj} - P_{res}} \quad (2.34)$$

$$\bar{P}_c = \frac{P_c}{P_c(s_{wr})} \quad (2.35)$$

$$G_U = \left(\frac{\lambda}{\lambda^-} \rho_o + \frac{k_{rw}}{\mu_w \lambda^-} (\rho_w - \rho_o) \right) \frac{Lg \sin(\alpha)}{P_{inj} - P_{res}} \quad (2.36)$$

$$C_U = \frac{k_{ro} P_c(s_{wr})}{\lambda^- \mu_o (P_{inj} - P_{res})} \frac{\partial \bar{P}_c}{\partial X} \quad (2.37)$$

где P_{inj} – давление закачки воды, P_{res} – начальное пластовое давление, G_U – безразмерный коэффициент, определяющий влияние гравитационных сил на скорость потока, C_U – безразмерный коэффициент, определяющий влияние капиллярных сил на скорость потока, U – общая безразмерная фильтрационная скорость потока смеси воды и нефти, \bar{P} – безразмерное давление, которое меняется в диапазоне от 0 до 1.

Учтем, что на фронте вытеснения не происходит скачка общей фильтрационной скорости, то есть выполняется уравнение неразрывности (2.38):

$$U^+ = U^- \quad (2.38)$$

Подставив в это уравнение выражение для общей безразмерной фильтрационной скорости можно получить соотношение (2.39):

$$\frac{\lambda^+}{\lambda^-} \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^+ - G_u^+ - C_u^+ = \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^- - G_u^- - C_u^- \quad (2.39)$$

Полученное уравнение можно переписать в виде (2.40) с учетом обозначений (2.41) – (2.43):

$$M \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^+ = \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^- + G + C \quad (2.40)$$

$$M = \frac{\lambda^+}{\lambda^-} \quad (2.41)$$

$$G = G_u^+ - G_u^- = \left(\rho_o (M - 1) + \frac{k_{rw}^+ - k_{rw}^-}{\mu_w \lambda^-} (\rho_w - \rho_o) \right) \frac{Lg \sin(\alpha)}{P_{inj} - P_{res}} \quad (2.42)$$

$$C = C_u^+ - C_u^- = \frac{P_c(s_{wr})}{\lambda^- \mu_o (P_{inj} - P_{res})} \left(k_{ro}^+ \left(\frac{\partial \bar{P}_c}{\partial X} \right)^+ - k_{ro}^- \left(\frac{\partial \bar{P}_c}{\partial X} \right)^- \right) \quad (2.43)$$

В уравнении (2.40) безразмерное число M характеризует отношение подвижности флюида перед фронтом вытеснения к подвижности флюида за фронтом вытеснения. Безразмерное число G определяет влияние гравитационных сил на разницу градиентов давления, а безразмерное число C – влияние капиллярных сил.

Рассмотрим сначала случай без учета гравитационных и капиллярных сил [102]. Тогда связь градиентов давлений перед и за фронтом вытеснения будет полностью определяться критическим числом M в соответствии с (2.44):

$$M \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^+ = \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|^- \quad (2.44)$$

При этом, если критическое число $M > 1$, когда выполняется первое условие в системе неравенств (2.27), то второе условие в этой системе будет выполняться автоматически. Таким образом, в процессе вытеснения будет возникать неустойчивость, которая будет приводить к образованию «язычков»

обводненности. Если же критическое число $M < 1$, то система неравенств (2.27) не выполняется, и процесс вытеснения является устойчивым.

Рассмотрим более сложный случай, когда действием капиллярных и гравитационных сил не пренебрегается [103]. При значении критического числа $M < 1$ процесс все так же является устойчивым. Однако, когда $M > 1$, необходим дополнительный анализ.

Будем полагать, что угол наклона пласта находится в диапазоне от 0 до 180 градусов, то есть вода располагается ниже нефти, это означает, что оба множителя в правой части (2.42), определяющие значение G , являются положительными в соответствии с условиями (2.45), и как следствие, число G тоже является положительным.

$$\left\{ \begin{array}{l} M - 1 > 0 \\ k_{rw}^+ - k_{rw}^- > 0 \\ \rho_w - \rho_o > 0 \\ P_{inj} - P_{res} > 0 \\ \sin(\alpha) > 0 \end{array} \right. \Rightarrow G > 0 \quad (2.45)$$

Будем считать, что пористая среда является гидрофильной, тогда множители в правой части (2.43) имеют положительный знак в соответствии с (2.46), а значение критического числа C тоже будет больше 0.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{inj} - P_{res} > 0 \\ k_{ro}^+ \left(\frac{\partial \bar{P}_c}{\partial X} \right)^+ > 0 \\ \left(\frac{\partial \bar{P}_c}{\partial X} \right)^- \approx 0 \end{array} \right. \Rightarrow C > 0 \quad (2.46)$$

Так как критические числа G и C являются положительными, то выполнение первого условия в системе (2.27) не приведет к автоматическому выполнению второго условия, как это было в случае без учета гравитационных и капиллярных сил, так как они могут оказать стабилизирующее воздействие. С учетом этого, анализируя уравнение (2.40), можно сделать вывод о существовании некоторого граничного случая, когда градиенты давлений

перед и за фронтом вытеснения будут равны. Связь между градиентами давлений представлена на рисунке 2.6.

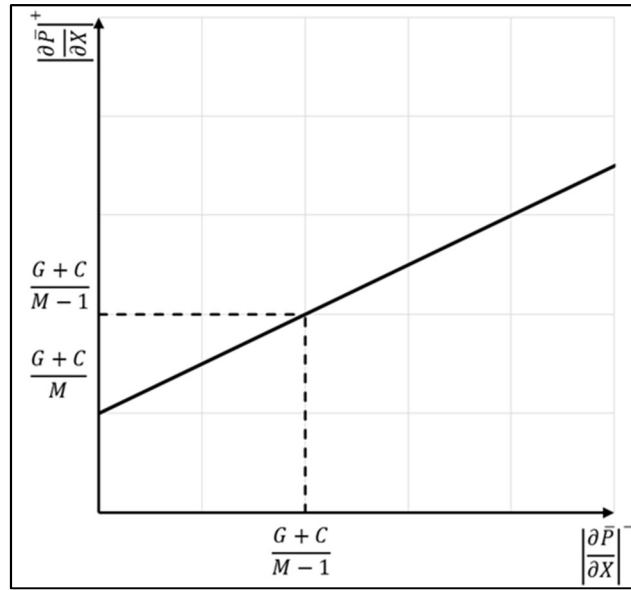


Рисунок 2.6. Отношение модулей безразмерных градиентов давления перед и за фронтом вытеснения

Из рисунка 2.6 видно, что существует некоторое критическое значение модуля градиента давления [104], при котором в процессе вытеснения нефти водой не будет происходить возникновения неустойчивости фронта вытеснения согласно раннее введённым условиям (2.27). В области, где градиент давления выше этого критического числа, оба неравенства в системе (2.27) выполняются, а процесс вытеснения становится неустойчивым. Критическое значение модуля градиента давления, а также соответствующая ему общая скорость фильтрации приведены ниже в виде (2.47) и (2.48):

$$\left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial X} \right|_{cr} = \frac{G + C}{M - 1} \quad (2.47)$$

$$U_{cr} = \frac{\lambda}{\lambda^-} \frac{G + C}{M - 1} - G_u - C_u \quad (2.48)$$

Таким образом, когда менее подвижная жидкость вытесняется более подвижной жидкостью, возникающие неустойчивости на фронте вытеснения

стабилизируются гравитационными и капиллярными силами, если скорость фильтрации ниже критического значения.

Стоит отметить, что при упрощении рассматриваемой задачи (поршневое вытеснение без учета капиллярных сил) уравнение для критической фильтрационной скорости совпадает с формулой, полученной в работе [105].

Необходимо отметить, что представленная формула связи градиентов давления (2.40) совместно с системой (2.27) позволяет анализировать влияние различных факторов на формирование неустойчивого процесса вытеснения. При этом нет необходимости в полномасштабном моделировании всего процесса, а требуется только определение фронтовой водонасыщенности s_f , которая может быть получена аналитически или на основании упрощенных численных одномерных расчетов.

2.3. Модельный расчет

Для определения устойчивости фронта вытеснения необходимо заранее определить водонасыщенность на фронте вытеснения, которая может быть рассчитана на основании решения гиперболического дифференциального уравнения в частных производных (2.49), которое было получено в разделе 2.1:

$$\frac{\partial s_w}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial X}(F_{base} + F_{grav} + F_{cap}) = 0 \quad (2.49)$$

Для расчета поля водонасыщенности вводятся начальные и граничные условия (2.50):

$$\begin{aligned} s_w = \begin{cases} 1 - s_{or}, X = 0 \\ s_{wr}, X > 0 \end{cases} \Bigg| \tau = 0 \\ \begin{cases} s_w = 1 - s_{or}, X = 0 \\ \frac{\partial s_w}{\partial x} = 0, X = 1 \end{cases} \Bigg| \forall \tau \end{aligned} \quad (2.50)$$

Уравнение (2.49) можно привести к виду (2.51), используя конечно-разностную схему аппроксимации производных, переходя от непрерывного пространства к дискретному (рисунок 2.7).

$$\frac{s_{wi}^{n+1} - s_{wi}^n}{\Delta\tau} + \frac{F_{i+\frac{1}{2}}^n - F_{i-\frac{1}{2}}^n}{\Delta X} = 0 \quad (2.51)$$

где $\Delta\tau$ – шаг по времени, ΔX – шаг по координате, $F_{i+1/2}$ – поток водонасыщенности от правого узла, $F_{i-1/2}$ – поток водонасыщенности от левого узла.

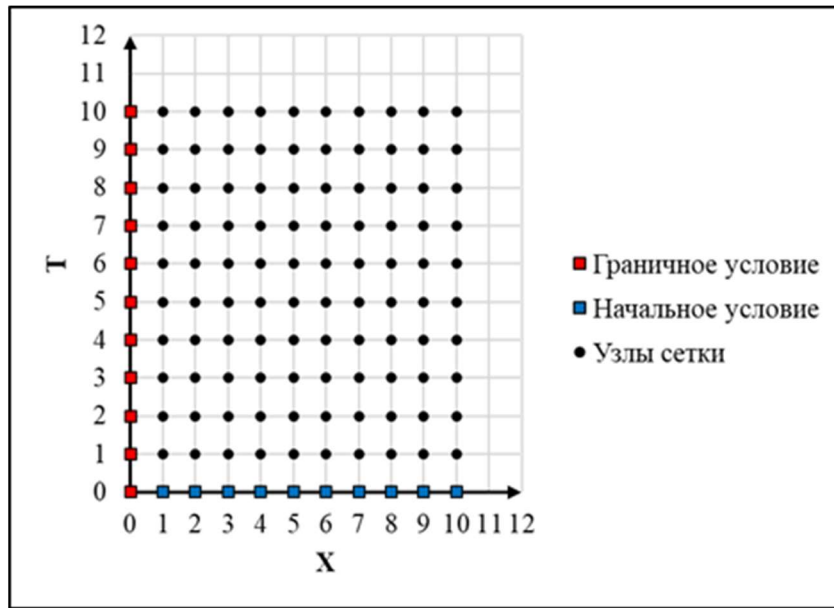


Рисунок 2.7. Расчетная сетка для решения дифференциального уравнения относительно насыщенности

Для определения потоков водонасыщенности существует множество методов, в настоящей работе было проведено исследование трех методов, которые обладают различными особенностями:

1. Метод Лакса-Вендрофа (2.52) – (2.53) [106]:

$$\begin{cases} F_{i+\frac{1}{2}}^n = \frac{1}{2}(F_{i+1}^n + F_i^n) - a_{i+\frac{1}{2}}^2 \frac{\Delta X}{2\Delta\tau} (s_{wi+1}^n - s_{wi}^n) \\ F_{i-\frac{1}{2}}^n = \frac{1}{2}(F_i^n + F_{i-1}^n) - a_{i-\frac{1}{2}}^2 \frac{\Delta X}{2\Delta\tau} (s_{wi}^n - s_{wi-1}^n) \end{cases} \quad (2.52)$$

$$\begin{cases} a_{i+\frac{1}{2}} = \begin{cases} \frac{F_{i+1}^n - F_i^n}{s_{wi+1}^n - s_{wi}^n}, & s_{wi+1}^n \neq s_{wi}^n \\ F_i^{n'}, & s_{wi+1}^n = s_{wi}^n \end{cases} \\ a_{i-\frac{1}{2}} = \begin{cases} \frac{F_i^n - F_{i-1}^n}{s_{wi}^n - s_{wi-1}^n}, & s_{wi}^n \neq s_{wi-1}^n \\ F_{i-1}^{n'}, & s_{wi}^n = s_{wi-1}^n \end{cases} \end{cases} \quad (2.53)$$

2. Метод Лакса-Фридрихса (2.54) [106]:

$$\begin{cases} F_{i+\frac{1}{2}}^n = \frac{1}{2} (F_{i+1}^n + F_i^n) - \frac{\Delta X}{2\Delta\tau} (s_{wi+1}^n - s_{wi}^n) \\ F_{i-\frac{1}{2}}^n = \frac{1}{2} (F_i^n + F_{i-1}^n) - \frac{\Delta X}{2\Delta\tau} (s_{wi}^n - s_{wi-1}^n) \end{cases} \quad (2.54)$$

3. Противопоточный метод upwind [107]:

$$\begin{cases} F_{i+\frac{1}{2}}^n = \begin{cases} F_i^n, & a_{i+\frac{1}{2}} \geq 0 \\ F_{i+1}^n, & a_{i+\frac{1}{2}} < 0 \end{cases} \\ F_{i-\frac{1}{2}}^n = \begin{cases} F_{i-1}^n, & a_{i-\frac{1}{2}} \geq 0 \\ F_i^n, & a_{i-\frac{1}{2}} < 0 \end{cases} \end{cases} \quad (2.55)$$

Типовые распределения водонасыщенности при использовании различных методов представлены на рисунках 2.8 – 2.10.

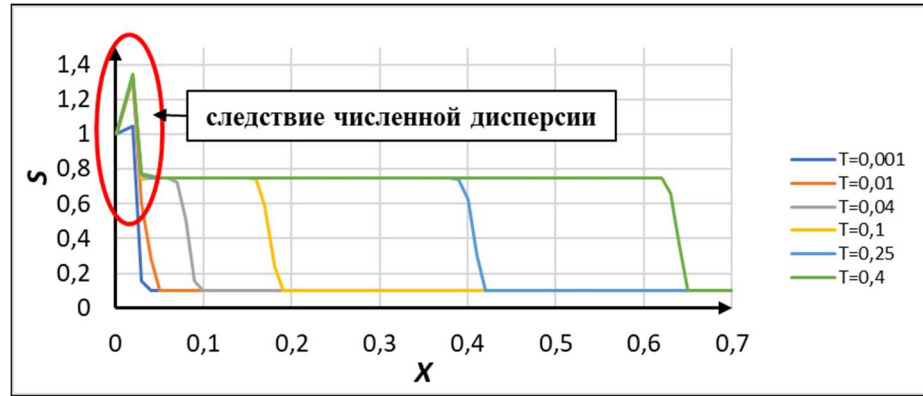


Рисунок 2.8. Распределение водонасыщенности при использовании метода Лакса-Вендрофа

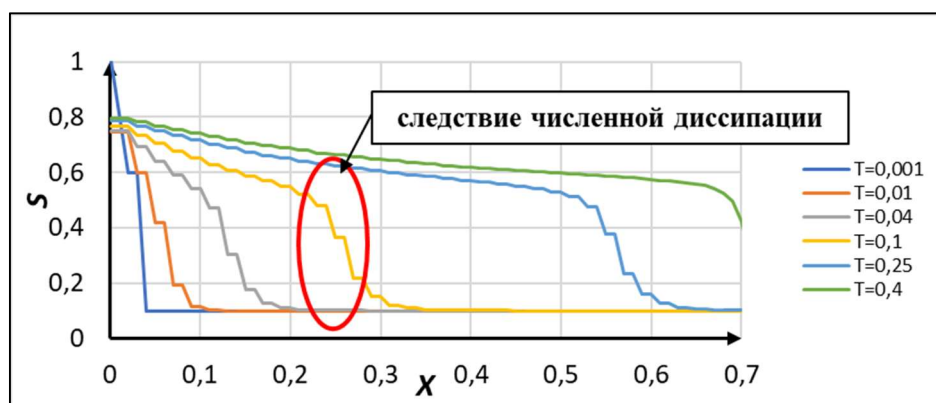


Рисунок 2.9. Распределение водонасыщенности при использовании метода Лакса-Фридрихса

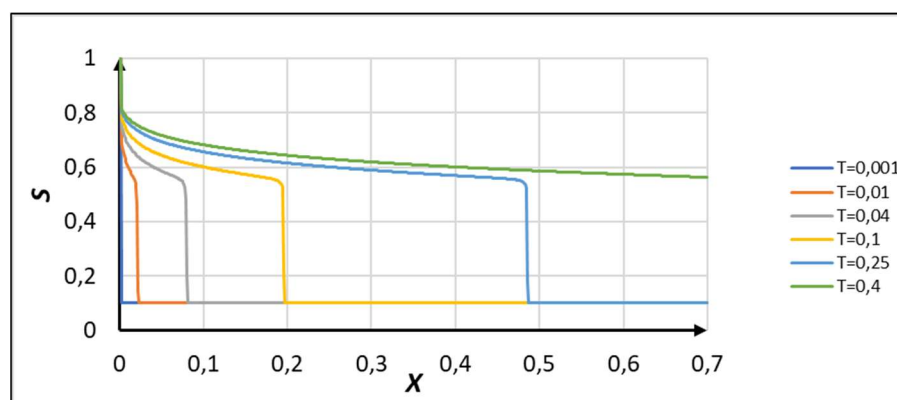


Рисунок 2.10. Распределение водонасыщенности при использовании противопоточного метода

По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

1. Решение методом Лакса-Вендрофа рассматриваемой задачи обладает высокой численной дисперсией.
2. Решение методом Лакса-Фридрихса рассматриваемой задачи обладает высокой численной диссипацией.
3. Противопоточный метод показал хорошие результаты и отсутствие сильных численных эффектов. Именно этот метод будет использоваться при расчете фронтовой водонасыщенности.

Для проведения модельного расчета будут использоваться входные параметры, приведенные в таблице 2.1. При этом вязкость нефти рассматривается в диапазоне от 5 до 50 сП.

Таблица 2.1. – Входные параметры модельного расчета устойчивости фронта вытеснения

Параметр	Значение	Единицы измерения
s_{wr}	0.1	-
s_{or}	0.2	-
$k_{rw}(s_{wr})$	0.2	-
$k_{ro}(s_{or})$	0.8	-
$P_c(s_{wr})$	1	МПа
P_{inj}	15	МПа
P_{res}	10	МПа
μ_w	1	сП
k	1000	мД
ρ_w	1000	кг/м ³
ρ_o	800	кг/м ³
α	20	град
L	100	м

Также стоит отметить особенность: для расчета критической скорости фильтрации необходимо определение фронтовой водонасыщенности, которая определяется из уравнения (2.51), в которое входит текущая фильтрационная скорость. Таким образом для расчета критической скорости потока необходимо реализовать итерационный метод. Упрощенный алгоритм расчета критических чисел M и U_{cr} приведен на рисунке (2.11).

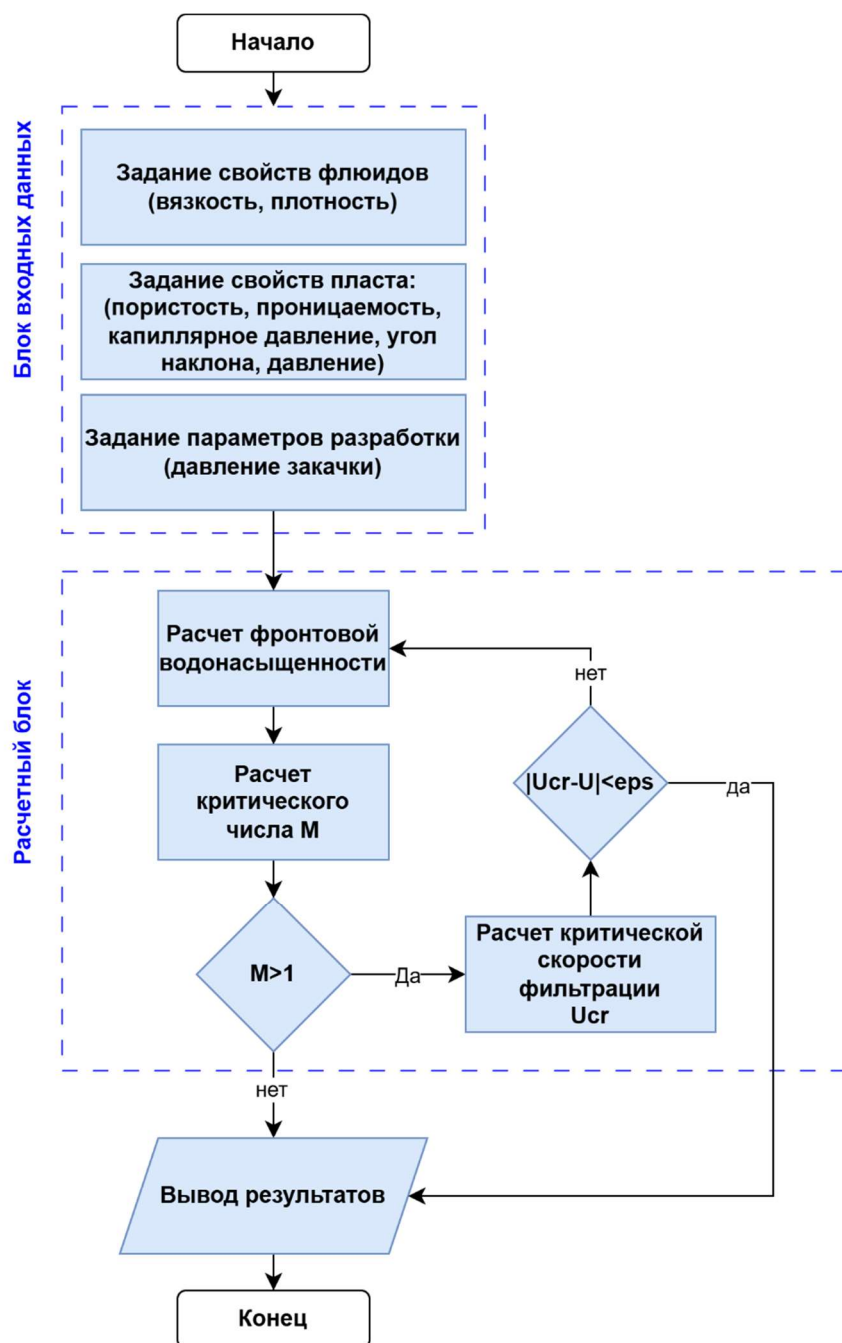


Рисунок 2.11. Алгоритм расчета критических чисел M и U_{cr}

Как говорилось ранее фронт вытеснения нефти водой будет устойчивым, если критическое число M меньше 1. В противном случае, в процессе вытеснения может произойти образование «языка» водяной фазы, если фильтрационная скорость ниже критической (рисунок 2.12).

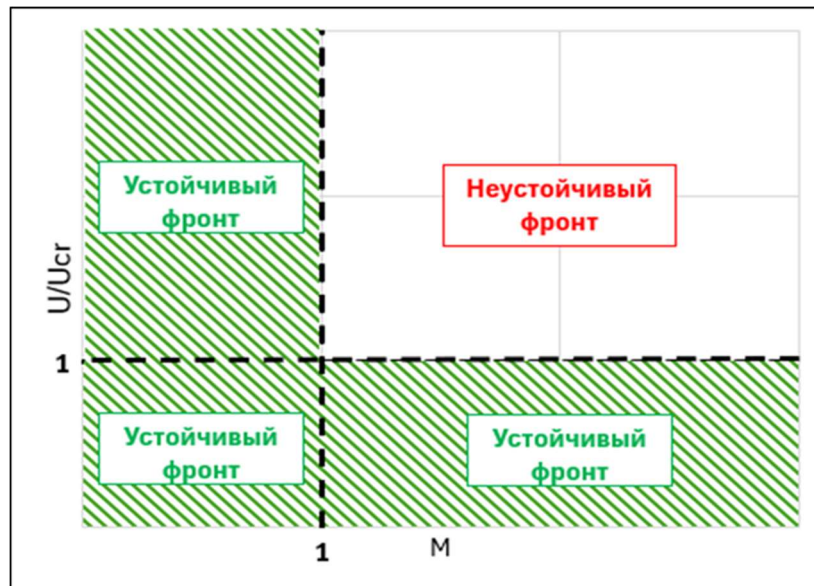


Рисунок 2.12. Области устойчивого и неустойчивого вытеснения для параметров критического числа M и фильтрационной скорости U_{cr}

В работе был произведен расчет трех вариантов:

1. Вариант с учетом действия гравитационных сил (рисунок 2.13), когда $G \neq 0$, $C = 0$.
2. Вариант с учетом действия капиллярных сил (рисунок 2.14), когда $G = 0$, $C \neq 0$.
3. Вариант с учетом действия гравитационных и капиллярных сил (рисунок 2.15), когда $G \neq 0$, $C \neq 0$.

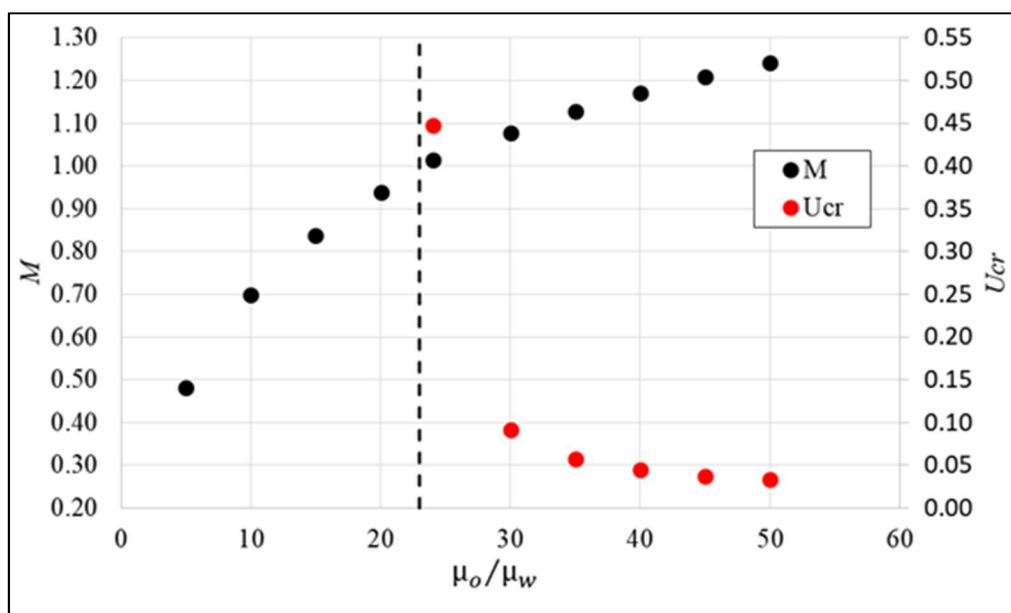


Рисунок 2.13. Критические числа для процесса вытеснения нефти водой с учетом гравитационных сил

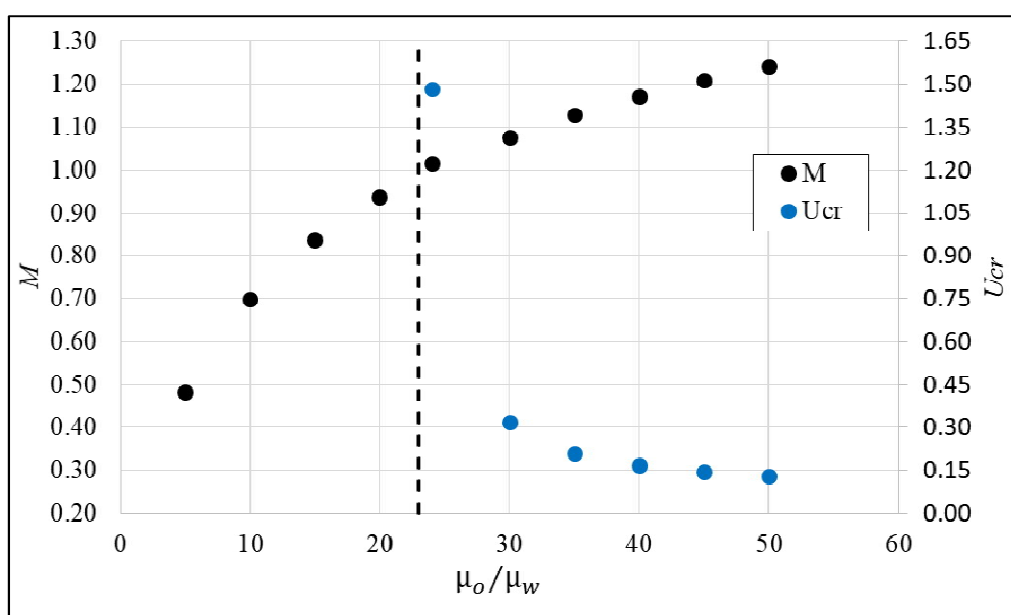


Рисунок 2.14. Критические числа для процесса вытеснения нефти водой с учетом капиллярных сил

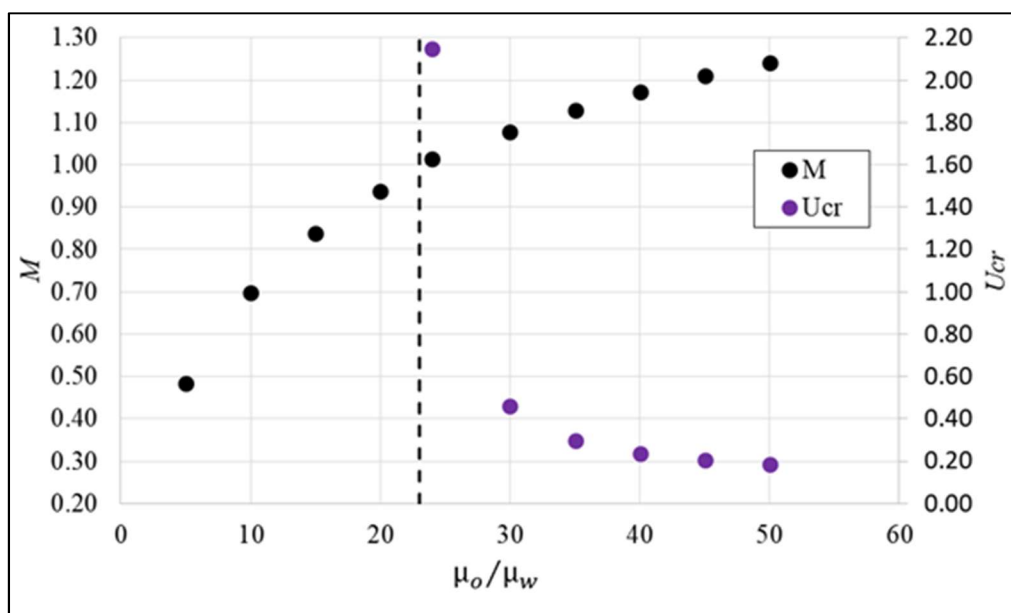


Рисунок 2.15. Критические числа для процесса вытеснения нефти водой с учетом гравитационных и капиллярных сил

Расчетные значения критических чисел G и C приведены на рисунке (2.16).

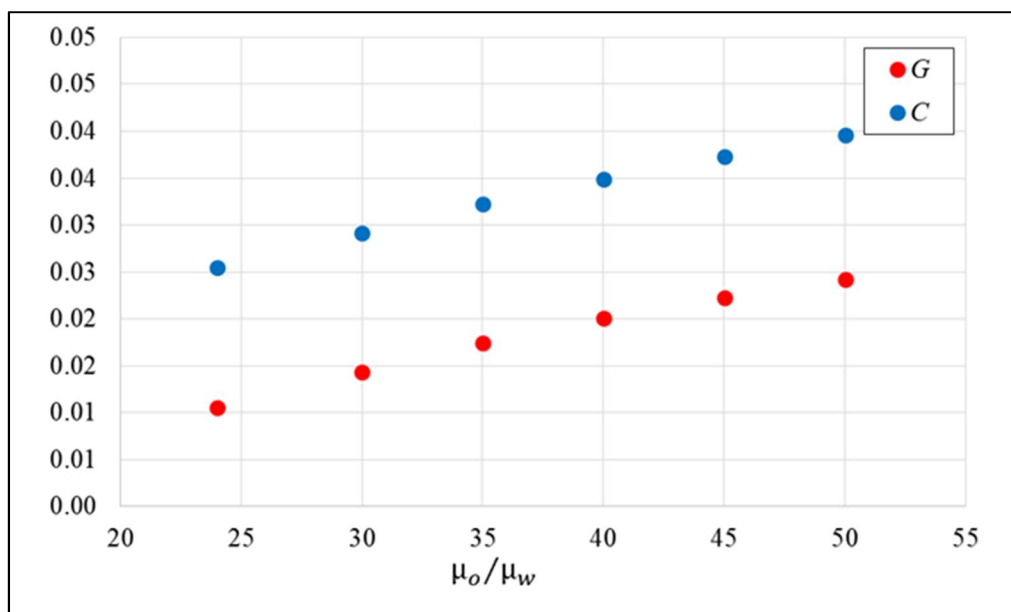


Рисунок 2.16. Зависимость безразмерных параметров G и C от относительной вязкости нефти

Проанализировав результаты расчетов, можно сделать следующие выводы:

1. С повышением вязкости нефти, происходит монотонное возрастание критического числа M для всех рассмотренных случаев. В области, где критическое число $M > 1$ (вязкость нефти превышает 23 сП), при вытеснении нефти водой возникает неустойчивость на фронте вытеснения, что может привести к образованию «языков» обводненности.

2. Значение критической скорости в области, где $M > 1$ (вязкость нефти превышает 23 сП), резко убывает с повышением вязкости нефти. Для предотвращения возникновения неустойчивости фронта вытеснения для более вязких нефтей необходимо поддерживать более низкие скорости фильтрации (снижать давление закачки вытесняющего агента).

3. При уменьшении вязкости нефти до значения, при котором $M=1$ критическая скорость фильтрации асимптотически возрастает. Для маловязких нефтей пороговое значение скорости фильтрации может быть достаточно высоким или отсутствовать.

4. Для рассмотренных входных данных оказалось, что капиллярные силы оказывают более сильное стабилизирующее влияние, чем гравитационные силы. Это видно по абсолютным значениям критической скорости фильтрации на рисунках (2.13) и (2.14) а также по значениям параметров G и C на рисунке (2.16).

В главе 1 настоящей работы было показано, что влияние типа смачиваемости оказывает значительное влияние на тип вытеснения нефти. Предложенная методика расчета критических чисел, определяющих устойчивость фронта вытеснения, также это учитывает. Чтобы это продемонстрировать был проведен расчет критического числа M при различных значениях вязкости нефти для типовых относительных фазовых проницаемостей породы в гидрофильном и гидрофобном случае (рисунок 2.17). Результаты расчета приведены на рисунке 2.18.

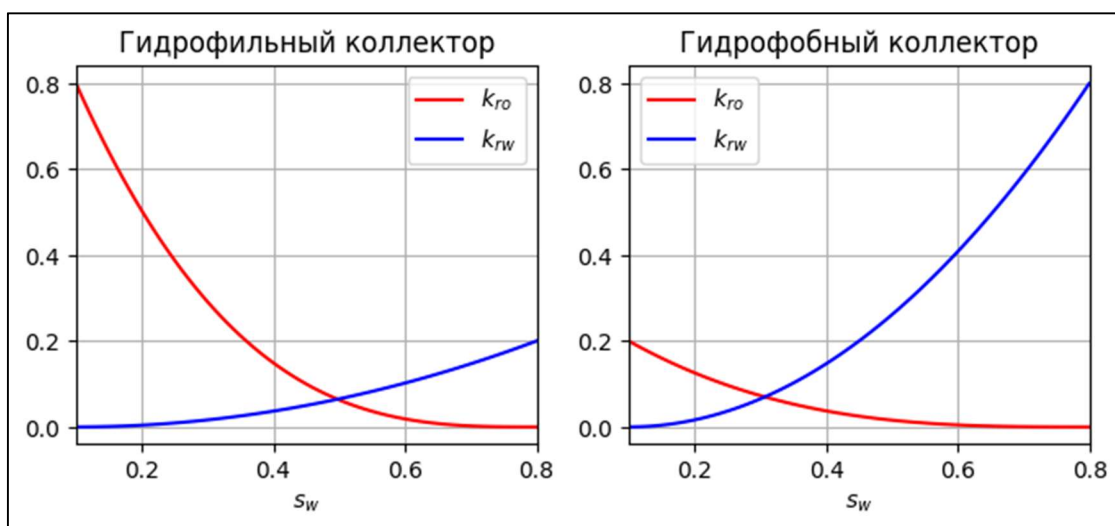


Рисунок 2.17. Относительные фазовые проницаемости для гидрофильного и гидрофобного коллекторов

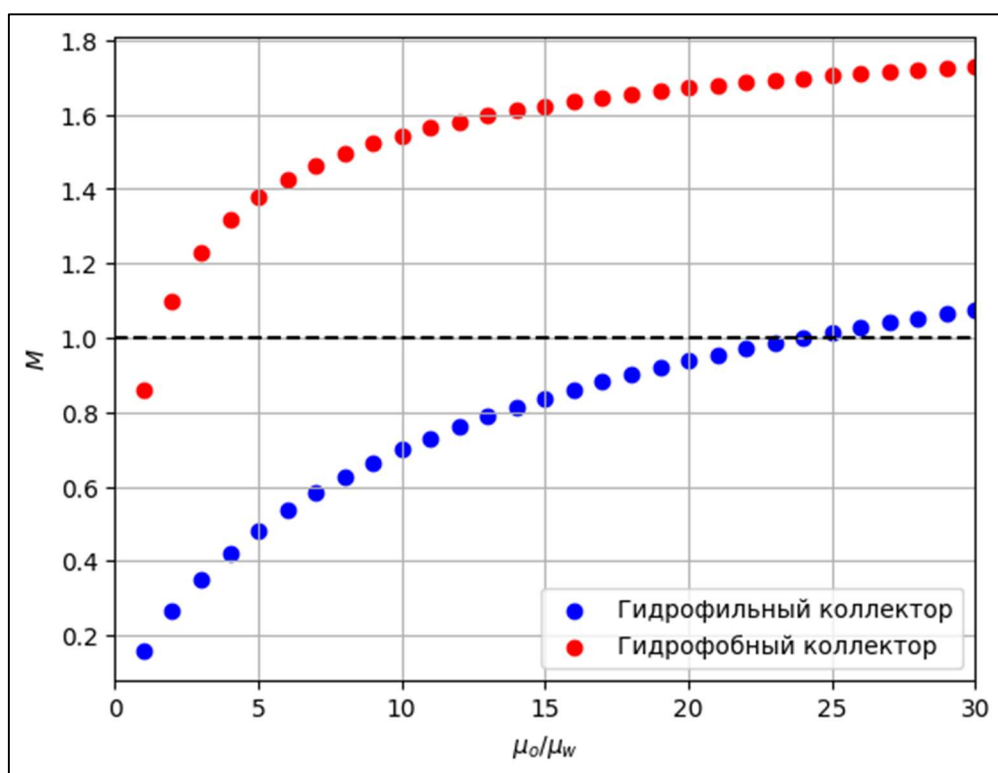


Рисунок 2.18. Зависимость критического числа M от относительной вязкости нефти для гидрофильного и гидрофобного коллекторов

Из графика 2.18 видно, что при изменении типа смачиваемости породы от гидрофильной к гидрофобной, критическое число M , определяющее отношение подвижностей флюидов превышает значение равного 1 при

вязкости нефти порядка 2 сП. Это говорит о том, что в гидрофобной породе фронт вытеснения может стать неустойчивым при вытеснении нефтей с более низкой вязкостью по сравнению с гидрофильной породой.

Одними из методов разработки высоковязких нефтей являются тепловые методы, которые направлены на снижение вязкости нефти за счет ее разогрева. Используя разработанную методику оценки устойчивости фронта вытеснения можно рассчитать, при какой температуре вытеснение разогретой нефти будет сопровождаться устойчивым фронтом вытеснения.

В настоящей работе для зависимости влияния температуры на вязкость нефти использовалась корреляция Эйнштейна (2.56):

$$\mu_o(T) = K_{\mu o} e^{C_{\mu o} T} \quad (2.56)$$

где T – температура, $K_{\mu o}$, $C_{\mu o}$ – коэффициенты корреляции.

Используя зависимость (3.20) для различных температур были рассчитаны критические числа, определяющие устойчивость фронта вытеснения (рисунок 2.19).

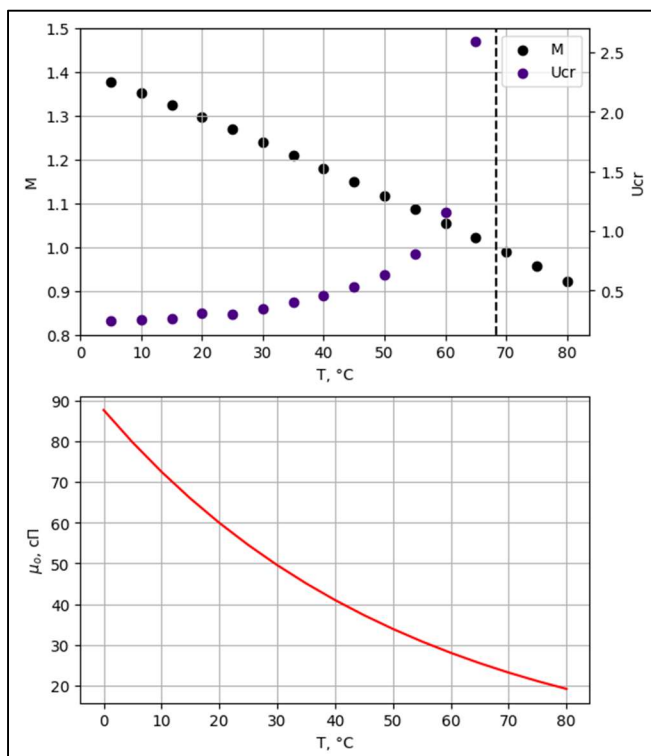


Рисунок 2.19. Зависимость вязкости нефти и критических чисел от температуры

Из графика видно, что при увеличении температуры число M снижается, а критическая фильтрационная скорость увеличивается, то есть система стремится попасть в область устойчивого вытеснения.

Таким образом предложенная методика расчета критических чисел, позволяет определять условия возникновения неустойчивости на фронте вытеснения в зависимости от характеристик пористой среды, флюидов и параметров разработки. Приведенный критериальный анализ позволяет определить будут ли в процессе вытеснения высоковязкой нефти водой образовываться «языки» обводненности, которые значительно снижают эффективность процесса заводнения.

ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТРЕХФАЗНОЙ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Для неустойчивого вытеснения нефти важной информацией является время начала образования «языков» вытесняющей фазы. Анализ этой информации помогает более эффективно планировать методы разработки нефтяных месторождений. В настоящей работе будет проведен анализ времени образования «языков» при вытеснении нефти горячим паром. Этот метод увеличения нефтеотдачи является эффективным при разработке высоковязких нефтей, однако в силу большой разницы в вязкостях пара и нефти, он сопровождается формированием неустойчивого фронта вытеснения.

В данной главе рассматривается процесс вытеснения высоковязкой нефти насыщенным паром [108], который непрерывно закачивается в пласт. Пар и горячая вода, которая образуется за счет конденсации пара, характеризуются высокими значениями параметров удельной теплоемкости и удельной теплотой фазового перехода, из-за чего эта пароводяная смесь может эффективно разогревать пласт, уменьшая вязкость нефти, и проталкивая ее к добывающей скважине. При этом, в процессе закачки пара в пористую среду, в пласте происходит движение как гидродинамического, так и теплового фронта с разной скоростью. Схематично рассматриваемый процесс изображен на рисунках 3.1 и 3.2.



Рисунок 3.1. Схематичное изображение процесса вытеснения нефти смесью воды и пара в разрезе скважины

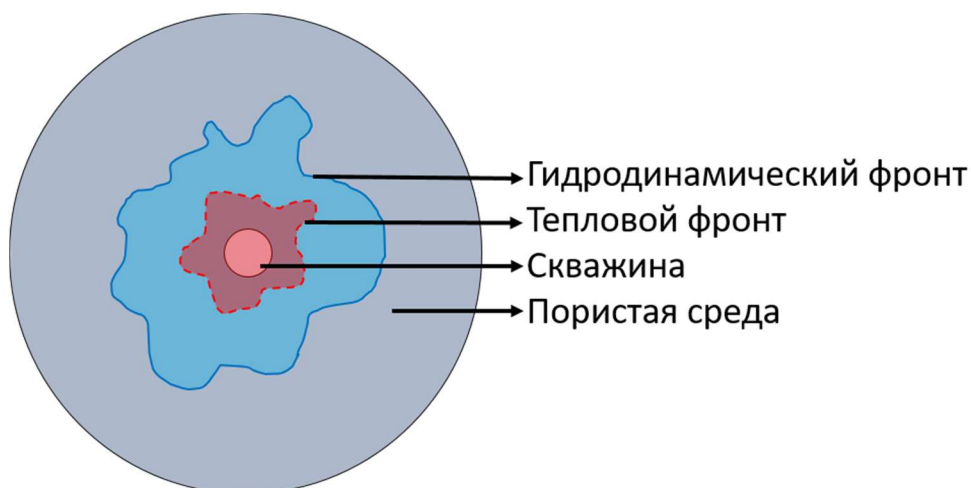


Рисунок 3.2. Схематичное изображение процесса вытеснения нефти смесью воды и пара в латеральном разрезе

3.1. Основные уравнения трехфазной неізотермической фильтрации

Математическая модель рассматриваемого процесса будет включать в себя следующие уравнения:

1. Уравнения сохранения массы.
2. Уравнения сохранения импульсов.
3. Закон сохранения энергии.
4. Уравнения состояния для фаз.
5. Корреляции для относительных фазовых проницаемостей
6. Уравнения для изменения динамической вязкости флюидов.
7. Начальные и граничные условия.

В разделе 3.1. будут рассмотрены первые три типа уравнений, которые являются основой изучаемого процесса.

Для данной задачи используются допущения, приведенные ниже:

1. Рассматривается процесс закачки вытесняющего агента в вертикальную скважину.
2. Полагается, что потоки в вертикальном сечении пористой среды отсутствуют, применяется метод плоских течений.

3. Пар находится на линии насыщения в процессе фильтрации.
4. Температура в каждом вертикальном сечении пористой среды полагается одинаковой, принимается приближение Ловерье.
5. Пористая среда является однородной, изотропной.
6. Давление в фазах одинаковое (капиллярным давлением пренебрегается).

На основе введенных допущений, законы сохранения массы для нефти, воды и пара с учетом фазовых переходов «пар-вода» имеют вид (3.1) – (3.3):

$$\frac{\partial(m\rho_o s_o)}{\partial t} + \nabla(\rho_o \mathbf{v}_o) = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial(m\rho_w s_w)}{\partial t} + \nabla(\rho_w \mathbf{v}_w) = -\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{L\rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P} \right) \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial(m\rho_s s_s)}{\partial t} + \nabla(\rho_s \mathbf{v}_s) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{L\rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P} \right) \quad (3.3)$$

где m – пористость пласта, ρ_o – плотность нефтяной фазы, ρ_w – плотность водяной фазы, ρ_s – плотность газовой фазы (пара), s_o – насыщенность породы нефтью, s_w – насыщенность породы водой, s_s – насыщенность породы паром, t – время, \mathbf{v}_o – фильтрационная скорость нефти, \mathbf{v}_w – фильтрационная скорость воды, \mathbf{v}_s – фильтрационная скорость пара, T – температура, P – давление, L – удельная теплота фазового перехода.

В качестве уравнения импульсов используется закон Дарси для соответствующих фаз (3.4) – (3.6):

$$\mathbf{v}_o = -\frac{k k_{ro}}{\mu_o} \nabla P \quad (3.4)$$

$$\mathbf{v}_w = -\frac{k k_{rw}}{\mu_w} \nabla P \quad (3.5)$$

$$\mathbf{v}_s = -\frac{k k_{rs}}{\mu_s} \nabla P \quad (3.6)$$

где k – абсолютная фазовая проницаемость, P – давление, k_{ro} – относительная фазовая проницаемость породы по нефти, k_{rw} – относительная фазовая проницаемость породы по воде, k_{rs} – относительная фазовая

проницаемость породы по газу (пару), μ_o – динамическая вязкость нефти, μ_w – динамическая вязкость воды, μ_s – динамическая вязкость пара.

В силу рассматриваемой геометрии задачи, в которой происходит закачка пара в вертикальную скважину, процесс фильтрации стоит рассматривать в цилиндрических координатах (рисунок 3.3) (координата z опущена на основании введенных допущений). В этом случае уравнения сохранения массы фаз перепишутся в виде (3.7) – (3.9), а уравнения импульсов в виде (3.10) – (3.11).

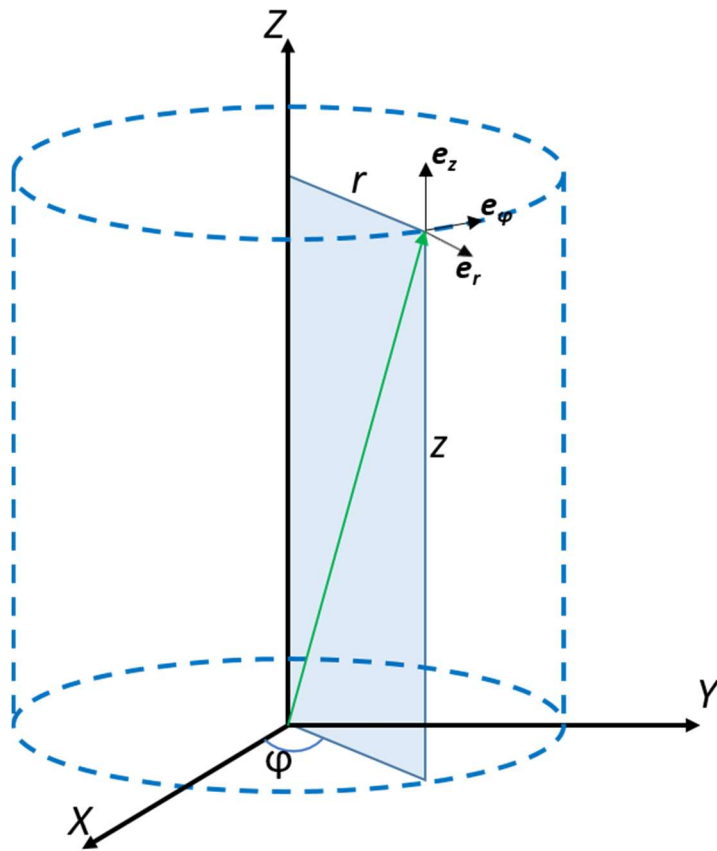


Рисунок 3.3. Цилиндрическая система координат

$$\frac{\partial(m\rho_o s_o)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(rv_{or}\rho_o) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi}(v_{o\varphi}\rho_o) = 0 \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial(m\rho_w s_w)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(rv_{wr}\rho_w) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi}(v_{w\varphi}\rho_w) = -\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{L\rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P}\right) \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial(m\rho_s s_s)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(rv_{sr}\rho_s) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi}(v_{s\varphi}\rho_s) = \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{L\rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P}\right) \quad (3.9)$$

$$\mathbf{v}_o = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \mathbf{e}_r + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \mathbf{e}_\varphi \right) = v_{or} \mathbf{e}_r + v_{o\varphi} \mathbf{e}_\varphi \quad (3.10)$$

$$\mathbf{v}_w = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \mathbf{e}_r + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \mathbf{e}_\varphi \right) = v_{wr} \mathbf{e}_r + v_{w\varphi} \mathbf{e}_\varphi \quad (3.11)$$

$$\mathbf{v}_s = -\frac{kk_{rs}}{\mu_s} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \mathbf{e}_r + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \mathbf{e}_\varphi \right) = v_{sr} \mathbf{e}_r + v_{s\varphi} \mathbf{e}_\varphi \quad (3.12)$$

где r – полярный радиус, φ – полярный угол, v_{or} и $v_{o\varphi}$ – радиальная и угловая компоненты скорости фильтрации нефти, v_{wr} и $v_{w\varphi}$ – радиальная и угловая компоненты скорости фильтрации воды, v_{sr} и $v_{s\varphi}$ – радиальная и угловая компоненты скорости фильтрации пара, \mathbf{e}_r – единичный радиус-вектор, \mathbf{e}_φ – единичный угловой вектор.

Сумма насыщенностей фаз в любой момент времени в любой точке рассматриваемого пространства задачи определяется соотношением (3.13):

$$s_o + s_w + s_s = 1 \quad (3.13)$$

В качестве закона сохранения энергии в настоящей работе будет использоваться конвективное уравнение теплопроводности (3.14):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(((1-m)C_r\rho_r + m(\rho_o C_o s_o + \rho_w C_w s_w + \rho_s C_s s_s)) T \right) \\ - k \left(C_o \rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + C_w \rho_w \frac{k_{rw}}{\mu_w} + C_s \rho_s \frac{k_{rs}}{\mu_s} \right) \left(\frac{\partial P}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} \right. \\ \left. + \frac{1}{r^2} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \frac{\partial T}{\partial \varphi} \right) = -\frac{\alpha(T - T_r)}{h} \end{aligned} \quad (3.14)$$

где C_o – удельная теплоемкость нефти, C_r – удельная теплоемкость пористой среды, C_w – удельная теплоемкость воды, C_s – удельная теплоемкость пара, T_r – начальная пластовая температура, α – коэффициент теплопередачи, h – мощность пласта, ρ_r – плотность пористой среды.

Таким образом математическая модель процесса вытеснения нефти пароводяной смесью состоит из 8 основных уравнений (3.7) – (3.14) с 8 неизвестными: s_o , s_w , s_s , v_o , v_w , v_s , P , T , то есть система уравнений является замкнутой.

3.2. Замыкающие соотношения для модели трехфазной неизотермической фильтрации

В настоящей работе рассматриваемые фазы полагаются сжимаемыми, их плотности зависят от термобарических параметров системы и выражаются с помощью соответствующих уравнений состояния.

Для пара в настоящей работе в качестве уравнения состояния используется уравнение Менделеева-Клапейрона (3.15):

$$\rho_s = \frac{PM_w}{RT} \quad (3.15)$$

где M_w – молярная масса воды, R – универсальная газовая постоянная.

Для водяной и нефтяной фаз используются уравнения Лихачева-Фогельсона (3.16) и (3.17), которые хорошо согласуются экспериментальными данными, имеющимися в справочной литературе.

$$\begin{aligned} \frac{1}{\rho_w} = & A_w + B_w T - A_{w1} P - C_{w3} P T + C_{w1} P^2 + C_{w2} P T^2 \\ & + V_{we} e^{-A_{w2} P - \frac{E_w + A_{w3} P}{RT}} \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{\rho_o} = & A_o + B_o T - A_{o1} P - C_{o3} P T + C_{o1} P^2 + C_{o2} P T^2 \\ & + V_{oe} e^{-A_{o2} P - \frac{E_o + A_{o3} P}{RT}} \end{aligned} \quad (3.17)$$

где $A_w, A_{w1}, A_{w2}, A_{w3}, B_w, C_{w1}, C_{w2}, C_{w3}, V_{ew}, E_w$ – постоянные величины для водяной фазы, $A_o, A_{o1}, A_{o2}, A_{o3}, B_o, C_{o1}, C_{o2}, C_{o3}, V_{eo}, E_o$ – постоянные величины для нефтяной фазы.

Согласно работе [109] учет в этих уравнениях членов, содержащих P и T в более высокой степени, не улучшают результат. Указанные постоянные параметры могут быть связаны с критическими параметрами фаз в соответствии с уравнениями в системах (3.18):

$$\left\{ \begin{array}{l} A_w = a_w V_{cw} \\ A_{w1} = \frac{a_{w1} V_{cw}}{P_{cw}} \\ A_{w2} = \frac{a_{w2}}{P_{cw}} \\ A_{w3} = \frac{a_{w3} RT_{cw}}{P_{cw}} \\ B_w = \frac{b_w V_{cw}}{T_{cw}} \\ C_{w1} = \frac{c_{w1} V_{cw}}{P_{cw} T_{cw}} \\ C_{w2} = \frac{c_{w2} V_{cw}}{P_{cw}^2} \\ C_{w3} = \frac{c_{w3} V_{cw}}{P_{cw} T_{cw}^2} \\ V_{ew} = \varphi_{ew} V_{cw} \\ E_w = \varepsilon_w RT_{cw} \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} A_o = a_o V_{co} \\ A_{o1} = \frac{a_{o1} V_{co}}{P_{co}} \\ A_{o2} = \frac{a_{o2}}{P_{co}} \\ A_{o3} = \frac{a_{o3} RT_{co}}{P_{co}} \\ B_o = \frac{b_o V_{co}}{T_{co}} \\ C_{o1} = \frac{c_{o1} V_{co}}{P_{co} T_{co}} \\ C_{o2} = \frac{c_{o2} V_{co}}{P_{co}^2} \\ C_{o3} = \frac{c_{o3} V_{co}}{P_{co} T_{co}^2} \\ V_{eo} = \varphi_{eo} V_{co} \\ E_o = \varepsilon_o RT_{co} \end{array} \right. \quad (3.18)$$

где P_{cw} , T_{cw} , V_{cw} – критические давление, температура и объем водяной фазы, P_{co} , T_{co} , V_{co} – критические давление, температура и объем нефтяной фазы, a_w , a_{w1} , a_{w2} , a_{w3} , b_w , c_{w1} , c_{w2} , c_{w3} , φ_{ew} , ε_w – безразмерные постоянные коэффициенты для водяной фазы, a_o , a_{o1} , a_{o2} , a_{o3} , b_o , c_{o1} , c_{o2} , c_{o3} , φ_{eo} , ε_o – безразмерные постоянные коэффициенты для нефтяной фазы.

В таблицах 3.1. и 3.2 приведены значения введенных констант для водяной и нефтяной фаз соответственно.

Таблица 3.1. Значения параметров уравнения Лихачева-Фогельсона для водной фазы

Параметр	Исходная система		Система СИ	
	Значение	Ед. изм.	Значение	Ед. изм.
a_w	0.3	-	0.3	-
a_{wl}	0.0035	-	0.0035	-
a_{w2}	0.098	-	0.098	-
a_{w3}	0.035	-	0.035	-
b_w	0.033	-	0.033	-
c_{wl}	0	-	0	-
c_{w2}	0	-	0	-
c_{w3}	0.0053	-	0.0053	-
φ_{ew}	4.8	-	4.8	-
ε_w	3.44	-	3.44	-
A_w	$9.4500 \cdot 10^{-4}$	м ³ /кг	$9.4500 \cdot 10^{-4}$	м ³ /кг
A_{wl}	$4.9887 \cdot 10^{-8}$	м ³ /(кг·бар)	$4.9887 \cdot 10^{-13}$	м ³ /(кг·Па)
A_{w2}	$4.4344 \cdot 10^{-4}$	1/бар	$4.4344 \cdot 10^{-9}$	1/Па
A_{w3}	$8.5194 \cdot 10^{-4}$	кДж/(моль·бар)	$8.5194 \cdot 10^{-6}$	Дж/(моль·Па)
B_w	$1.6066 \cdot 10^{-7}$	м ³ /(кг·К)	$1.6066 \cdot 10^{-7}$	м ³ /(кг·К)
C_{wl}	0	м ³ (кг·бар·К)	0	м ³ /(кг·Па·К)
C_{w2}	0	м ³ /(кг·бар ²)	0	м ³ /(кг·Па ²)
C_{w3}	$1.8046 \cdot 10^{-13}$	кг/(м ³ ·бар·К ²)	$1.8046 \cdot 10^{-18}$	кг/(м ³ ·Па·К ²)
V_{ew}	$1.5120 \cdot 10^{-2}$	м ³ /кг	$1.5120 \cdot 10^{-2}$	м ³ /кг
E_w	18.5050	кДж/моль	$1.8505 \cdot 10^4$	Дж/моль

Таблица 3.2. Значения параметров уравнения Лихачева-Фогельсона для нефтяной фазы

Параметр	Исходная система		Система СИ	
	Значение	Ед. изм.	Значение	Ед. изм.
a_o	0.249	-	0.249	-
a_{o1}	0.000096	-	0.000096	-
a_{o2}	0.31	-	0.31	-
a_{o3}	-0.15	-	-0.15	-
b_o	0.171	-	0.171	-
c_{o1}	0.0018	-	0.0018	-
c_{o2}	0	-	0	-
c_{o3}	0	-	0	-
φ_{eo}	10.7	-	10.7	-
ε_o	4.3	-	4.3	-
A_o	$8.2170 \cdot 10^{-4}$	м ³ /кг	$8.2170 \cdot 10^{-4}$	м ³ /кг
A_{o1}	$6.4653 \cdot 10^{-9}$	м ³ /(кг·бар)	$6.4653 \cdot 10^{-14}$	м ³ /(кг·Па)
A_{o2}	$6.3265 \cdot 10^{-3}$	1/бар	$6.3265 \cdot 10^{-8}$	1/Па
A_{o3}	$-1.4330 \cdot 10^{-2}$	кДж/(моль·бар)	$-1.4330 \cdot 10^{-4}$	Дж/(моль·Па)
B_o	$1.0023 \cdot 10^{-6}$	м ³ /(кг·К)	$1.0023 \cdot 10^{-6}$	м ³ /(кг·К)
C_{o1}	$2.1532 \cdot 10^{-10}$	м ³ (кг·бар·К)	$2.1532 \cdot 10^{-15}$	м ³ /(кг·Па·К)
C_{o2}	0	м ³ /(кг·бар ²)	0	м ³ /(кг·Па ²)
C_{o3}	0	кг/(м ³ ·бар·К ²)	0	кг/(м ³ ·Па·К ²)
V_{eo}	$3.5310 \cdot 10^{-2}$	м ³ /кг	$3.5310 \cdot 10^{-2}$	м ³ /кг
E_o	20.1280	кДж/моль	$2.0128 \cdot 10^4$	Дж/моль

Графические представления уравнений состояния для воды, нефти и пара в зависимости от температуры для различных фиксированных давлений представлены на рисунках 3.4 – 3.6.

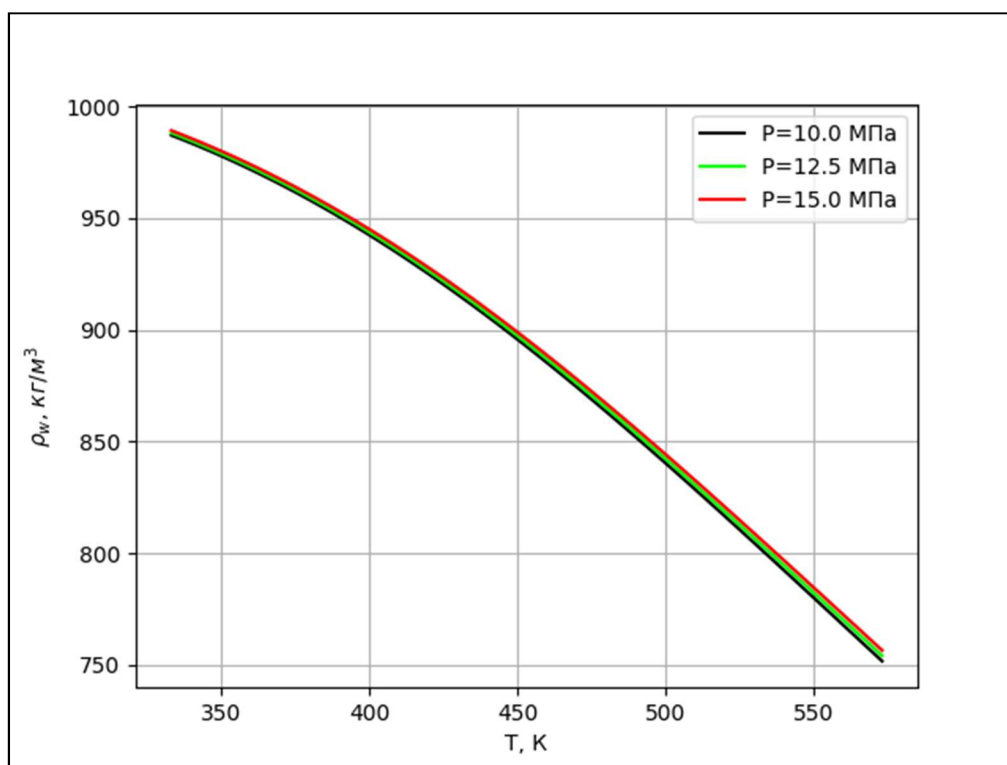


Рисунок 3.4. Зависимость плотности воды от температуры для различных значений давления

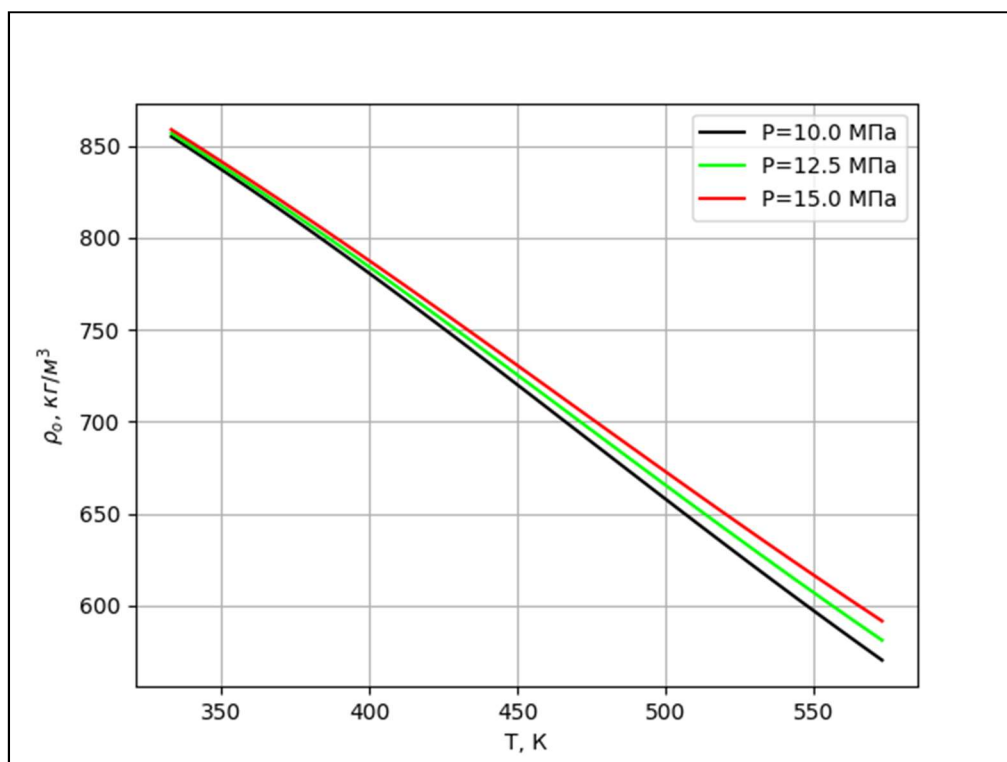


Рисунок 3.5. Зависимость плотности нефти от температуры для различных значений давления

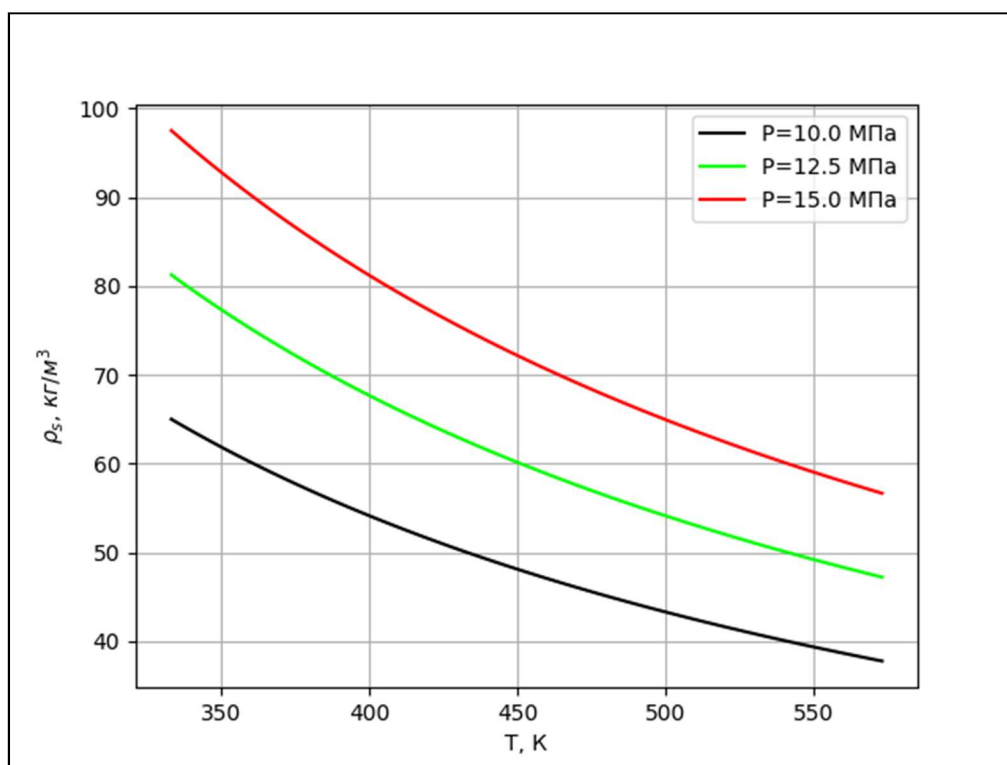


Рисунок 3.6. Зависимость плотности пара от температуры для различных значений давления

В процессе неізотермической фильтрации важной особенностью является изменение вязкости фаз в процессе нагрева флюидов. Полагается, что вязкости жидкостей слабо зависят от давления, в то время как для газовой фазы этой зависимостью не пренебрегается.

В настоящей работе для расчета динамической вязкости нефти и воды используется уравнение Эйнштейна (3.19) – (3.20), а вязкость пара рассчитывается по эмпирической корреляции (3.21).

$$\mu_w(T) = K_{\mu w} e^{C_{\mu w} T} \quad (3.19)$$

$$\mu_o(T) = K_{\mu o} e^{C_{\mu o} T} \quad (3.20)$$

$$\mu_s(P, T) = \left(A_{\mu s} + B_{\mu s} (T - T_0) + C_{\mu s} \left(\frac{P}{P_0} \right)^{D_{\mu s}} \right) \cdot 10^{-3} \quad (3.21)$$

Где $K_{\mu w}$, $C_{\mu w}$, $K_{\mu o}$, $C_{\mu o}$, $A_{\mu s}$, $B_{\mu s}$, $C_{\mu s}$, $D_{\mu s}$, T_0 , P_0 – постоянные коэффициенты, которые подбираются для настройки корреляций на экспериментальные данные.

В настоящей работе значение приведенных коэффициентов для расчета вязкостей фаз приняты в соответствии с таблицей 3.3.

Таблица 3.3. Значения параметров корреляций для расчета динамических вязкостей фаз

Параметр	Значение	Ед. изм.
$K_{\mu w}$	0.0016	Па·с
$C_{\mu w}$	-0.018	1/К
$K_{\mu o}$	0.0874	Па·с
$C_{\mu o}$	-0.019	1/К
$A_{\mu s}$	$4.9402 \cdot 10^{-3}$	Па·с
$B_{\mu s}$	$5.0956 \cdot 10^{-5}$	Па·с/К
$C_{\mu s}$	$2.9223 \cdot 10^{-6}$	Па·с
$D_{\mu s}$	2.5077	-
T_0	273.15	К
P_0	10^6	Па

Графические изображения описанных корреляций динамической вязкости для воды, нефти и пара представлены на рисунках 3.7 – 3.9 соответственно.

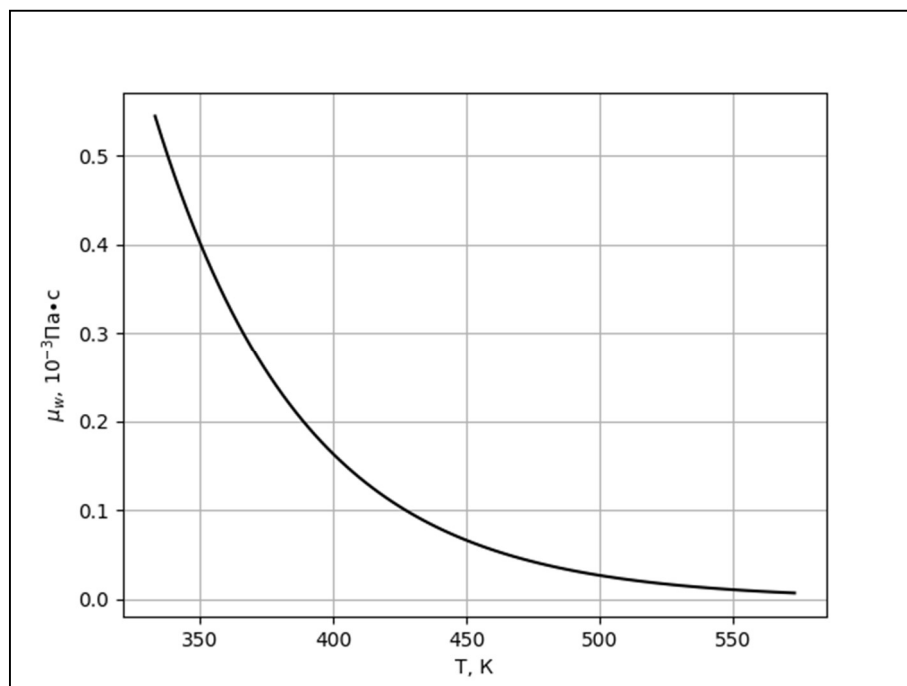


Рисунок 3.7. Зависимость динамической вязкости воды от температуры

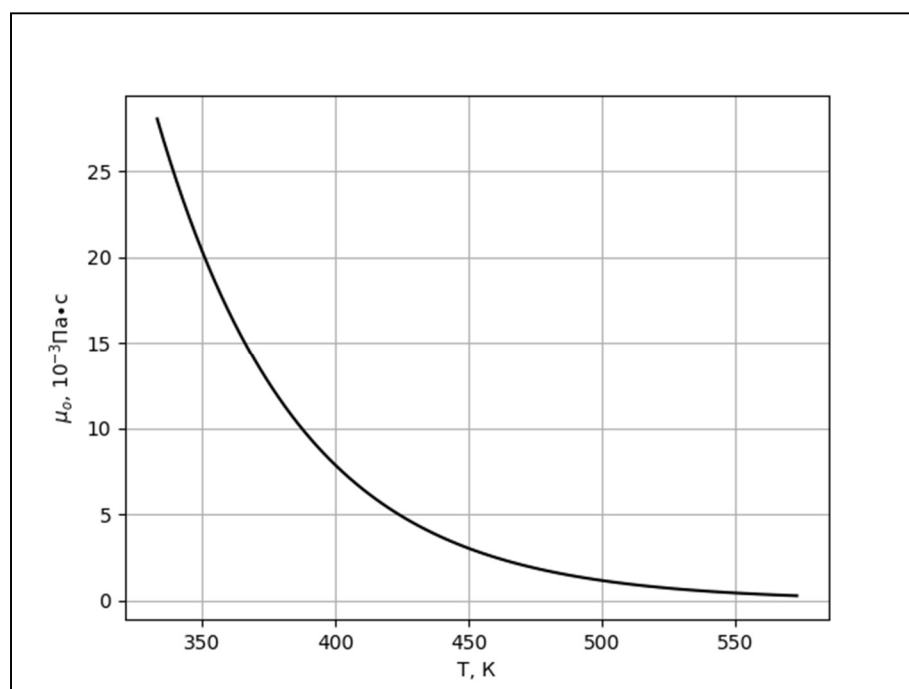


Рисунок 3.8. Зависимость динамической вязкости нефти от температуры

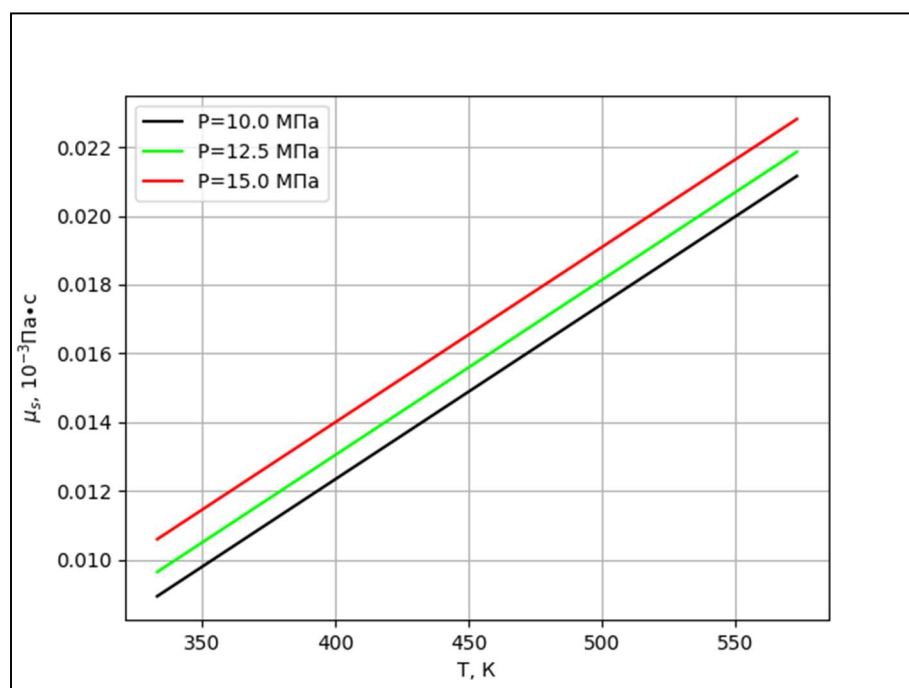


Рисунок 3.9. Зависимость динамической вязкости пара от температуры для различных значений давления

Для определения фильтрационных скоростей флюидов необходима информация об их относительных фазовых проницаемостях в системе вода-

нефть-пар. Существуют различные способы представления таких зависимостей:

- Линейная модель Бейкера;
- Модель Стоуна I;
- Модель Стоуна II;
- Корреляция Кори;
- Корреляция LET.

В настоящей работе для определения трехфазной относительной фазовой проницаемости нефти будет использоваться трехфазная модель Стоуна I (3.22) с обозначениями (3.23), а для воды и пара – двухфазная модель Кори (3.24) и (3.25).

$$k_{ro} = \frac{k_{row}k_{ros}}{k_{rowr}} \frac{s_{oe}}{(1 - s_{we})(1 - s_{se})} \quad (3.22)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{row} = k_{row}(s_{wr}) \left(\frac{1 - s_w - s_{orw}}{1 - s_{wr} - s_{orw}} \right)^2 \\ k_{ros} = \left(\frac{1 - s_s - s_{ors}}{1 - s_{ors}} \right)^2 \\ k_{rowr} = k_{row}(s_{wr}) \frac{1 - s_{wr} - s_{orw}}{1 - s_{wr} - s_{orw}} \\ s_{oe} = \frac{s_o - s_{om}}{1 - s_{wr} - s_{om}} \\ s_{we} = \frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr} - s_{om}} \\ s_{se} = \frac{s_s}{1 - s_{wr} - s_{om}} \\ s_{om} = \gamma s_{orw} + (1 - \gamma) s_{ors} \\ \gamma = 1 - \frac{s_s}{1 - s_{wr} - s_{ors}} \end{array} \right. \quad (3.23)$$

$$k_{rw} = k_{rw}(s_{orw}) \left(\frac{s_w - s_{wr}}{1 - s_{wr} - s_{orw}} \right)^3 \quad (3.24)$$

$$k_{rs} = k_{rs}(s_{ors}) \left(\frac{s_s}{1 - s_{ors}} \right)^3 \quad (3.25)$$

где s_{orw} – остаточная нефтенасыщенность в системе нефть-вода, s_{ors} – остаточная нефтенасыщенность в системе нефть-пар, s_{wr} – критическая

водонасыщенность, k_{row} – двухфазная относительная фазовая проницаемость породы по нефти в системе нефть-вода, k_{ros} – двухфазная относительная фазовая проницаемость породы по нефти в системе нефть-пар, $k_{row}(s_{wr})$ – максимальная относительная фазовая проницаемость породы по нефти в системе нефть-вода, $k_{rw}(s_{orw})$ – максимальная относительная фазовая проницаемость породы по воде, $k_{rs}(s_{ors})$ – максимальная относительная фазовая проницаемость породы по пару.

Для проведения модельных расчетов относительных фазовых проницаемостей будут использоваться значения параметров, указанные в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Значение параметров для расчета относительных фазовых проницаемостей флюидов.

Параметр	Значение
s_{wr}	0.1
s_{orw}	0.15
s_{ors}	0.2
$k_{rw}(s_{orw})$	0.2
$k_{rs}(s_{ors})$	0.8
$k_{row}(s_{wr})$	0.9

Графическое представление относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и пара приведены на рисунках 3.10 – 3.13.

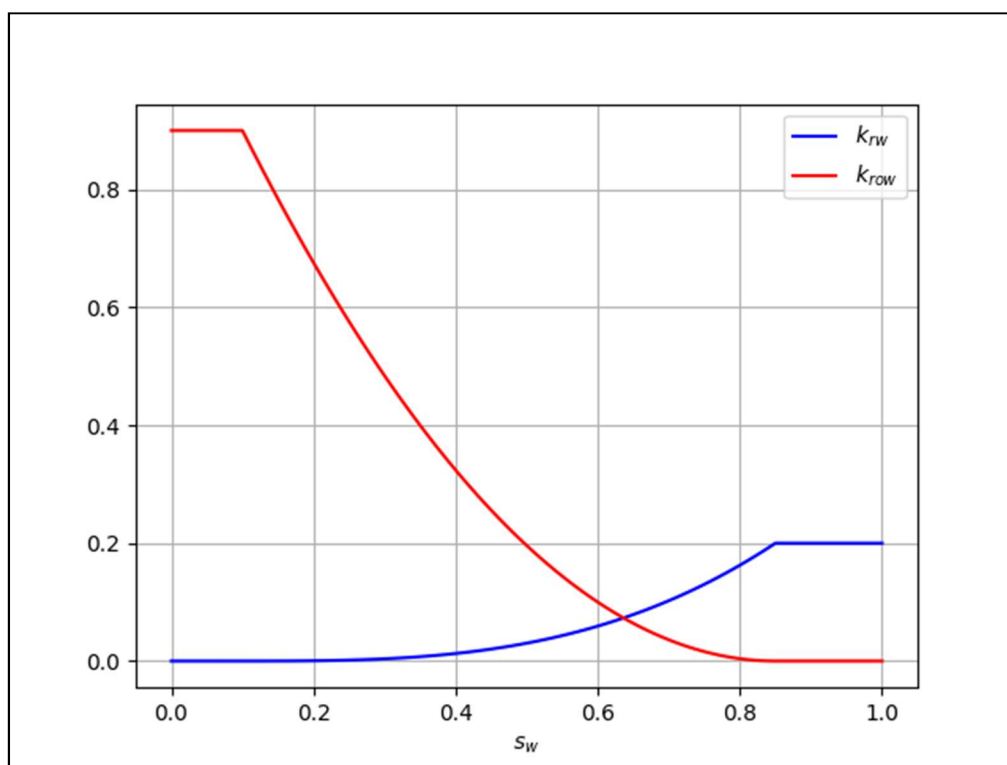


Рисунок 3.10. Относительные фазовые проницаемости воды и нефти в системе нефть-вода

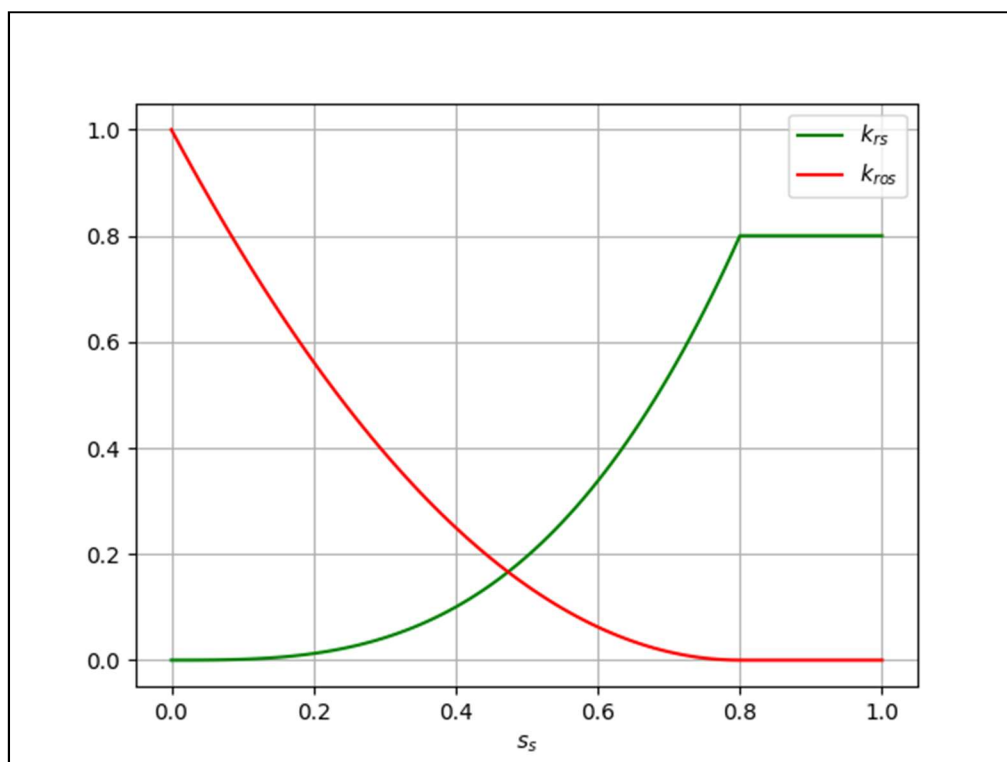


Рисунок 3.11. Относительные фазовые проницаемости пара и нефти в системе нефть-пар

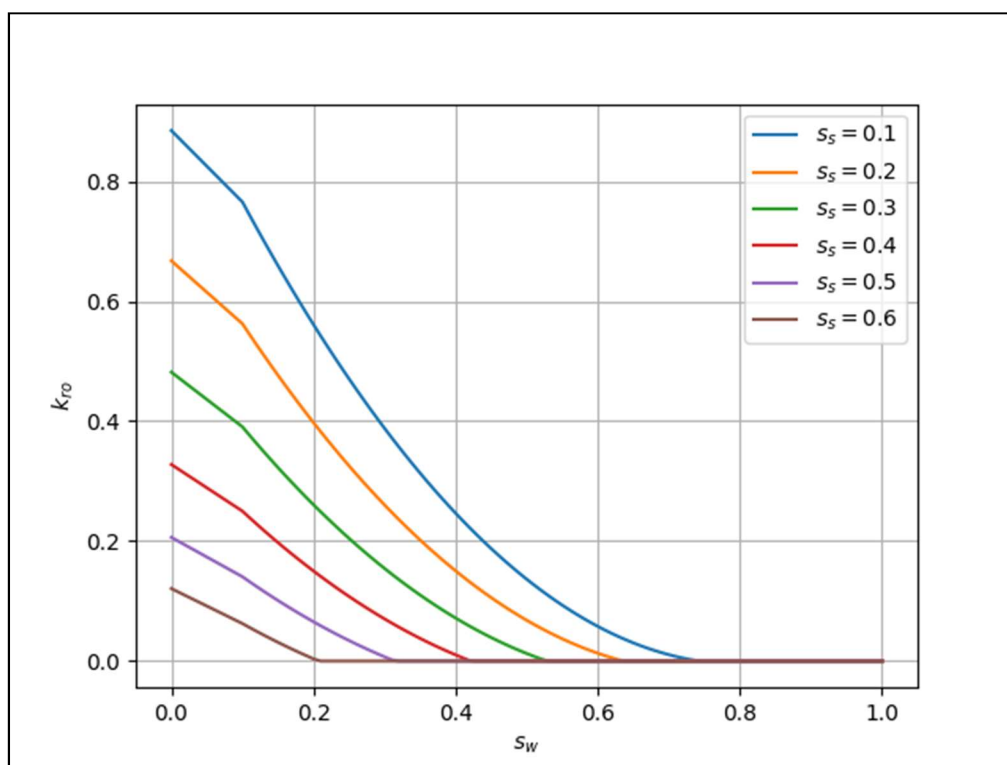


Рисунок 3.12. Относительная фазовая проницаемость нефти в системе вода-нефть-пар в зависимости от водонасыщенности

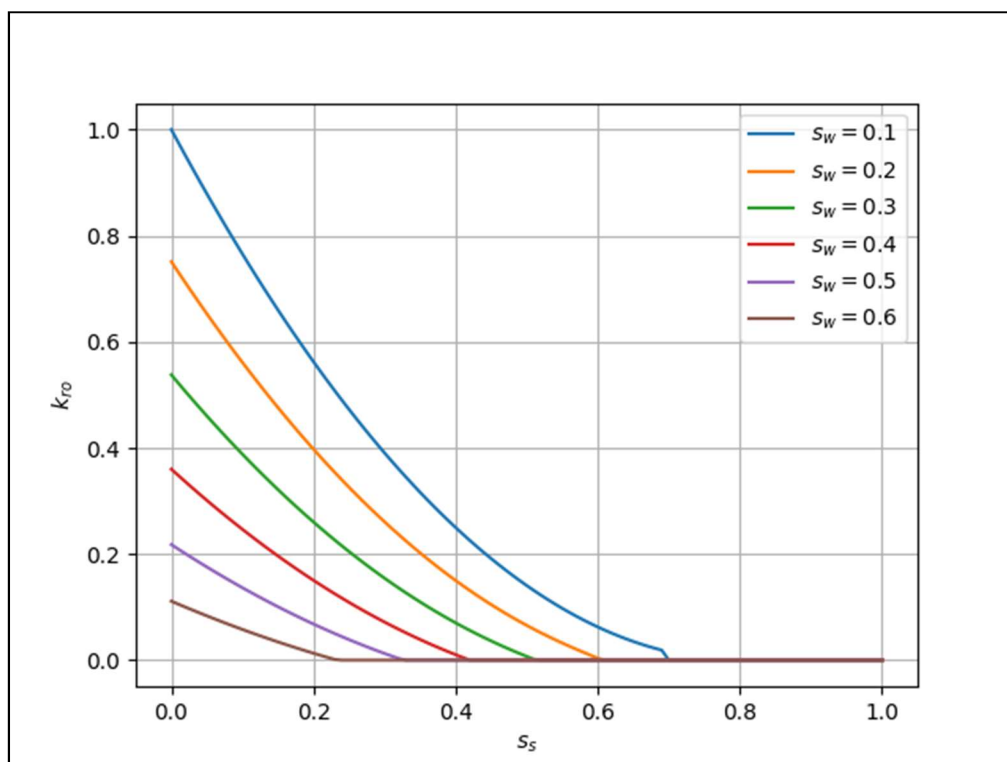


Рисунок 3.13. Относительная фазовая проницаемость нефти в системе вода-нефть-пар в зависимости от насыщенности паром

Таким образом в разделе 3.2 были представлены основные уравнения для определения зависимостей плотностей и вязкостей фаз от термобарических условий, а также корреляции для определения относительных фазовых проницаемостей флюидов в процессе трехфазной фильтрации. Полученные соотношения (3.15) – (3.25) совместно с основными формулами математической модели рассматриваемого процесса (3.7) – (3.14) позволяют рассчитать распределение полей давления, температуры и насыщенностей фаз в процессе вытеснения нефти пароводяной смесью.

3.3. Обезразмеривание системы уравнений

Сделав подстановку уравнений (3.10) – (3.12) для фильтрационных скоростей в уравнения сохранения массы (3.7) – (3.9) за счет исключения параметров скорости, можно получить систему из 5 основных уравнений (совместно за законом сохранения энергии и замыкающего соотношения для насыщенностей фаз). Комбинации уравнений неразрывности и уравнений Дарси для флюидов представлены в виде (3.26) – (3.28):

$$\frac{\partial(m\rho_o s_o)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k k_{ro} \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{r} \frac{k k_{ro} \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \right) = 0 \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(m\rho_w s_w)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k k_{rw} \rho_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{r} \frac{k k_{rw} \rho_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \right) \\ = - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{L \rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P} \right) \end{aligned} \quad (3.27)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(m\rho_s s_s)}{\partial t} - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k k_{rs} \rho_s}{\mu_s} \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{r} \frac{k k_{rs} \rho_s}{\mu_s} \frac{\partial P}{\partial \varphi} \right) \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{L \rho_w \rho_s}{T} \frac{\partial T}{\partial P} \right) \end{aligned} \quad (3.28)$$

Далее будет описан процесс обезразмеривания полученных уравнений, которые характеризуют процесс неизотермической трехфазной фильтрации. Цели, которые достигаются за счет обезразмеривания приведены ниже:

1. Упрощение уравнений за счет снижения количества параметров, которые объединяются в безразмерные комбинации.

2. Создание универсальных уравнений, результаты решения которых легко масштабируются на другие системы с различными размерами и граничными условиями.

3. Выявление комплексов подобия, которые определяют поведение системы и позволяют лучше разобраться в различных зависимостях.

4. Улучшение устойчивости решения за счет уменьшения диапазонов изменения параметров.

Введем безразмерные параметры давления, температуры и радиального расстояния таким образом, чтобы они изменялись в диапазоне от 0 до 1 в соответствии с (3.29) – (3.31):

$$\bar{P} = \frac{P - P_r}{P_s - P_r} \quad (3.29)$$

$$\bar{T} = \frac{T - T_r}{T_s - T_r} \quad (3.30)$$

$$\bar{r} = \frac{r - r_s}{r_r - r_s} \quad (3.31)$$

где P_s – давление закачки пара, P_r – пластовое давление, T_s – температура закачки пара, T_r – пластовая температура, r_r – радиус контура питания, r_s – радиус скважины.

Для обезразмеривания плотностей и вязкостей фаз вводятся их аналоги (3.32) – (3.37), характеризующие их отношение к соответствующим параметрам воды при стандартных условиях:

$$\bar{\rho}_o = \frac{\rho_o}{\rho_w^0} \quad (3.32)$$

$$\bar{\rho}_w = \frac{\rho_w}{\rho_w^0} \quad (3.33)$$

$$\bar{\rho}_s = \frac{\rho_s}{\rho_w^0} \quad (3.34)$$

$$\bar{\mu}_o = \frac{\mu_o}{\mu_w^0} \quad (3.35)$$

$$\bar{\mu}_w = \frac{\mu_w}{\mu_w^0} \quad (3.36)$$

$$\overline{\mu}_s = \frac{\mu_s}{\mu_w^0} \quad (3.37)$$

где μ_w^0 – вязкость воды при стандартных условиях, ρ_w^0 – плотность воды при стандартных условиях.

Подставляя (3.29) – (3.37) в (3.26) – (3.28) можно получить безразмерные уравнения фильтрации флюидов (3.38) – (3.40):

$$\frac{\partial(\overline{\rho}_o s_o)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{ro} \overline{\rho}_o}{\overline{\mu}_o} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{\bar{r}} \frac{k_{ro} \overline{\rho}_o}{\overline{\mu}_o} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \varphi} \right) = 0 \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial(\overline{\rho}_w s_w)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rw} \overline{\rho}_w}{\overline{\mu}_w} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{\bar{r}} \frac{k_{rw} \overline{\rho}_w}{\overline{\mu}_w} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \varphi} \right) \quad (3.39)$$

$$= -\Lambda \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{\overline{\rho}_w \overline{\rho}_s}{\bar{T} + \bar{T}_r} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{P}} \right)$$

$$\frac{\partial(\overline{\rho}_s s_s)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rs} \overline{\rho}_s}{\overline{\mu}_s} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{1}{\bar{r}} \frac{k_{rs} \overline{\rho}_s}{\overline{\mu}_s} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \varphi} \right) \quad (3.40)$$

$$= \Lambda \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{\overline{\rho}_w \overline{\rho}_s}{\bar{T} + \bar{T}_r} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{P}} \right)$$

где были введены обозначения (3.41) – (3.44):

$$t_0 = \frac{m \mu_w^0 r_r^2}{k(P_s - P_r)} \quad (3.41)$$

$$\tau = \frac{t}{t_0} \quad (3.42)$$

$$\bar{T}_r = \frac{T_r}{T_s - T_r} \quad (3.43)$$

$$\Lambda = \frac{\rho_w^0 L}{m(P_s - P_r)} \quad (3.44)$$

Для обезразмеривания закона сохранения энергии необходимо ввести относительные удельные теплоемкости (3.45) – (3.48) и относительную плотность пористой среды (3.49):

$$\overline{C}_o = \frac{C_o}{C_w^0} \quad (3.45)$$

$$\bar{C}_w = \frac{C_w}{C_w^0} \quad (3.46)$$

$$\bar{C}_s = \frac{C_s}{C_w^0} \quad (3.47)$$

$$\bar{C}_r = \frac{C_r}{C_w^0} \quad (3.48)$$

$$\bar{\rho}_r = \frac{\rho_r}{\rho_w^0} \quad (3.49)$$

где C_w^0 – удельная теплоемкость воды в стандартных условиях.

Подставляя введенные безразмерные величины в уравнение сохранения энергии можно получить его в безразмерном виде (3.50):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\left[\left(\frac{1}{m} - 1 \right) \bar{C}_r \bar{\rho}_r + (\bar{\rho}_o \bar{C}_o s_o + \bar{C}_w \bar{\rho}_w s_w + \bar{\rho}_s \bar{C}_s s_s) \right] (\bar{T} + \bar{T}_r) \right) \\ - \left(\bar{C}_o \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} + \bar{C}_w \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} + \bar{C}_s \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \right) \left(\frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \right. \\ \left. + \frac{1}{\bar{r}^2} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \varphi} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \varphi} \right) = -A \bar{T} \end{aligned} \quad (3.50)$$

где был введен комплекс подобия (3.51):

$$A = \frac{\alpha \mu_w^0 r_r^2}{k h (P_s - P_r) \rho_w^0 C_w} = \frac{\frac{\alpha r_r}{h}}{\frac{k (P_s - P_r)}{\mu_w^0 r_r} C_w \rho_w^0} \quad (3.51)$$

Полученный комплекс подобия A , имеет важное значение, его физический смысл состоит в том, что он определяет отношение интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в насыщенную пористую среду с теплоносителем [110].

Таким образом, была получена полностью безразмерная система уравнений, описывающая процесс трехфазной неизотермической фильтрации воды, нефти и пара и выявлен важный комплекс подобия, характеризующий отношение подводимой и теряемой теплоты в процессе фильтрации. Используя приведенную математическую модель, можно произвести расчет

полей давления, температуры и насыщенности флюидов и проанализировать продвижение паронефтяного фронта в процессе вытеснения.

ГЛАВА 4. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПАРОВОДЯНОЙ СМЕСЬЮ

В данном разделе производится моделирование процесса неизотермической трехфазной фильтрации в соответствии с безразмерной математической моделью, полученной в разделе 3. При этом основной целью является анализ влияния критического числа A на распределение фронтов насыщенностей и температуры.

4.1. Алгоритм расчета полей давления, температуры и насыщенностей фаз при неизотермической фильтрации нефти, воды и пара

Для ускорения численных расчетов и упрощения алгоритма расчета дополнительно вводятся следующие допущения:

1. Для задачи принимается радиальная симметрия, то есть частные производные параметров по полярному углу опускаются.
2. Фазовые переходы происходят с низкой интенсивностью, то есть правые части уравнений сохранения массы для воды и пара значительно меньше остальных слагаемых.

С учетом введенных допущений можно переписать систему безразмерных математических уравнений, которые описывают неизотермический процесс вытеснения нефти пароводяной смесью в виде (4.1) – (4.5):

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_o s_o)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) = 0 \quad (4.1)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_w s_w)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) = 0 \quad (4.2)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_s s_s)}{\partial \tau} - \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) = 0 \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\left[\left(\frac{1}{m} - 1 \right) \bar{C}_r \bar{\rho}_r + (\bar{\rho}_o \bar{C}_o s_o + \bar{C}_w \bar{\rho}_w s_w + \bar{\rho}_s \bar{C}_s s_s) \right] (\bar{T} + \bar{T}_r) \right) \\ - \left(\bar{C}_o \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} + \bar{C}_w \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} + \bar{C}_s \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \right) \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} = -A \bar{T} \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$s_o + s_w + s_s = 1 \quad (4.5)$$

Перепишем уравнение (4.4), раскрывая частную производную по времени в первом слагаемом, в виде (4.6):

$$\begin{aligned} \left[\left(\frac{1}{m} - 1 \right) \bar{C}_r \bar{\rho}_r + (\bar{\rho}_o \bar{C}_o s_o + \bar{C}_w \bar{\rho}_w s_w + \bar{\rho}_s \bar{C}_s s_s) \right] \frac{\partial \bar{T}}{\partial \tau} \\ + \left[\bar{C}_o \frac{\partial (\bar{\rho}_o s_o)}{\partial \tau} + \bar{C}_w \frac{\partial (\bar{\rho}_w s_w)}{\partial \tau} + \bar{C}_s \frac{\partial (\bar{\rho}_s s_s)}{\partial \tau} \right] (\bar{T} + \bar{T}_r) \\ - \left(\bar{C}_o \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} + \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} + \bar{C}_s \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \right) \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} = -A \bar{T} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Можно заметить, что второе слагаемое содержит частные производные по времени, которые можно определить с помощью уравнений (4.1) – (4.3). Сделав такую подстановку можно получить уравнение сохранения энергии (4.7), где частная производная по времени будет находиться только при параметре безразмерной температуры:

$$\begin{aligned} \left[\left(\frac{1}{m} - 1 \right) \bar{C}_r \bar{\rho}_r + (\bar{\rho}_o \bar{C}_o s_o + \bar{C}_w \bar{\rho}_w s_w + \bar{\rho}_s \bar{C}_s s_s) \right] \frac{\partial \bar{T}}{\partial \tau} \\ + \left[\bar{C}_o \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) + \bar{C}_w \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) \right. \\ \left. + \bar{C}_s \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) \right] (\bar{T} + \bar{T}_r) \\ - \left(\bar{C}_o \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} + \frac{k_{rw} \bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} + \bar{C}_s \frac{k_{rs} \bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \right) \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} = -A \bar{T} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Выделим функции, которые зависят от давления, температуры и насыщенностей фаз в виде (4.8) – (4.12):

$$K_o = \frac{k_{ro} \bar{\rho}_o}{\bar{\mu}_o} \quad (4.8)$$

$$K_w = \frac{k_{rw}\bar{\rho}_w}{\bar{\mu}_w} \quad (4.9)$$

$$K_s = \frac{k_{rs}\bar{\rho}_s}{\bar{\mu}_s} \quad (4.10)$$

$$K = \bar{C}_o K_o + \bar{C}_w K_w + \bar{C}_s K_s \quad (4.11)$$

$$J = \left(\frac{1}{m} - 1\right) \bar{C}_r \bar{\rho}_r + (\bar{\rho}_o \bar{C}_o s_o + \bar{C}_w \bar{\rho}_w s_w + \bar{\rho}_s \bar{C}_s s_s) \quad (4.12)$$

С учетом введенных обозначений можно переписать систему уравнений математической модели трехфазной фильтрации в виде (4.13) – (4.17):

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_o s_o)}{\partial \tau} = \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} K_o \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) \quad (4.13)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_w s_w)}{\partial \tau} = \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} K_w \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_s s_s)}{\partial \tau} = \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} K_s \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) \quad (4.15)$$

$$J \frac{\partial \bar{T}}{\partial \tau} + \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} K \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right) (\bar{T} + \bar{T}_r) - K \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} = -A \bar{T} \quad (4.16)$$

$$s_o + s_w + s_s = 1 \quad (4.17)$$

Раскрывая частные производные по радиус-вектору, систему можно записать в виде (4.18) – (4.22):

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_o s_o)}{\partial \tau} = \frac{K_o}{\bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_o}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + K_o \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial \bar{r}^2} \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_w s_w)}{\partial \tau} = \frac{K_w}{\bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_w}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + K_w \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial \bar{r}^2} \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial(\bar{\rho}_s s_s)}{\partial \tau} = \frac{K_s}{\bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_s}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + K_s \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial \bar{r}^2} \quad (4.20)$$

$$J \frac{\partial \bar{T}}{\partial \tau} = K \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} - \left[\frac{K}{\bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K}{\partial \bar{r}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + K \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial \bar{r}^2} \right] (\bar{T} + \bar{T}_r) + -A \bar{T} \quad (4.21)$$

$$s_o + s_w + s_s = 1 \quad (4.22)$$

При этом частные производные K -функций по радиальной координате можно переписать через правило производной сложной функции в виде (4.21) – (4.24):

$$\frac{\partial K_o}{\partial \bar{r}} = \frac{\partial K_o}{\partial \bar{P}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_o}{\partial \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_o}{\partial s_w} \frac{\partial s_w}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_o}{\partial s_s} \frac{\partial s_s}{\partial \bar{r}} \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial K_w}{\partial \bar{r}} = \frac{\partial K_w}{\partial \bar{P}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_w}{\partial \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_w}{\partial s_w} \frac{\partial s_w}{\partial \bar{r}} \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial K_s}{\partial \bar{r}} = \frac{\partial K_s}{\partial \bar{P}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_s}{\partial \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K_s}{\partial s_s} \frac{\partial s_s}{\partial \bar{r}} \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial K}{\partial \bar{r}} = \frac{\partial K}{\partial \bar{P}} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K}{\partial \bar{T}} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K}{\partial s_w} \frac{\partial s_w}{\partial \bar{r}} + \frac{\partial K}{\partial s_s} \frac{\partial s_s}{\partial \bar{r}} \quad (4.24)$$

Для перехода от системы дифференциальных уравнений (4.18) – (4.22) к системе алгебраических уравнений, будем использовать конечноразностную схему аппроксимации производных в соответствии с соотношениями (4.25) – (4.27) для частных производных по координате и времени. При этом происходит переход от непрерывного пространства к дискретному. Распределение полей давления, температуры и насыщенной будет рассчитываться в узлах сетки.

$$\frac{\partial F}{\partial \tau} = \frac{F_i^{n+1} - F_i^n}{\Delta \tau} \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial F}{\partial \bar{r}} = \frac{F_{i+1}^n - F_i^n}{\Delta \bar{r}} \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial^2 F}{\partial \bar{r}^2} = \frac{F_{i+1}^n - 2F_i^n + F_{i-1}^n}{\Delta \bar{r}^2} \quad (4.27)$$

где F - некая функция, зависящая от координаты и времени.

С использованием правил (4.25) – (4.27) можно получить систему алгебраических уравнений (4.28) – (4.32).

$$\frac{(\bar{\rho}_o s_o)_i^{n+1} - (\bar{\rho}_o s_o)_i^n}{\Delta \tau} = K_{opr} \quad (4.28)$$

$$\frac{(\bar{\rho}_w s_w)_i^{n+1} - (\bar{\rho}_w s_w)_i^n}{\Delta \tau} = K_{wpr} \quad (4.29)$$

$$\frac{(\bar{\rho}_s s_s)_i^{n+1} - (\bar{\rho}_s s_s)_i^n}{\Delta \tau} = K_{spr} \quad (4.30)$$

$$J \frac{\bar{T}_i^{n+1} - \bar{T}_i^n}{\Delta \tau} = K_i^n \left(\frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} \right) \left(\frac{\bar{T}_{i+1}^n - \bar{T}_i^n}{\Delta \bar{r}} \right) - K_{pr} (\bar{T}_i^n + \bar{T}_r) - A \bar{T}_i^n \quad (4.31)$$

$$s_{oi}^n + s_{wi}^n + s_{si}^n = 1 \quad (4.32)$$

В полученной системе были введены обозначения (4.33) – (4.36):

$$K_{opr} = \frac{K_o}{\bar{r}_i} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + \frac{\partial K_o}{\partial \bar{r}} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + K_o \frac{\bar{P}_{i+1}^n - 2\bar{P}_i^n + \bar{P}_{i-1}^n}{\Delta \bar{r}^2} \quad (4.33)$$

$$K_{wpr} = \frac{K_w}{\bar{r}_i} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + \frac{\partial K_w}{\partial \bar{r}} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + K_w \frac{\bar{P}_{i+1}^n - 2\bar{P}_i^n + \bar{P}_{i-1}^n}{\Delta \bar{r}^2} \quad (4.34)$$

$$K_{spr} = \frac{K_s}{\bar{r}_i} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + \frac{\partial K_s}{\partial \bar{r}} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + K_s \frac{\bar{P}_{i+1}^n - 2\bar{P}_i^n + \bar{P}_{i-1}^n}{\Delta \bar{r}^2} \quad (4.35)$$

$$K_{pr} = \frac{K}{\bar{r}_i} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + \frac{\partial K}{\partial \bar{r}} \frac{\bar{P}_{i+1}^n - \bar{P}_i^n}{\Delta \bar{r}} + K \frac{\bar{P}_{i+1}^n - 2\bar{P}_i^n + \bar{P}_{i-1}^n}{\Delta \bar{r}^2} \quad (4.36)$$

Стоит заметить, что параметры (4.33) – (4.36) можно рассчитать на текущем (n -ом) временном шаге, так как в них отсутствует временная составляющая, а в уравнении (4.31) единственным неизвестным параметром является температура T_i^{n+1} , что позволяет рассчитать ее явно.

Из уравнений (4.28) – (4.30) можно выразить произведения плотностей на насыщенности фаз на $n+1$ временном шаге в виде (4.37) – (4.39), которые рассчитываются по распределениям полей давления, температуры и насыщенностей на текущем временном шаге.

$$(\bar{\rho}_o s_o)_i^{n+1} = K_{opr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_o s_o)_i^n \quad (4.37)$$

$$(\bar{\rho}_w s_w)_i^{n+1} = K_{wpr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_w s_w)_i^n \quad (4.38)$$

$$(\bar{\rho}_s s_s)_i^{n+1} = K_{spr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_s s_s)_i^n \quad (4.39)$$

Далее, используя замыкающее соотношения для насыщенностей фаз (4.32) и комбинируя уравнения (4.37) – (4.39), можно получить уравнение (4.40), где неизвестным параметром будет только безразмерное давление P_i^{n+1} (при условии, что T_i^{n+1} уже было рассчитано).

$$\begin{aligned} \bar{\rho}_{oi}^{n+1} \left(1 - \frac{K_{wpr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_w s_w)_i^n}{\bar{\rho}_{wi}^{n+1}} - \frac{K_{spr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_s s_s)_i^n}{\bar{\rho}_{si}^{n+1}} \right) \\ = K_{opr} \Delta \tau + (\bar{\rho}_o s_o)_i^n \end{aligned} \quad (4.40)$$

Явно выразить безразмерное давление P_i^{n+1} из уравнения (4.40) затруднительно, поэтому предлагается использовать численные итерационные методы для его определения. В настоящей работе полученное уравнение решалось с помощью метода дихотомии. Алгоритм данного метода представлен на рисунке 4.1.

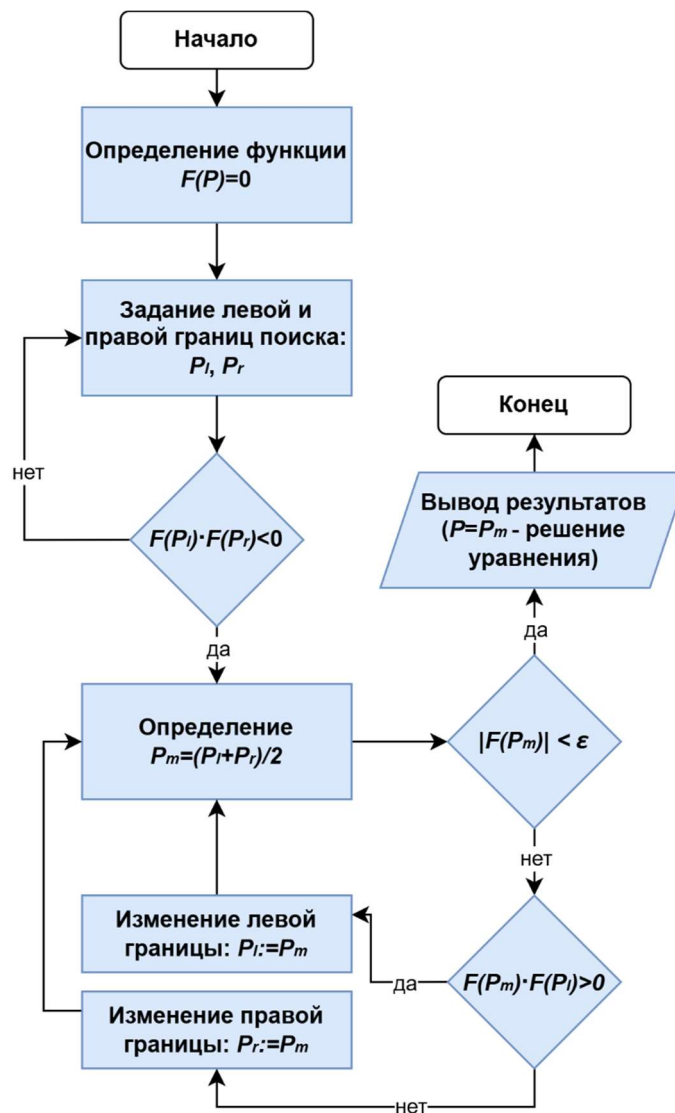


Рисунок 4.1. Алгоритм поиска решения уравнения для давления с использованием метода дихотомии

После определения температуры и давления на $n+1$ шаге по времени, используя соотношения (4.41) – (4.43), можно определить распределение насыщенностей флюидов на $n+1$ шаге.

$$s_{oi}^{n+1} = \frac{K_{opr}\Delta\tau + (\bar{\rho}_o s_o)_i^n}{\bar{\rho}_{oi}^{n+1}} \quad (4.41)$$

$$s_{wi}^{n+1} = \frac{K_{wpr}\Delta\tau + (\bar{\rho}_w s_w)_i^n}{\bar{\rho}_{wi}^{n+1}} \quad (4.42)$$

$$s_{si}^{n+1} = \frac{K_{spr}\Delta\tau + (\bar{\rho}_s s_s)_i^n}{\bar{\rho}_{si}^{n+1}} \quad (4.43)$$

В настоящей работе в качестве начальных условий принимается момент начала закачки пароводяной смеси. В этом случае начальные распределения полей давления, температуры и насыщенности фаз будут соответствовать системе (4.44). Давление и температура всюду равны начальным пластовым за исключением точки, в которой происходит закачка вытесняющего агента. При этом полагается, что первоначально в пласте находится вода при критической насыщенности и нефть. Для наглядности начальное распределение полей продемонстрировано на рисунке 4.2.

$$\left. \begin{aligned} P &= \begin{cases} P_s, r = r_s \\ P_r, r > r_s \end{cases} \\ \bar{T} &= \begin{cases} T_s, r = r_s \\ T_r, r > r_s \end{cases} \\ s_o &= \begin{cases} s_{orw}, r = r_s \\ 1 - s_{wr}, r > r_s \end{cases} \\ s_w &= \begin{cases} 1 - s_{orw} - s_{sw}, r = r_s \\ s_{wr}, r > r_s \end{cases} \\ s_s &= \begin{cases} s_{sw}, r = r_s \\ 0, r > r_s \end{cases} \end{aligned} \right| t = 0 \quad (4.44)$$

где s_{sw} – массовая концентрация пара в общем потоке, которое может быть рассчитано по формуле (4.45):

$$s_{sw} = \frac{C}{C + (1 - C) \frac{\rho_s(T_s, P_s)}{\rho_w(T_s, P_s)}} (1 - s_{wr} - s_{orw}) \quad (4.45)$$

где C – сухость пара.

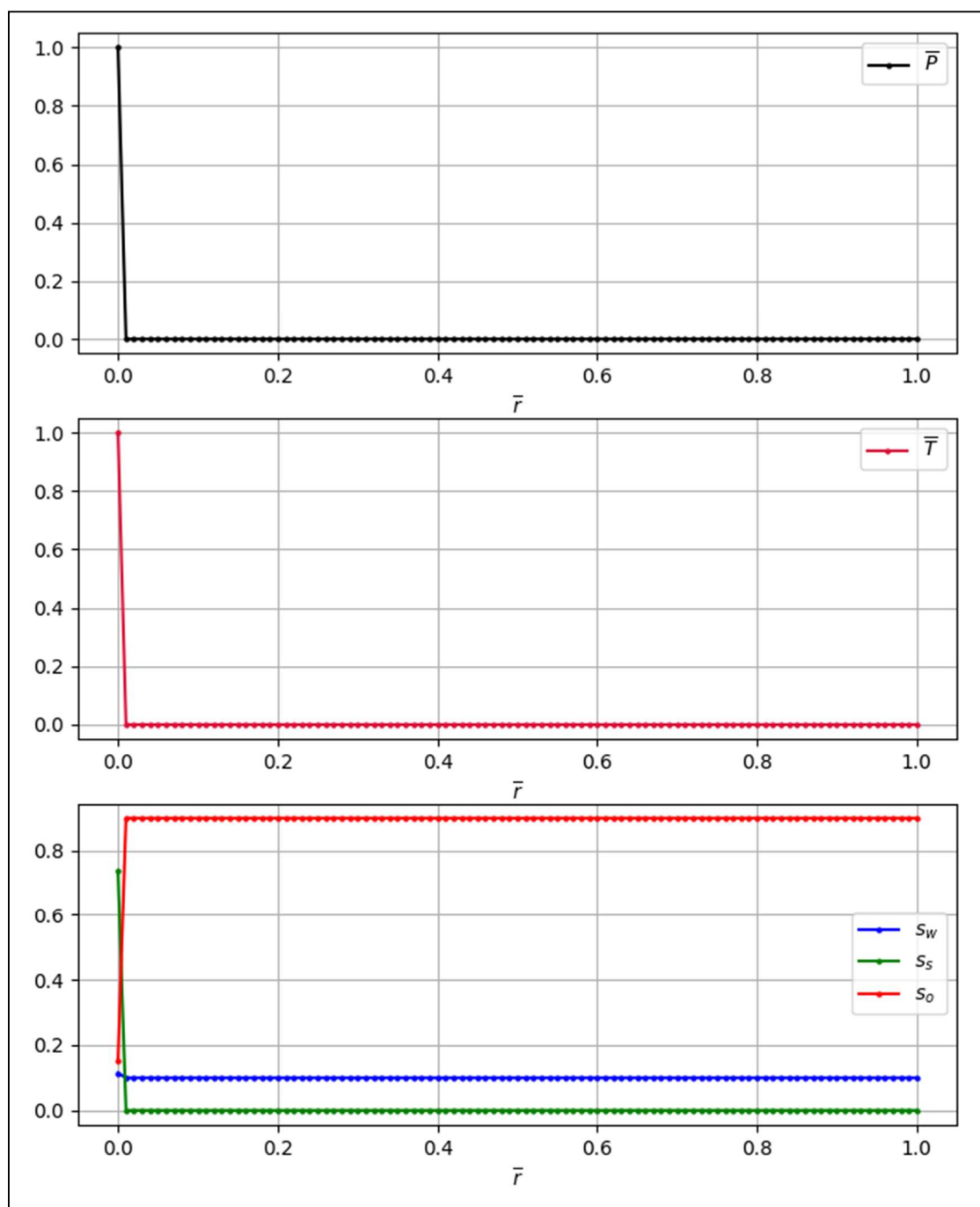


Рисунок 4.2. Начальное распределение полей давления, температуры и насыщенных фаз

Граничные условия принимают вид (4.46). Полагается, что во время процесса фильтрации происходит непрерывная закачка пара в пласт при постоянном давлении и температуре, при одном параметре сухости.

$$\left. \begin{aligned}
 P &= \begin{cases} P_s, r = r_s \\ P_r, r = r_r \end{cases} \\
 T &= T_s, r = r_s \\
 s_o &= s_{orw}, r = r_s \\
 s_w &= 1 - s_{orw} - s_{sw}, r = r_s \\
 s_s &= s_{sw}, r = r_s
 \end{aligned} \right| \forall t \quad (4.46)$$

Имея начальные и граничные условия, можно инициализировать расчет полей давления, температуры и насыщенностей флюидов в соответствии с алгоритмом, приведенным на рисунке 4.3.

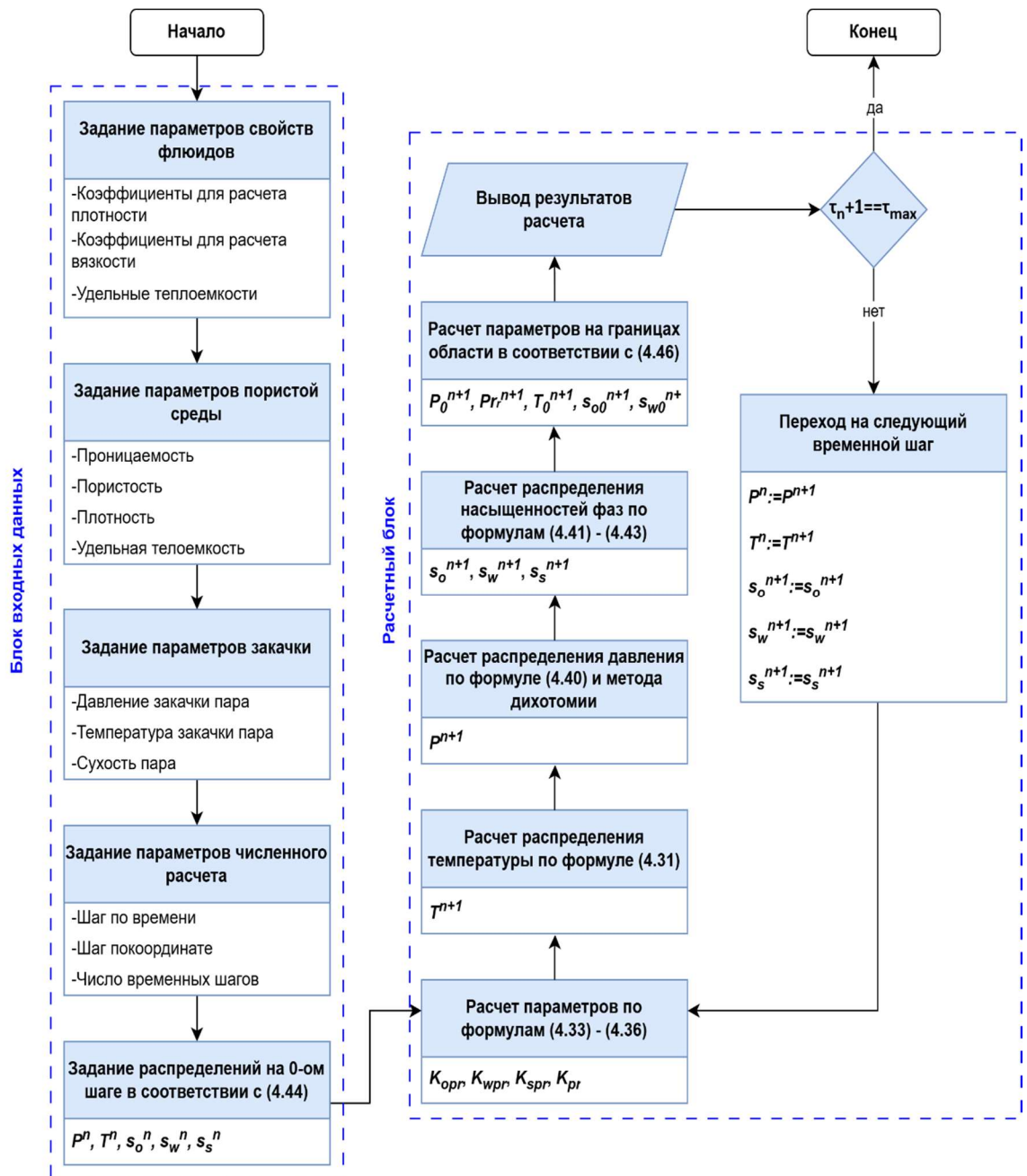


Рисунок 4.3. Алгоритм расчета полей давления, температуры и насыщенностей фаз

4.2. Влияние критического числа A на распределение полей давления, температуры и насыщенности фаз при численном моделировании трехфазной неизотермической фильтрации

Для анализа влияния критического числа A , которое определяет отношение интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в насыщенную пористую среду с теплоносителем были проведены модельные расчеты полей давления, температуры и насыщенности фаз для различных значений A в процессе вытеснения нефти пароводяной смесью, непрерывно закачиваемой в пористую среду. При этом в качестве входных данных для расчета были использованы параметры, приведенные в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Входные параметры расчета полей давления, температуры и насыщенностей фаз

Параметр	Обозначение	Значение
Удельная теплоемкость нефти	C_o	2000 Дж/(кг К)
Удельная теплоемкость воды	C_w	4200 Дж/(кг К)
Удельная теплоемкость пара	C_s	1900 Дж/(кг К)
Удельная теплоемкость породы	C_r	1000 Дж/(кг К)
Плотность породы	ρ_r	2500 кг/м ³
Пористость породы	m	0.2
Проницаемость породы	k	500 мД
Критическая водонасыщенность породы	S_{wr}	0.1
Остаточная нефтенасыщенность породы в системе нефть-вода	S_{orw}	0.15
Остаточная нефтенасыщенность породы в системе нефть-пар	S_{ors}	0.2
Радиус контура питания	r_r	100 м
Давление закачка пара	P_s	15 МПа
Пластовое давление	P_r	10 МПа
Температура закачки пара	T_s	573 К
Пластовая температура	T_r	333 К

Продолжение таблицы 4.1.

Вязкость нефти при T_s	$\mu_o(T_s)$	0.3 сП
Вязкость нефти при T_r	$\mu_o(T_r)$	30 сП
Вязкость воды при T_s	$\mu_w(T_s)$	0.007 сП
Вязкость воды при T_r	$\mu_w(T_r)$	0.5 сП
Вязкость пара при T_s	$\mu_s(T_s)$	0.02 сП
Вязкость пара при T_r	$\mu_s(T_r)$	0.01 сП
Время закачки пара	t	72 ч

На рисунках 4.4 – 4.7 представлены распределения, рассчитываемых параметров в процессе закачки для критического числа $A=4.76$.

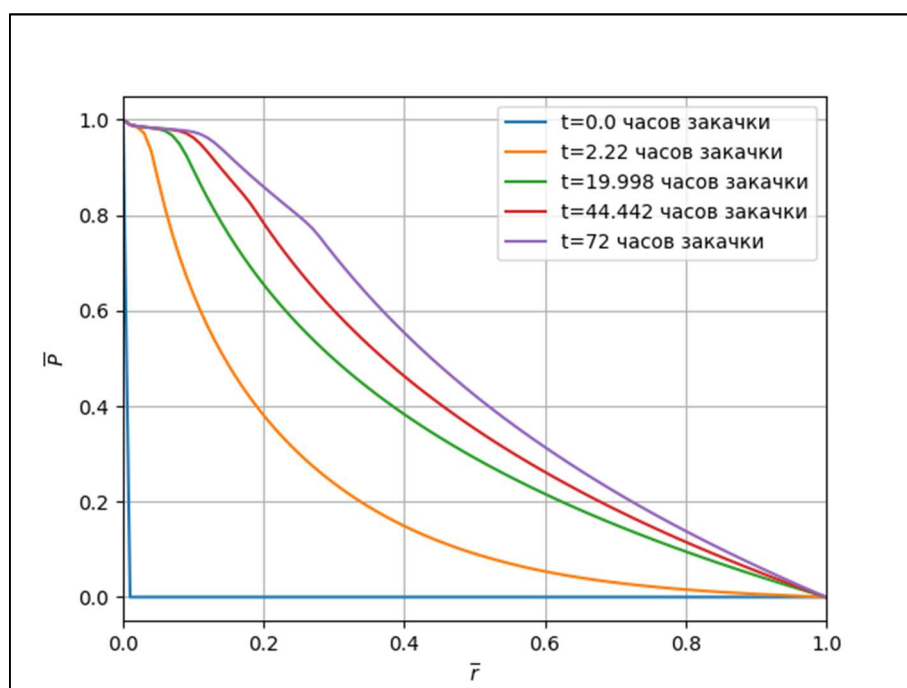


Рисунок 4.4. Распределение давления в пористой среде в процессе трехфазной неизотермической фильтрации

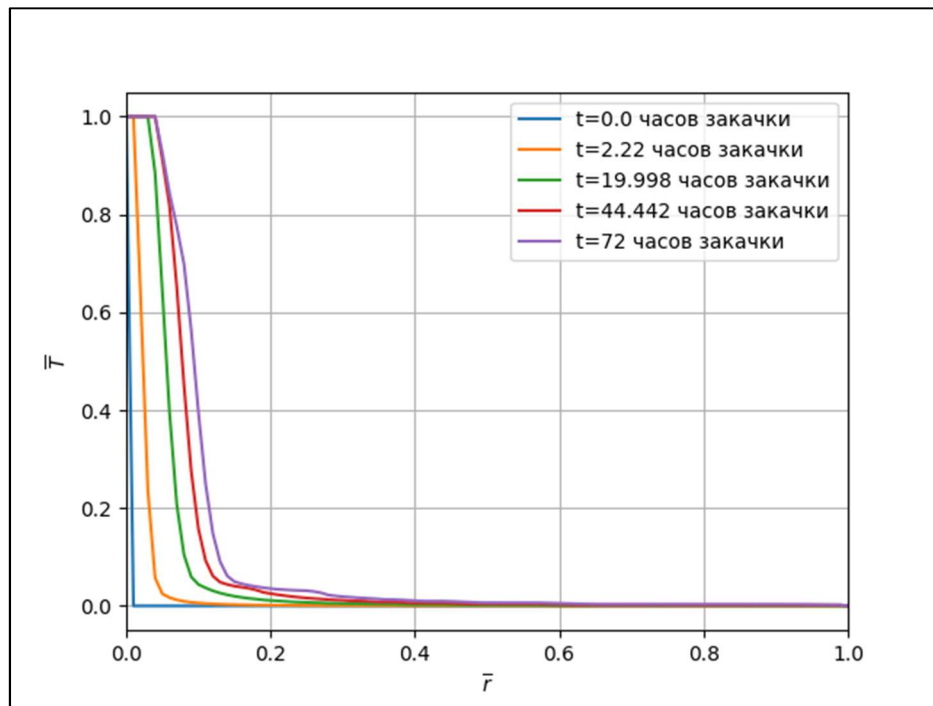


Рисунок 4.5. Распределение температуры в пористой среде в процессе трехфазной неизо термической фильтрации

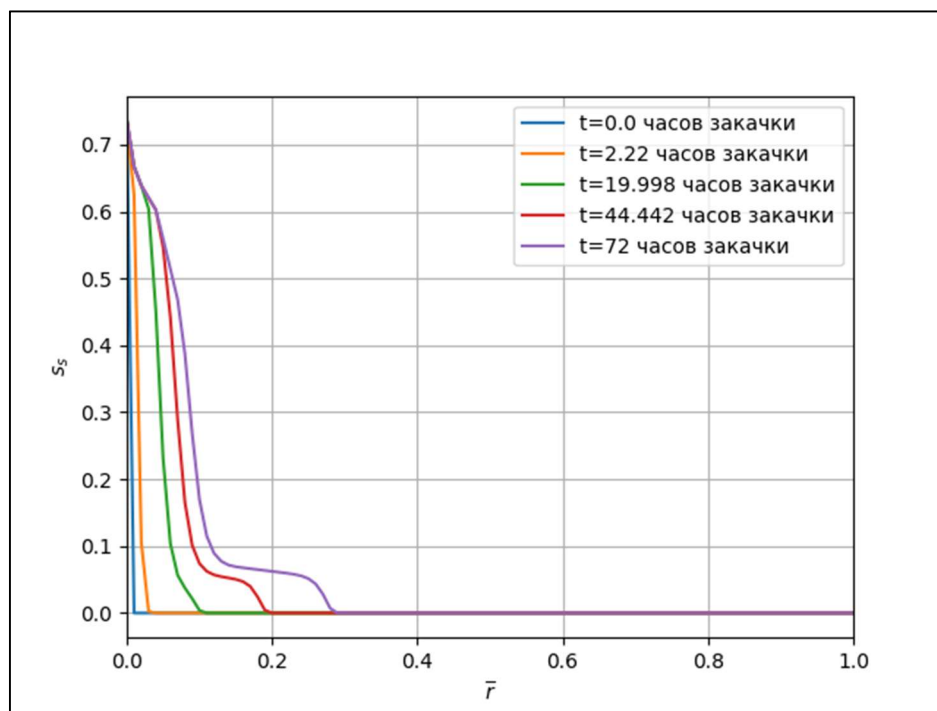


Рисунок 4.6. Распределение насыщенности паром в пористой среде в процессе трехфазной неизо термической фильтрации

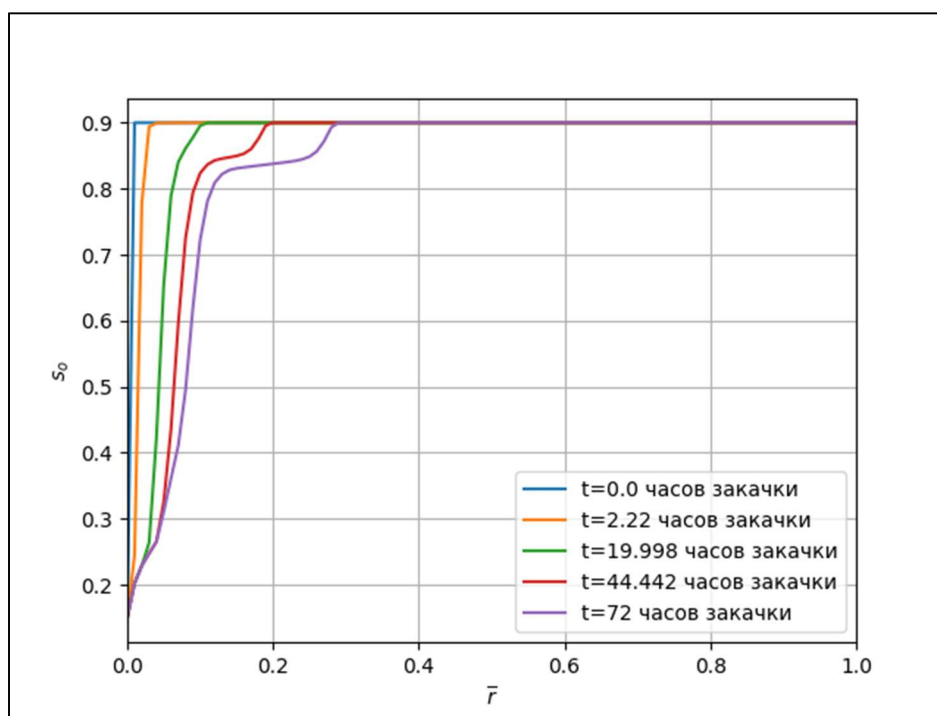


Рисунок 4.7. Распределение нефтенасыщенности в пористой среде в процессе трехфазной неизотермической фильтрации

Из рисунка 4.4 и 4.5 видно, что возмущение давления в пористой среде распространяется значительно быстрее, чем температурное возмущение. Это связано с тем, что распространение давления в пористой среде происходит за счет упругих деформаций флюидов и породы, этот процесс обладает большей скоростью, чем перенос тепла за счет теплопроводности и конвективного теплообмена.

Наиболее интересными являются графики распределения паронасыщенности и нефтенасыщенности (рисунки 4.6 и 4.7). Видно, что в процессе фильтрации до определенного момента времени происходит равномерное вытеснение нефти. Однако далее происходит деформация паронефтяного фронта, которую можно связать с началом интенсивного роста «языков» паровой фазы. Так, используя распределение паронасыщенности, можно интегрально оценить время начала образования «языков» паровой фазы, что является важным при анализе разработки высоковязких нефтей.

Далее рассматривается, как изменяются распределения параметров температуры, давления и насыщенностей флюидов, а также время начала образования «языков» паровой фазы в зависимости от безразмерного числа A . На рисунках 4.8 – 4.11 представлены распределение полей давлений, температур и насыщенностей флюидов на момент времени закачки 72 часа для различных чисел A .

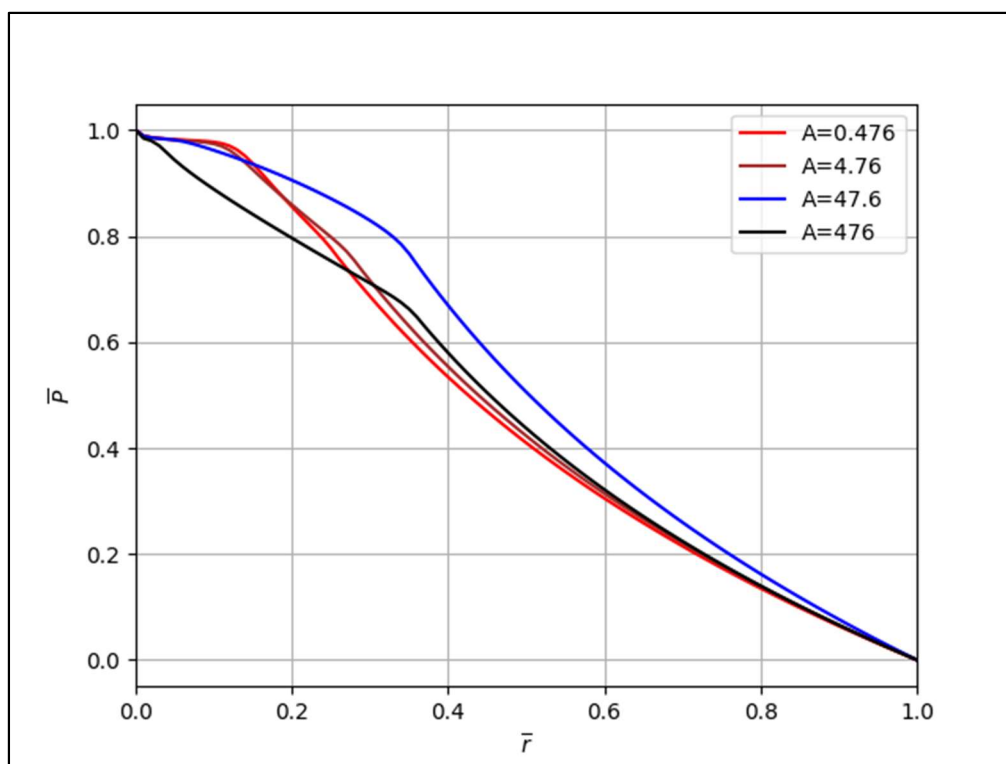


Рисунок 4.8. Распределение давления в процессе трехфазной неізотермической фильтрации для различных A

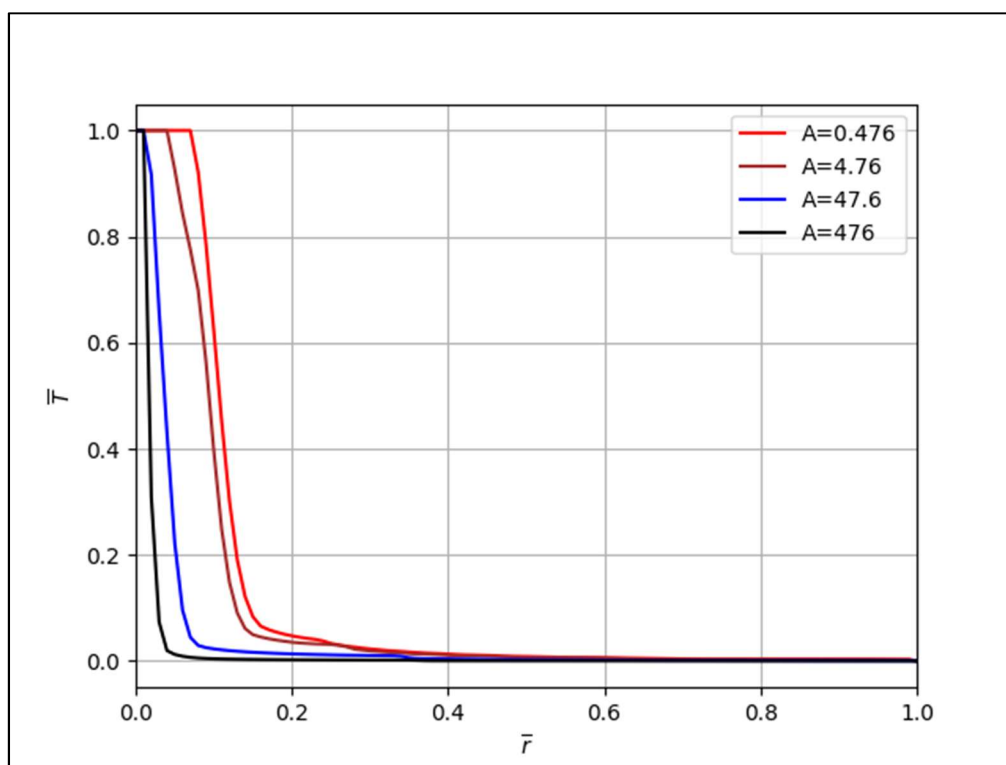


Рисунок 4.9 Распределение температуры в процессе трехфазной неізотермической фильтрации для различных A

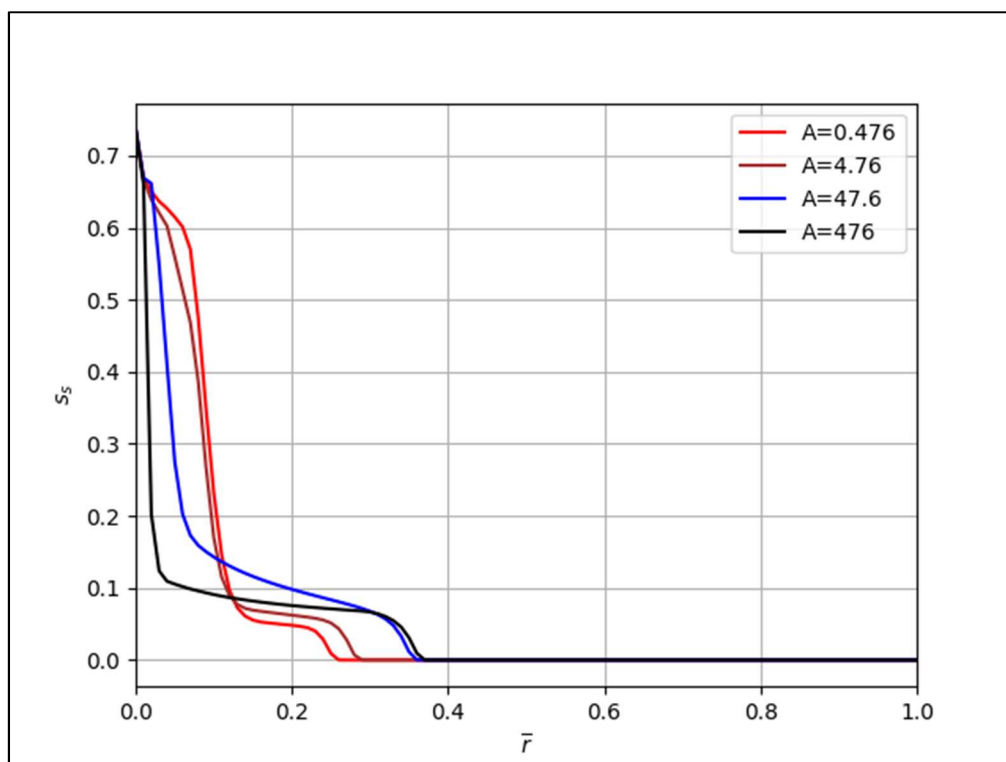


Рисунок 4.10. Распределение насыщенности паром в процессе трехфазной неізотермической фильтрации для различных A

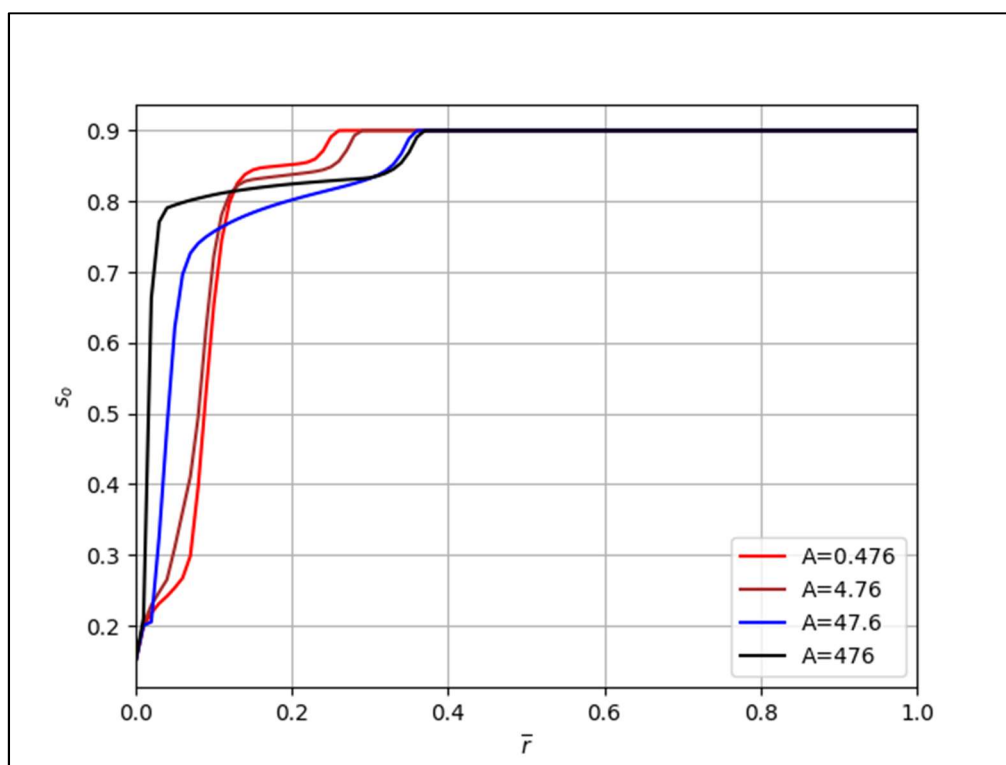


Рисунок 4.11. Распределение нефтенасыщенности в процессе трехфазной неізотермической фильтрации для различных A

Из рисунков 4.8 и 4.9 видно, что все так же распространение возмущения давления происходит быстрее прогрева пласта. Для температурного поля видна сильная зависимость его скорости распространения от числа A . При увеличении тепловых потерь скорость продвижения температурного фронта снижается.

Анализируя графики 4.10 и 4.11 можно прийти к выводу, что увеличение отношения интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в насыщенную пористую среду с теплоносителем приводит к более раннему началу образования «языков» паровой фазы.

Такое поведение является следствием того, что при высокой интенсивности тепловых потерь высоковязкая нефть на фронте вытеснения не успевает нагреться и стать более подвижной, вследствие чего между подвижностями вытесняющего и вытесняемого флюида имеется большая разница, чем в случае с низкой интенсивностью тепловых потерь.

Для всех расчетов было оценено время начала образования «язычков» паровой фазы. В качестве этого времени брался момент, когда основной фронт вытеснения начинал отставать от «язычков» более чем в 2 раза (рисунок 4.12).

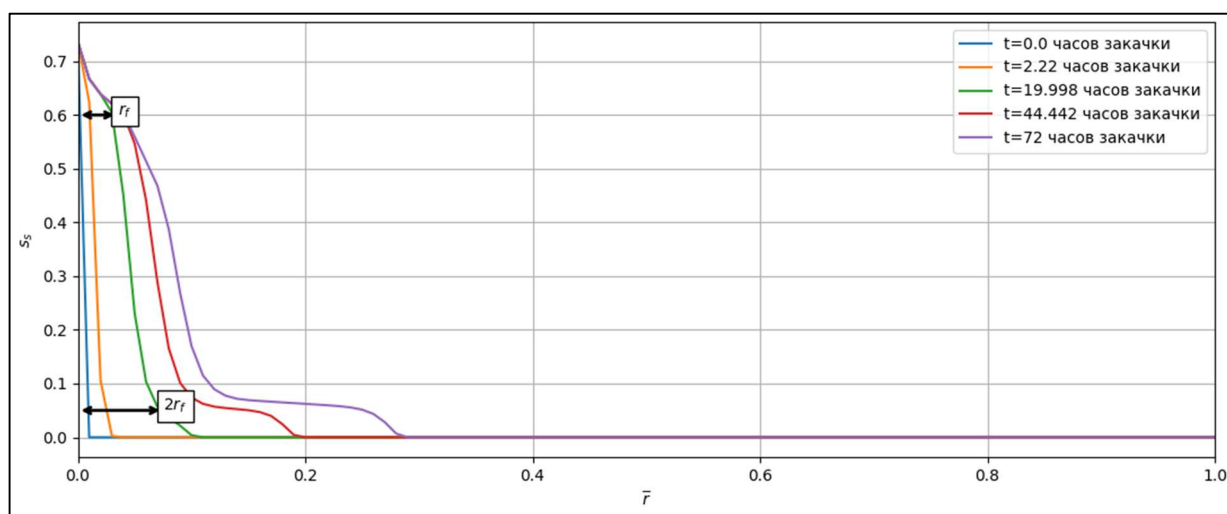


Рисунок 4.12. Определение момента начала образования «язычков» паровой фазы.

Используя результаты оценки времени начала образования «язычков» паровой фазы в зависимости от числа A , была получена логарифмическая корреляция (рисунок 4.13), которая позволяет оценить это время в зависимости от отношения интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в пласт.

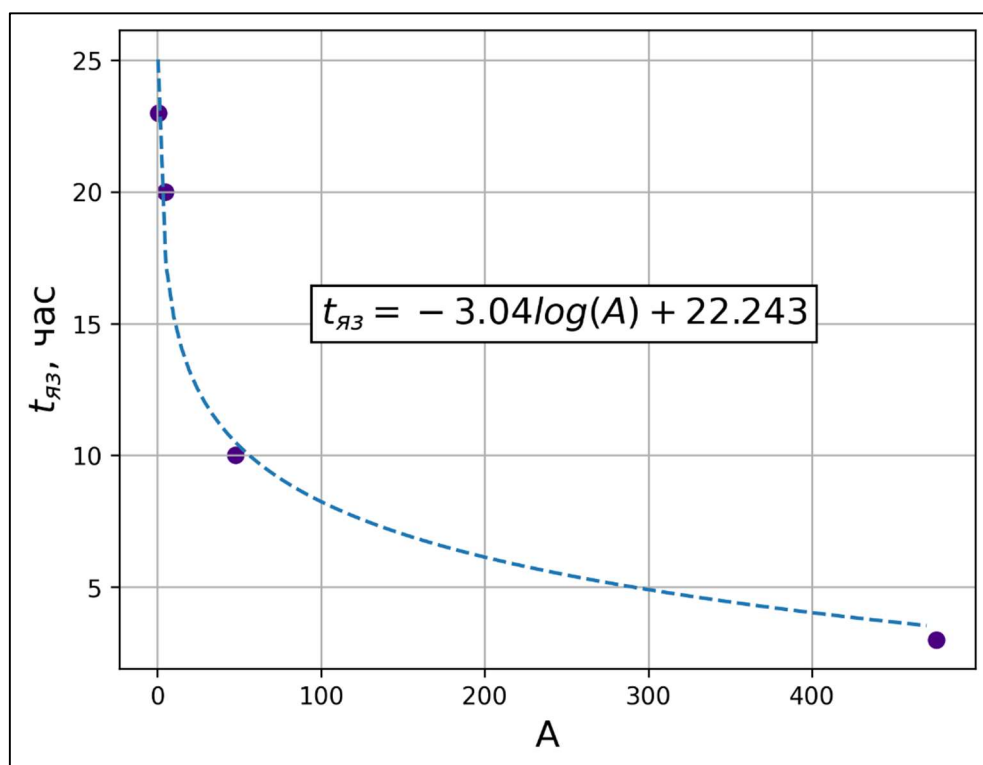


Рисунок 4.13. Зависимость времени начала образования «языков» паровой фазы от числа A

Таким образом, критическое число A , может характеризовать скорость распространения температурного поля в пористой среде и время начала образования «языков» подвижной фазы. Эта информация может быть использована для оценки эффективности процесса вытеснения нефти пароводяной смесью в критериальном анализе без непосредственного моделирования всего процесса целиком.

4.3. Верификация разработанной модели вытеснения нефти пароводяной смесью

В рамках данной работы была проведена верификация разработанной модели посредством сравнения ее результатов с результатами, полученными с помощью коммерческого программного комплекса «тНавигатор» (модуль термического моделирования).

Параметры модели, созданной с помощью симулятора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Параметры модели в «тНавигатор»

Параметр	Значение
Размер модели (Nx, Ny, Nz)	100 x 100 x 1 ячеек
Размер ячеек (x, y, z)	1 x 1 x 20 м
Пористость	0.2
Абсолютная проницаемость	500 мД
Удельная теплоемкость горной породы	2500 кДж/м ³ /К
Начальная пластовая температура	60 °С
Начальное пластовое давление	100 бар
Температура закачки пара	300 °С
Давление закачки пара	150 бар

Зависимости вязкостей флюидов от температуры задавались с помощью таблиц, значения в которых были получены при использовании корреляций, рассмотренных в разделе 3.2. В таблице 4.3 представлены эти значения.

Таблица 4.3. Задание зависимости вязкости фаз от температуры

Температура, °С	Динамическая вязкость, сП		
	Пар	Вода	Нефть
60	0.00964	0.544	28.03
84	0.01086	0.353	17.76
108	0.01208	0.229	11.26
132	0.01330	0.149	7.13
156	0.01453	0.096	4.52
180	0.01575	0.062	2.86
204	0.01697	0.040	1.81
228	0.01820	0.026	1.15
252	0.01942	0.017	0.73
276	0.02064	0.011	0.46
300	0.02187	0.007	0.29

Таким же образом в симуляторе задавались относительные фазовые проницаемости. Их значения приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Задание относительных фазовых проницаемостей

Вода		Пар		Нефть		
s_w	k_{rw}	s_s	k_{rs}	s_o	k_{row}	k_{ros}
0.10	0.00000	0.00	0.00000	0.15	0.00000	0.00000
0.20	0.00047	0.10	0.00156	0.20	0.00400	0.00000
0.30	0.00379	0.20	0.01250	0.25	0.01600	0.00390
0.40	0.01280	0.30	0.04218	0.35	0.06400	0.03515
0.50	0.03034	0.40	0.10000	0.45	0.14400	0.09765
0.60	0.05925	0.50	0.19531	0.55	0.25600	0.19140
0.70	0.10240	0.60	0.33750	0.65	0.40000	0.31640
0.80	0.16260	0.70	0.53593	0.75	0.57600	0.47265
0.85	0.20000	0.80	0.80000	0.90	0.90000	0.76562
1.00	0.20000	1.00	0.80000	1.00	0.90000	1.00000

Для воспроизведения граничных условий, рассмотренных в разделе 4.1 в модели присутствовали две вертикальные скважины: нагнетательная скважина с заданным постоянным давлением закачки пара и добывающая скважина с заданным постоянным забойным давлением.

Расчет производился для 72 часов закачки пара, после чего снималось распределение полей давления и температуры в пласте (рисунки 4.14 – 4.15).

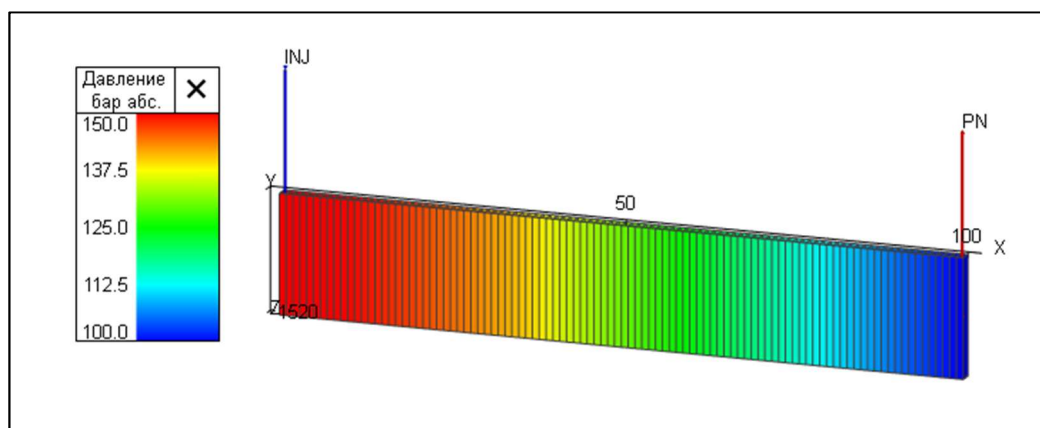


Рисунок 4.14. Распределение давления при расчете в симуляторе в разрезе от нагнетательной до добывающей скважины

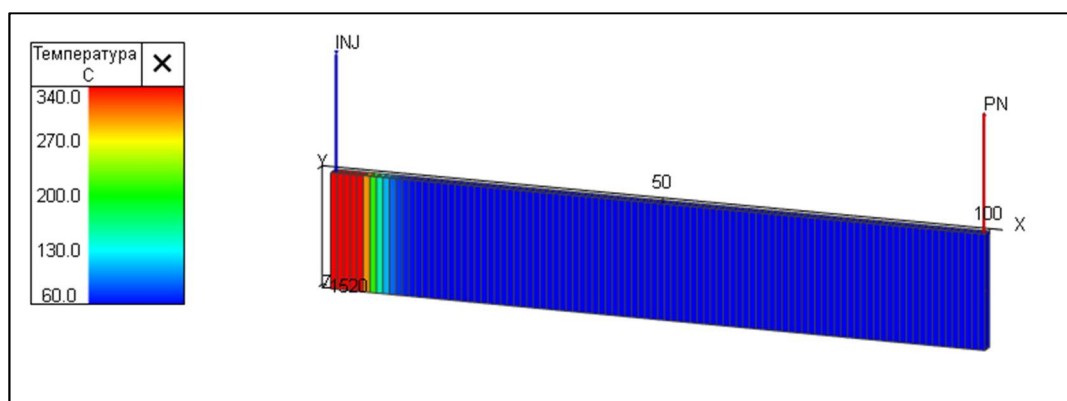


Рисунок 4.15. Распределение температуры при расчете в симуляторе в разрезе от нагнетательной до добывающей скважины

Сравнение результатов, полученных в симуляторе и в разработанной модели в данной работе приведены на рисунках 4.16 – 4.17.

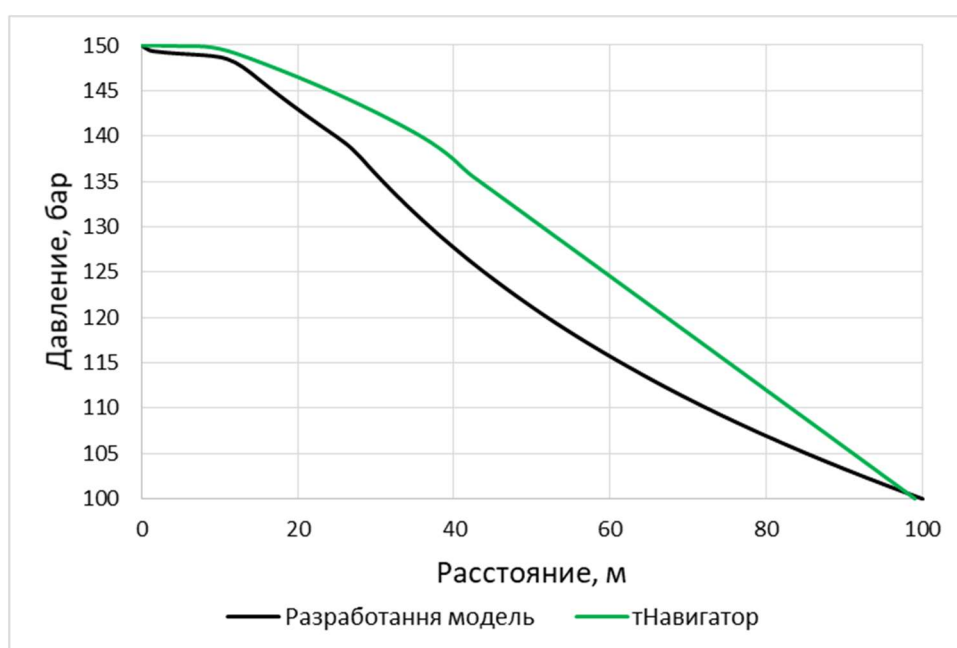


Рисунок 4.16. Сравнение распределений давления полученных в симуляторе и разработанной модели

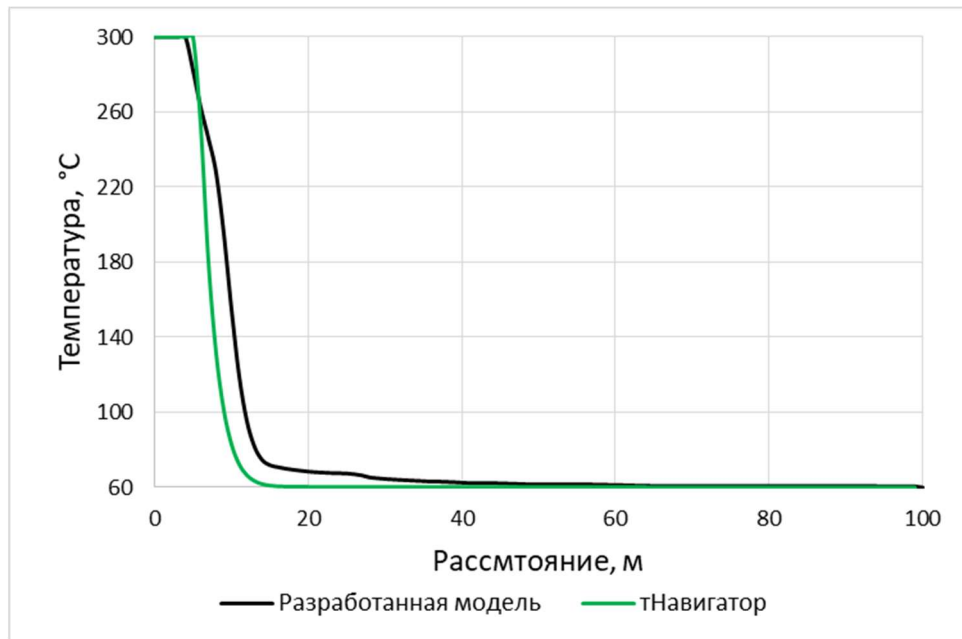


Рисунок 4.17. Сравнение распределений температуры полученных в симуляторе и разработанной модели

Анализ рисунков 4.16 – 4.17 говорит о хорошей сходимости результатов. Средние абсолютные процентные отклонения в распределениях давления и температуры, рассчитанные с помощью формулы (4.47) составили 4.24 % и 8.03 % соответственно.

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{x_{tNav}^i - x_{model}^i}{x_{tNav}^i} \right| * 100 \quad (4.47)$$

где x_{tNav}^i – значение параметра x в i -ой ячейке полученное с помощью симулятора, x_{model}^i – значение параметра x в i -ой ячейке полученное с помощью разработанной модели.

Таким образом, можно сделать вывод, что разработанная модель корректно описывает исследуемый процесс вытеснения нефти пароводяной смесью и может быть использована для дальнейших расчетов, прогнозирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в результате исследования, приведенного в настоящей работе, можно сделать следующие основные выводы:

Введение безразмерной фильтрационной скорости позволило установить, что при вытеснении нефти водой в наклонных пластах гравитационные силы препятствуют языкообразованию при восходящем фильтрационном потоке, а капиллярные силы препятствуют развитию неустойчивости фронта вытеснения нефти водой в гидрофильной пористой среде.

Установлено существование критической скорости вытеснения высоковязкой нефти водой в поле гравитационных и капиллярных сил в пористой среде, при которой фронт вытеснения является устойчивым даже в случае, когда подвижность вытесняемой жидкости ниже, чем у вытесняющей.

Показано, что использование уравнений Лихачева-Фогельсона для плотности жидких фаз и корреляций Эйнштейна для их вязкостей в трехфазной двухкомпонентной физико-математической модели неизотермической фильтрации позволяет интегрально оценить время начала языкообразования при вытеснении нефти пароводяной смесью.

Установлено, что введенный безразмерный комплекс A , характеризующийся отношением интенсивности тепловых потерь в кровлю и подошву пласта к скорости подвода тепла в насыщенную пористую среду с теплоносителем, позволяет получить корреляционную зависимость времени начала интенсивного языкообразования при вытеснении высоковязкой нефти пароводяной смесью от этого комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сажин, В. В. Трудноизвлекаемые запасы и «тяжелые нефти» России / В. В. Сажин, И. Селдинас, В. Б. Сажин // Успехи в химии и химической технологии. – 2008. – Т.22, № 12 (92). – С. 56 – 68.
2. Башкирцева, Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 19. – С. 296–299.
3. Тарасюк, В. М. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / В. М. Тарасюк // Берегиня. 777. Сова. Научный журнал. – 2014. – № 2 (21). – С. 121–125.
4. Шарф, И. В. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки / И. В. Шарф, Д. Н. Борзенкова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2. – С. 3593–3597.
5. Концепция разработки трудноизвлекаемых запасов конформнозалегающих нефтяных оторочек / А. С. Осипенко, И. В. Коваленко, С. В. Третьяков [и др.] // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 3. – С. 46–54.
6. Тагиев, Ш. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи: увеличение нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти и проблема их добычи / Ш. Тагиев // Мировая наука. – 2023. – № 6 (75). – С. 120–124.
7. Shakhverdiev, A, Kh. Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front / A. Kh. Shakhverdiev, Y. V. Shestopalov, I. E. Mandrik, S. V. Arefyev // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2023. – № 2. – С. 64–78.
8. Kai, Y. Present situation and development trend of oil production technology in unstable waterflooding / Y. Kai // Advances in Resources Research. – 2023. – Vol. 3, № 1. – Pp. 17–31.

9. Шахвердиев, А. Х. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой / А. Х. Шахвердиев, С. В. Арефьев // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – Pp. 58–67.
10. Saffman, P. G. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid / P. G. Saffman, G. Taylor // Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences. – 1958. – Vol. 245, № 1242. – Pp. 312–329.
11. Рахимов, А. А. Особенности экспериментального изучения устойчивого и неустойчивого вытеснения в ячейке Хеле–Шоу, заполненной стеклянными шариками / А. А. Рахимов, А. А. Валиев // Вестник томского государственного университета. – 2022. – № 77. – С. 140–157.
12. Валиев, А. А. Неустойчивое вытеснение в плоскопараллельном микроканале / А. А. Валиев, А. Т. Ахметов, А. А. Рахимов // Вестник томского государственного университета. – 2020. – № 65. – С. 68–82.
13. Beteta, A. X-ray visualized unstable displacements of water by gas in sandstone slabs for subsurface gas storage / A. Beteta, G. Wang, K. S. Sorbie, E. J. Mackay // Physics of Fluids. – 2024. – Vol. 36, №10. – 16 pp.
14. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – Москва: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1963. – 397 с.
15. Hosseinzadehsadati, S. Impact of wettability alteration on the front instability of immiscible displacement in porous media / S. Hosseinzadehsadati, A. A. Eftekhari, H. M. Nick // Water Resources Research. – 2022. – Vol. 58, № 12. – 18 pp.
16. Drainage dynamics: From capillary to viscous fingering under different wettability / L. Yang, Z. Rongjiu, L. Qiang [et al.] // Physics of Fluids. – 2024. – Vol. 36, № 1. – 13 pp.
17. Yang, L. Homogenized color–gradient lattice Boltzmann model for immiscible two–phase flow in multiscale porous media / L. Yang, F. Jingchun, Z. Xuan / Journal of Applied Physics. – 2024. – Vol. 135, № 18. – 17 pp.

18. Beteta, A. Experimental observations and modeling of the effect of wettability on immiscible viscous fingers at the Darcy scale / A. Beteta, K. S. Sorbie, K. Mcver // *Physics of Fluids*. – 2024. – Vol. 36, № 4. – 18 pp.
19. Rodriguez, A. Numerical analysis of the pore-scale mechanisms controlling the efficiency of immiscible displacement of a pollutant phase by a shear-thinning fluid / A. Rodriguez, B. Goyeau // *Chemical Engineering Science*. – 2022. – Vol. 251. – 41 pp.
20. Hui, W. Effect of dynamic injection velocity and mixed wettability on two-phase flow behavior in porous media: a numerical study / W. Hui, L. Wang, X. Liu, Y. Wang // *Energies*. – 2025. – Vol. 18, № 4. – 19 pp.
21. Control of viscous fingering and mixing in miscible displacements with time-dependent rates / Q. Yuan, X. Zhou, J. Wang [et al.] // *AIChE Journal*. – 2018. – Vol. 65, № 1. – Pp. 360–371.
22. Шахмелькьян, М. Г. Анализ эффективности паротеплового воздействия на II пласт II блока месторождения Катангли / М. Г. Шахмелькьян, М. Б. Хайдара, А. Д. Ганга // *Булатовские чтения*. – 2017. – Т. 7. – С. 313–322.
23. Павлова, Т. С. Тепловое воздействие на пласт как один из методов нефтеотдачи пластов / Т. С. Павлова // *Сборник научных статей по материалам XIV Международной научно-практической конференции*. – Уфа: Вестника науки, 2024. – С. 9–15.
24. Лушников, В. А. Тепловые методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью / В. А. Лушников // *Международный научный журнал «Инновационная наука»*. – 2022. – № 10. – С 12–13.
25. Шарафиев, Э. А. Исследование влияния температурного воздействия на извлечение высоковязкой нефти в однородных коллекторах / Э. А. Шарафиев // *Инновационные научные исследования*. – 2022. – № 5–3(19). – С. 48–54.
26. Александров, Г.В. Применение аналитических методов для исследования распределения температурного поля в пласте при внесении тепла закачкой теплоносителя в залежь высоковязкой и сверхвязкой нефти с

нижележащей контактной водоносной зоной / Г.В. Александров, Р.Х. Низаев, Ю.Л. Егорова, М.А., Шавалиев // Нефтяная провинция. – 2022. – № 3 (31). – С. 149–162.

27. Ахметзянов, А. В. Развитие физико–химических моделей закачки пара в нефтяные пласты / А.В. Ахметзянов, Э.А. Мамедов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 2. – С. 16–26.

28. Understanding the impact of reservoir low–permeability subdomains in the steam injection process / B. S. Santana, L. C. Batista, E. A. Araujo [et al.] // Energies. – 2023. – Vol. 16, № 2. – 13 pp.

29. Influence of high permeability subdomains on steam injection performance in heavy–oil reservoirs / E.A. Araujo, L. C. Batista, J. V. O. Bechara [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, part B. – 10 pp.

30. Wang, Y. Energy efficiency and greenhouse gas emissions of current steam injection process and promising steam based techniques for heavy oil reservoirs / Y. Wang, S. Ren, L. Zhang, C. Hu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 166. – Pp. 842–849.

31. Seidy–Esfahlan, M. Comprehensive review of enhanced oil recovery strategies for heavy oil and bitumen reservoirs in various countries: Global perspectives, challenges, and solutions / M. Seidy–Esfahlan, S. Al. Tabatabaei–Nezha, E. Khodapanah // Heliyon. – 2024. – Vol. 10, № 18. – 20 pp.

32. Experimental study on enhanced oil recovery effect of profile control system–assisted steam flooding / L. Dong, F. Zhao, H. Zhang [et al.] // Polymers. – 2023. – Vol. 15, № 23. – 18 pp.

33. Орехова, Л. Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново–Елховского нефтяного месторождения / Л. Г. Орехова // Нефтяная провинция. – 2022. – № 4 (32). – С. 196–207.

34. Мустафаев М. К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти // М. К. Мустафаев, Е. К. Кайыржан // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12. – С. 43–48.

35. Experimental study of the temperature effect on two-phase flow properties in highly permeable porous media: Application to the remediation of dense non-aqueous phase liquids (DNAPLs) in polluted soil / N. Philippe, H. Davarzani, S. Colombano [et al.]// Advances in Water Resources. – 2020. – Vol. 146. – 34 pp.

36. Бельтюков, Д. А. Циклические обработки паром как метод интенсификации добычи нефти / Д. А. Бельтюков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2024. – Т. 1. – С. 56–58.

37. Хайитов, О. Г. Инновационный методы повышения нефтеотдачи пластов / О.Г. Хайитов, Б.Ш. Акрамов, Ж.Ф. Нуритдинов // Евразийский Союз Ученых. – 2020. – № 1 (70). – С. 15–20.

38. Гильманов, А. Я. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ. Информационные технологии / А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. – 2020. – Т. 6, № 1 (21). – С. 176–191.

39. Мухаметдинов, М. М. Техническая оценка возможности добычи тяжелой нефти тепловыми методами / М. М. Мухаметдинов // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». – 2024. – Т. 2, № 6 (75). – С. 1842 – 1852.

40. Развитие технологий разработки месторождений высоковязкой нефти в современных условиях / Р. Ш. Зиганшин, Д. А. Маргачев, А. М. Зиновьев [и др.]// Вестник Евразийской науки. – 2023. – Т. 15, № 3. – С. 1–12.

41. Гомес, А. Ш. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти / А. Ш. Гомес, Г. А. Машкаеньяш, В. А. Щебра, К. А. Воробьев // Вестник Евразийской науки. – 2021. – Т. 13, № 3. – С. 1–12.

42. Chai, M. Analytical and numerical study of thermal and solvent-based gravity drainage for heavy oil recovery / M. Chai, M. Yang, Z. Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 208, part B. – 15 pp.
43. A critical review of reservoir simulation applications in key thermal recovery processes: lessons, opportunities, and challenge / S. Yang, Z. Nie, S. Wu [et al.] // *Energy Fuels*. – 2021. – Vol. 35, № 9. – Pp. 7387–7405.
44. Characteristics of gas–oil contact and mobilization limit during gas–assisted gravity drainage process / D. Kong, J. Gao, P. Lian [et al.] // *Advances in Geo–Energy Research*. – 2022. – Vol. 6, № 2. – Pp. 169–176.
45. Antolinez, J. D. In situ combustion: a comprehensive review of the current state of knowledge / J. D. Antolinez, R. Miri, A. Nouri // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, № 17. – 27 pp.
46. Minakov, A. V. Recent advances in the study of in situ combustion for enhanced oil recovery / A. V. Minakov, V. D. Meshkova, D. V. Guzey, M. I. Pryazhnikov // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, Vol. 11. – 26 pp.
47. Chemical enhanced oil recovery and the dilemma of more and cleaner energy / F. Rouhi, K. Siavash, E. Ali [et al.] // *Scientific Reports*. – 2021. – № 11. – 14 pp.
48. Salmo, I. S. The impact of rheology on viscous oil displacement by polymers analyzed by pore–scale network modelling / I. C. Salmo, K. S. Sorbie, A. Skaug // *Polymers*. – 2021. – Vol. 13, № 8. – 28 pp.
49. The role of immiscible fingering on the mechanism of secondary and tertiary polymer flooding of viscous oil / A. Beteta, K. S. Corbie, K. Mcver [et al.] // *Transport in Porous Media*. – 2022. – Vol. 143. – Pp. 343–372.
50. Beteta, A. Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the capillary polymer flood / A. Beteta, K. S. Sorbie, G. Johnson // *SPE Journal*. – 2023. – Vol. 28, № 6. – 3165 – 3179 Pp.
51. Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO₂ footprint of oil production / R. Farajzadeh, G. Glasbergen, V. Karpan [et al.] // *Journal of Cleaner Production*. – 2022. – Vol. 369. – 10 pp.

52. Beteta, A. Immiscible viscous fingering: the simulation of tertiary polymer displacements of viscous oils in 2d slab floods / A. Beteta, K. S. Sorbie, A. Skauge // *Polymers*. – 2022. – Vol. 14, № 19 – 20 pp.
53. Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана / И. А. Аскарлова, Р.Н. Утеев, А.С. Марданов [и др.] // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. – 2022. – Т. 4, №4. – С. 90–103.
54. Kar, T. Assessment of low salinity waterflooding in carbonate cores: Interfacial viscoelasticity and tuning process efficiency by use of non-ionic surfactant / T. Kar, H. Cho, A. Firoozabadi // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2022. – Vol. 607, part 1. – 2022. – Pp. 125–133.
55. B. Priyadarshini. Effect of different low salinity flooding schemes and the addition of alkali on the performance of low-salinity waterflooding during the recovery of heavy oil from unconsolidated sandstone / P. Bhicajee, L. Romero-Zeron // *Fuel*. – 2021. – Vol. 289. – 14 pp.
56. Malakoutikhah, M. Pore-scale investigation of low-salinity water flooding in a heterogeneous-wet porous medium / M. Malakoutikhah, J. Siavashi, J. Fahimpour, M. Sharifi // *Heliyon*. – 2024. – Vol. 10, № 13. – 21 pp.
57. Pinilla, A. Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review / A. Pinilla, M. Asuaje, N. Ratkovich // *Heliyon*. – 2021. – Vol. 7. № 7. – 29 pp.
58. Мавлетов, М. В. Эффективность неустойчивого вытеснения нефти из ячейки хеле-шоу / М. В. Мавлетов, А. А. Валиев // *Нефтепромышленное дело*. – 2018. – № 8. – С. 42–45.
59. Brandao R. apillary and geometrically driven fingering instability in nonflat Hele-Shaw cells / R. Brandao, J. A. Miranda // *Physical review*. – 2017. – № 95. – 10 pp.
60. Jackson, S. J. The stability of immiscible viscous fingering in Hele-Shaw cells with spatially varying permeability / S.J. Jackson, H. Power, D. Giddings,

D. Stevens // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. – 2017. – Vol. 320. – Pp. 606–632.

61. Jamaloei, B. Y. Effect of wettability on immiscible viscous fingering: Part I. Mechanisms / B. Y. Jamaloei // *Fuel*. – 2021. – Vol. 304. – 14 pp.

62. Roman, S. Pore-scale visualization and characterization of viscous dissipation in porous media / S. Roman, C. Soulaïne, A. Kovscek // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2020. – Vol. 558. – Pp. 269–279.

63. Impact of wettability and gravity on fluid displacement and trapping in representative 2D micromodels of porous media (2D sand analogs) / S. Golmohammadi, Y. Ding, M. Kuechler [et al.] // *Water Resources Research*. – 2021. – Vol. 57, № 10. – 15 pp.

64. Salmon I. C. Immiscible viscous fingering: modelling unstable water–oil displacement experiments in porous media / I. C. Salmo, K. S. Sorbie, A. Skauge, M. A. Alzaabi // *Transport in Porous Media*. – 2022. – Vol. 145. – Pp. 291–322.

65. Zakirov T. R. Wettability effect on the invasion patterns during immiscible displacement in heterogeneous porous media under dynamic conditions: A numerical study / T.R. Zakirov, M.G. Khranchenkov // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 206. – 16 pp.

66. Transition from viscous fingers to foam during drainage in heterogeneous porous media / F. Lanza, S. Sinha, A. Hansen [et al.] // *Physics of Fluids*. – 2023. – Vol. 35, № 10. – 17 pp.

67. Ben-Noah, I. Dynamics of air flow in partially water-saturated porous media / I. Ben-Noah, S. P. Friedman, B. Berkowitz // *Reviews of Geophysics*. – 2023. – Vol. 61, № 2. – 34 pp.

68. Wang, Z. Emergence of unstable invasion during imbibition in regular porous media / Z. Wang, J. M. Pereira, E. Sauret, Y. Gan // *Journal of fluid mechanics*. – 2022. – Vol. 941. – 13 pp.

69. Mansouri-Boroujeni, M. How interfacial dynamics controls drainage pore-invasion patterns in porous media / M. Mansouri-Boroujeni, C. Soulaïne, M. Azaroual, S. Roman // *Advances in Water Resources*. – 2023. – Vol. 171. – 43 pp.

70. Pore-scale simulation of remaining oil distribution in 3D porous media affected by wettability and capillarity based on volume of fluid method / Y. Yang, S. Cai, J. Yao [et al.] // *International Journal of Multiphase Flow*. – 2021. – Vol. 143. – 14 pp.
71. Influence of different redevelopment measures on water–oil immiscible displacement and mechanism analysis / L. Wang, H. Wu, Z. Cao [et al.] // *Energies*. – 2023. – Vol. 16, № 13. – 19 pp.
72. Shende, T. Pore-scale simulation of viscous instability for non-Newtonian two-phase flow in porous media / T. Shende, V. Niasar, M. Babaei // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. – 2021. – Vol. 296. – 10 pp.
73. Iyi, D. Numerical modelling of the effect of wettability, interfacial tension and temperature on oil recovery at pore-scale level / D. Iyi, Y. Balogun, B. Oyeneyin, N. Faisal // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 201. – 8 pp.
74. An, S. Transition from viscous fingering to capillary fingering: application of GPU-based fully-implicit dynamic pore-network modelling / S. An, H. Erfani, O. E. Godinez-Brizuela, V. Niasar // *Water Resources Research*. – 2020. – Vol. 56, № 12. – 33 pp.
75. Wang, Y. D. Deep learning in pore scale imaging and modeling / Y. D. Wang, M. J. Blunt, R. T. Armstrong, P. Mostaghimi // *Earth-Science Reviews*. – 2021. – Vol. 215. – 22 pp.
76. Carrillo, F. J. Capillary and viscous fracturing during drainage in porous media / F. J. Carrillo // *Physical review*. – 2021. – Vol. 103. – 10 pp.
77. Shende, T. Upscaling non-Newtonian rheological fluid properties from pore-scale to Darcy's scale / T. Shende, V. Niasar, M. Babaei // *Chemical Engineering Science*. – 2021. – Vol. 239. – 14 pp.
78. Numerical investigation of viscous fingering phenomenon for raw field data / F. Bakharev, L. Campoli, A. Enin [et al.] // *Transport in Porous Media*. – 2020. – Vol. 132. – Pp. 443–464.

79. Смирнов, Н. Н. Многократная пропитка пористой среды в условиях микрогравитации: экспериментальные исследования и математическое моделирование / Н. Н. Смирнов, В. Ф. Никитин, Е. И. Скрылева, Ю. Г. Вайсман // Успехи кибернетики. – 2022. – Т. 3, № 2. – С. 24–30.
80. Никитин, В. Ф. Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами / В. Ф. Никитин, Е. И. Скрылева, М. Н. Макеева, А. Н. Манахова // Успехи кибернетики. – 2022. – Т. 3, № 3. – С. 22–32.
81. Moortgat, J. Viscous and gravitational fingering in multiphase compositional and compressible flow / J. Moortgat // Advances in Water Resources. – 2016. – Vol. 89. – Pp. 53–66.
82. Романова, Д. И. Вытеснение нефти смесью газов и воды с тепловыделением / Д. И. Романова, В. Р. Душин, В. Ф. Никитин // Вестник московского университета. – 2019. № 6. – С. 38–44.
83. Lasseux, D. A macroscopic model for immiscible two-phase flow in porous media / D. Lasseux, F. J. Valdes-Parada // Journal of fluid mechanics. – 2022. – Vol. 944. – 35 pp.
84. Смирнов, Н. Н. Эволюция поверхности раздела фаз при вытеснении вязких жидкостей из пористой среды / Н. Н. Смирнов, В. Ф. Никитин, Е. И. Коленкина, Д. Р. Газизова // Известия российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2021. – № 1. – С. 80–93.
85. Kampitsis, A. E. The life span and dynamics of immiscible viscous fingering in rectilinear displacements // A. E. Kampitsis, W. J. Kostorz, A. H. Muggeridge, M. D. Jackson // Physics of Fluids. – 2021. – Vol. 33, № 9. – 18 pp.
86. Sorbie, K. S. On the Modelling of Immiscible Viscous Fingering in Two-Phase Flow in Porous Media / K. S. Sorbie, A. Y. Al Ghafr, A. Skauge, E. J. Mackay // Transport in Porous Media. – 2020. – Vol. 135. – Pp. 331–359.

87. Beteta, A. Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling / A. Beteta, K.S. Sorbie, A. Skauge, T. Skauge // *Transport in Porous Media*. – 2023. – Vol. 151. – Pp. 95–118.
88. Kassa, A. M. Modeling of relative permeabilities including dynamic wettability transition zones / A. M. Kassa, S. E. Gasda, K. Kumar, F. A. Radu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 203. – 15 pp.
89. Abdul Hamid, S. S. Fingering regimes in unstable miscible displacements / S. A. Abdul Hamid, A. H. Muggeridge // *Physics of Fluids*. – 2020. – Vol. 32, № 1. – 19 pp.
90. Бублик, С. А. Исследование неустойчивости саффмана–тейлора в нефтесодержащем пласте в двумерной постановке задачи / С.А. Бублик, М.А. Семин // *Математическое моделирование*. – 2020. – Т. 32, № 7. – С. 127–142.
91. Pinilla, A. Modelling of 3D viscous fingering: Influence of the mesh on coreflood experiments / A. Pinilla, L. Ramirez, M. Asuaje, N. Ratkovich // *Fuel*. – 2021. – Vol. 287. – 18 pp.
92. Dynamic adaptive mesh optimisation for immiscible viscous fingering / A. E. Kampitsis, A. Adam, P. Salinas // *Computational Geosciences*. – 2020. – Vol. 24. – Pp. 1221–1237/
93. Doorwar, S. Pseudorelative permeabilities for simulation of unstable viscous oil displacement / S. Doorwar, A. Ambastha // *SPE Reservoir evaluation and engineering*. – 2020. – Vol. 23, № 4. – 17 pp.
94. Guo, H. A Brief review of capillary number and its use in capillary desaturation curves / H. Guo, K. Song, R. Hilfer // *Transport in Porous Media*. – 2022. – Vol. 144. – Pp. 3–31.
95. Wettability and Lenormand's diagram / B. K. Primkulov, A. A. Pahlavan, X. Fu [et al.] // *Journal of fluid mechanics*. – 2021. – Vol. 923. – 28 pp.
96. Федоров, К. М. Анализ устойчивости газонефтяного и водонефтяного контактов при разработке нефтяной оторочки на истощении / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, Я. К. Кряжев, В. А. Кряжев // *Информационные*

системы и технологии в нефтегазодобыче. – Тюмень: Издательство тюменского индустриального университета, 2021. – С. 169 – 174.

97. Кряжев, Я. А. Вывод критериев возникновения неустойчивости фронта вытеснения нефти при заводнении пластов / Я. А. Кряжев // Сборник материалов XI школы–семинара молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем: «Трансформация нефтегазового комплекса 2030». – Тюмень: Издательство тюменского государственного университета, 2024. – С. 88–93.

98. Corey, A. T. The Interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // *Prod. Monthly*. – 1954. – Vol 19, № 1. – Pp. 38–41.

99. Rapoport, L. A. Properties of linear waterfloods / L. A. Rapoport // *Journal of petroleum technology*. – 1953. – Vol. 5, № 5. – PP. 139–148.

100. Buckley, S. E. Mechanism of Fluid Displacement in Sands / S. E. Buckley, M. C. Leverett // *SPE Journal*. – 1942. – Vol. 146, № 1. – Pp. 107–116.

101. Кряжев, Я. А. Критерии устойчивости процессов вытеснения при добыче углеводородов / Я. А. Кряжев, В. А. Кряжев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // *Инженерно–физический журнал*. – 2022. – Т. 95, № 5. – С. 1176 – 1182.

102. Федоров, К. М. К вопросу устойчивости фронтов вытеснения нефти из терригенных и карбонатных коллекторов / К. М. Федоров, Т. А. Поспелова, А. П. Шевелёв, Я. А. Кряжев, В. А. Кряжев // *Нефтепромысловое дело*. – 2019. – № 11. – С. 69–72.

103. Кряжев, Я. А. Анализ условий возникновения неустойчивости фронта вытеснения нефти водой в задаче Рапопорта–Лиса / Я. А. Кряжев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов / *Материалы международной научно–практической конференции им. Д. И. Менделеева, посвященной 60–летию ТИУ*. – Тюмень: Издательство тюменского индустриального университета, 2025. – С. 136–138.

104. Кряжев, Я. А. Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов / Я. А.

Кряжев, А. Я. Гильманов, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // Вестник тюменского государственного университета. Физико–математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2024. – Т.10, № 4. – С. 114–131.

105. Kleppe, J. Dietz Stability Analysis / J. Kleppe // Reservoir Recovery Techniques. – 2017. – Vol 5. – 7 pp.

106. Лаевский, Ю. М. Об аппроксимации разрывных решений уравнения Баклея–Левретта / Ю. М. Лаевский, Т. А. Кандрюхова // Сибирский журнал вычислительной математики. – 2012. – Т. 15, № 3. – С. 271–280.

107. Губкин, А. С. Методические рекомендации к численному решению модельных уравнений математической физики / А. С. Губкин; Тюменский государственный университет. – Тюмень, 2018. – 11 с.

108. Кряжев, Я. А. Вытеснение высоковязкой нефти водяным паром / Я. А. Кряжев / Сборник материалов X школы–семинара молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем: «Трансформация нефтегазового комплекса 2030». – Тюмень: Издательство тюменского государственного университета, 2023. – С. 41–42.

109. Лихачев, Е. Р. Уравнение состояния жидкости / Е. Р. Лихачев // Вестник ВГУ. Серия: Физика, математика. – 2014. – № 3. – С. 41–48.

110. Кряжев, Я. А. Исследование эффективности вытеснения высоковязкого флюида двухфазным теплоносителем в зависимости от скорости подвода тепла в пористую среду и величины тепловых потерь / Я. А. Кряжев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник тюменского государственного университета. Физико–математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2025. – Т. 11, № 1. – С. 6–22.