

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

На правах рукописи



ШЕВЕЛЁВ АЛЕКСАНДР ПАВЛОВИЧ

**КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ПРИЛОЖЕНИИ К ЗАДАЧАМ
ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОМЕХАНИКИ**

Специальность: 1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника

Диссертация на соискание учёной степени
доктора физико-математических наук

Научный консультант:
доктор физико-математических наук,
профессор
Федоров К. М.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ПРИЛОЖЕНИИ К ЗАДАЧЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ДРЕНАЖА	14
1.1. Современные подходы к моделированию тепловых методов воздействия на насыщенную пористую среду	14
1.2. Комплексная методология моделирования процессов теплообмена	20
1.3. Метод пароциклического дренажа месторождений высоковязкой нефти 25	
1.4. Применение комплексной методологии для повышения эффективности процесса пароциклического дренажа.....	31
ГЛАВА 2. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА ОСНОВЕ БАЛАНСОВЫХ СООТНОШЕНИЙ	52
2.1. Современные подходы к моделированию парогравитационного дренажа 52	
2.2. Описание метода парогравитационного дренажа месторождений высоковязкой нефти.....	57
2.3. Применение комплексной методологии для определения эффективных параметров процесса парогравитационного дренажа	59
ГЛАВА 3. МЕТОД АНАЛИЗА МОДЕЛЕЙ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ВЫСОКОВЯЗКИХ ФЛЮИДОВ И ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.	88
3.1. Подходы к моделированию устойчивости вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде	88
3.2. Современное состояние описания фильтрации вязкопластичных жидкостей.....	96
3.3. Метод анализа моделей теплообмена высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей.....	103

3.4. Применение разработанного метода для определения условий устойчивости вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде.....	105
3.5. Применение разработанного метода для анализа нелинейных эффектов фильтрации вязкопластичных жидкостей	115
ГЛАВА 4. АЛГОРИТМ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ МИНИМИЗИРОВАТЬ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ СМЕСЬЮ ВОДЫ И ГАЗА В СПЕЦИАЛЬНОМ ФАЗОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ.....	
	131
4.1. Особенности моделирования задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа	131
4.2. Алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа	138
4.3. Применение комплексной методологии для выбора эффективного соотношения объёмов воды и газа при водогазовом воздействии	165
ГЛАВА 5. МЕТОД РЕШЕНИЯ МНОГОМАСШТАБНОЙ ЗАДАЧИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ВЫРАВНИВАНИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ.....	
	171
5.1. Современные подходы к моделированию физико-химических методов ограничения водопритока в добывающие скважины	171
5.2. Метод решения многомасштабной задачи тепломассопереноса при выравнивании фильтрационных потоков	180
5.3. Метод определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении	182
5.4. Применение метода решения многомасштабных задач для определения эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков	195
ГЛАВА 6. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОЛЬМАТИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНЫ.....	
	212

6.1. Современное состояния моделирования тепломассопереноса флюида в задачах с техногенными трещинами	212
6.2. Разработка физико-математической модели кольматирования техногенной трещины для анализа особенностей массообмена трещины с пластом	218
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	237
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	239

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Стратегической задачей для обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации является поддержание темпов добычи углеводородов на ближайшие 50 лет. Решение этой задачи невозможно без вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и зрелых месторождений. Эксплуатация таких объектов требует применения методов воздействия на пласт, направленных на улучшение физико-химических свойств насыщенной пористой среды. Среди этих методов наиболее распространены тепловые, физико-химические и газовые методы воздействия.

Анализ накопленного опыта применения данных мероприятий показывает их высокую эффективность, но сравнительно небольшую, около 75%, успешность. Это говорит об актуальности развития методов физико-математического моделирования процессов тепломассопереноса в ходе применения перечисленных методов воздействия. Для решения этой проблемы необходим инструментарий моделирования, прогноза эффективности и составления научно обоснованного подхода к реализации данных мероприятий.

Одним из направлений моделирования методов воздействия на насыщенную пористую среду является использование эмпирических зависимостей, построенных на основе анализа промыслового опыта. Однако степень неопределённости исходных данных, которая изначально имеется по любому объекту разработки, существенно повышается за счёт большого объёма обрабатываемой информации при составлении корреляционных зависимостей.

Подходы теплофизики и механики многофазных сред хорошо себя зарекомендовали для математического моделирования задач разработки месторождений с использованием указанных мероприятий. Коммерческие программные комплексы не покрывают всего спектра задач оптимизации процесса извлечения нефти и газа из пористой среды. Эти симуляторы основаны на решении системы уравнений тепломассопереноса с помощью

неявных методов и итерационных процедур. Такие комплексы требуют большого объёма информации о моделируемом объекте, значительных вычислительных и временных ресурсов. Принципиальной стороной проблемы является оперативность прогнозов (программы геолого-технических мероприятий включают планирование применения методов воздействия на насыщенную пористую среду для сотен скважин ежеквартально, а иногда и ежемесячно), не позволяющая применять для решения задач детальные трехмерные многофазные гидродинамические симуляторы.

На сегодняшний момент возникает всё больше задач, требующих учёта индивидуальных особенностей, как моделируемого объекта, так и специфики применения конкретного метода улучшения фильтрационно-емкостных свойств насыщенной пористой среды. Промышленные коммерческие симуляторы ориентированы на решение типовых задач, а возможности детального описания локальных процессов ограничены.

Таким образом, без применения подходов теплофизики и механики многофазных сред невозможно повысить качество описания физических процессов, происходящих при применении методов интенсификации процесса извлечения флюида из насыщенной пористой среды.

Цель диссертационной работы – повышение качества моделирования задач подземной гидромеханики за счёт разработки комплексной методологии моделирования процессов тепломассопереноса.

Задачи исследований:

1. Разработка физико-математической модели тепломассопереноса при пароциклическом дренаже высоковязкой нефти.
2. Создание интегральной физико-математической модели развития паровой камеры при парогравитационном дренаже на всех стадиях процесса.
3. Создание критериального метода анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей.

4. Использование специального фазового пространства для анализа процессов тепломассопереноса применительно к задачам вытеснения нефти смесью воды и газа.
5. Разработка алгоритма интерпретации параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении из решения обратных задач фильтрации оторочки полимера через образец пористой среды.
6. Развитие методов решения многомасштабных задач тепломассообмена на примере прогнозирования процесса выравнивания фильтрационных потоков за счет закачки реагента в пористую среду.
7. Моделирование и численно-аналитическое исследование массопереноса в задачах кольматации техногенной трещины в нефтяных пластах.

Научная новизна:

1. В рамках разрывных решений, с учетом свободной конвекции и без нее проанализирована эволюция теплового поля в процессе пароциклического дренажа.
2. На основе физико-математической модели, рассматривающей паровую камеру треугольного сечения с однородным распределением температуры и насыщенностей фаз, исследован процесс парогравитационного дренажа и показаны пути его оптимизации.
3. Сформулированы безразмерные критерии, характеризующие устойчивость вытеснения нефти в случаях поршневого и непоршневого вытеснения с учетом гравитационных сил, и влияние предельного градиента давления на скорость потока нефти.
4. Предложен алгоритм анализа процессов водогазового воздействия путем расчета динамики усредненных в пористой среде насыщенностей фаз в специальных фазовых пространствах, позволяющий минимизировать неопределенность получаемых решений.
5. Разработан метод, позволяющий без разрушения образца пористой среды рассчитывать параметры адсорбции, удерживания и недоступный

поровый объём в изотермическом приближении из решения обратных задач фильтрации оторочки полимера.

6. Предложен метод решения многомасштабных задач тепломассопереноса в процессе выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах, в котором сшиваются решения локальной задачи отыскания распределения концентрации реагента вблизи нагнетательной скважины и внешней задачи перераспределения потоков флюида во всем пласте.

7. Получен безразмерный комплекс, характеризующий особенности массообмена трещины с пластом и определяющий место начала кольматирования трещины.

Практическая значимость работы заключается в том, что разработанные методы, численные алгоритмы, подходы теплофизики и механики многофазных сред позволили эффективно решить ряд задач подземной гидромеханики:

1. Оптимизировать процессы пароциклического дренажа на месторождениях высоковязкой нефти и систему расстановки скважин для повышения коэффициента извлечения нефти.
2. Оценивать необходимость применения выбранных методов интенсификации притока нефти для пористых сред со сверхнизкой проницаемостью, насыщенных флюидами со сложной реологией.
3. Прогнозировать эффективное соотношение воды и газа при водогазовом воздействии на нефтяные залежи.
4. Оценивать параметры адсорбции и удерживания полимера в пористой среде без разрушения образцов горной породы на основе решения обратной задачи фильтрации оторочки полимера.
5. Повысить эффективность малообъёмных закачек физико-химических реагентов за счёт решения оптимизационной задачи.

6. Прогнозировать длину закомальтированной части трещины с высокой точностью на основе решения прямой и обратной задач кольматации техногенных трещин.

На защиту выносятся следующие оригинальные результаты, соответствующие 4 пунктам области исследований по специальности «1.3.14. Теплофизика и теоретическая теплотехника»:

1. Физико-математическая модель процесса пароциклического дренажа на основе балансовых соотношений, с учетом свободной конвекции и без нее, позволяющая получить решения, определяющие длительность этапов процесса (*пункт 8 – Численное и натурное моделирование теплофизических процессов в природе, технике и эксперименте, расчёт и проектирование нового теплотехнического оборудования (физико-математические науки)*).

2. Физико-математическая модель процесса парогравитационного дренажа на основе балансовых соотношений, описывающая процесс создания паровой камеры в пласте и динамику ее развития (*пункт 8*).

3. Метод анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей, позволяющий ввести критическую скорость, при которой процесс вытеснения нефти еще является устойчивым, и установить, что в начале процесса фильтрации влиянием предельного градиента давления на скорость притока нефти к добывающей скважине можно пренебречь (*пункт 6 – теория подобия теплофизических процессов (физико-математические науки)*).

4. Алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа, построенный в результате анализа усреднённых насыщенных фаз в пласте в специальном фазовом пространстве (*пункт 1 – Фундаментальные, теоретические и экспериментальные исследования молекулярных и макросвойств веществ в твёрдом, жидком и газообразном состоянии для более глубокого понимания явлений, протекающих при тепловых процессах и агрегатных изменениях в физических системах (физико-математические науки)*).

5. Метод определения параметров адсорбции, удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении без разрушения образца пористой среды из экспериментов по фильтрации оторочки полимера (*пункты 1, 8*).
6. Метод решения многомасштабной задачи тепломассопереноса при выравнивании фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде, в котором локальная задача заключается в отыскании распределения концентрации вблизи нагнетательной скважины, а внешняя – в расчете перераспределения потоков во всем пласте (*пункт 1; пункт 2 – исследование и разработка рекомендаций по повышению качества и улучшению теплофизических свойств веществ в жидком, твёрдом (кристаллическом и аморфном) состояниях для последующего использования в народном хозяйстве (физико-математические науки)*).
7. Физико-математическая модель кольматирования техногенной трещины, учитывающая баланс закачиваемой воды и её оттока из трещины в пласт в виде краевого условия для определения давления на конце трещины (*пункт 1*).
8. Безразмерный комплекс, характеризующий особенности массообмена трещины с пластом и определяющий возможность блокирования трещины с её конца или с некоторого удаления от него (*пункт б*).

Методы исследований и фактический материал. Методы исследований основаны на общих подходах теплофизики и механики многофазных сред. Математические модели включают фундаментальную систему уравнений многокомпонентной неизотермической фильтрации с различными допущениями, зависящими от спектра и особенностей практических задач применения методов увеличения нефтеотдачи. Исследования проводились с использованием авторского комплекса вычислительных программ. Фактический материал включает результаты экспериментальных исследований по одному из месторождений Западной Сибири и промысловые данные по добыче нефти с использованием различных

методов воздействия на насыщенную пористую среду по российским месторождениям и месторождению Fengcheng в Китае.

Достоверность и обоснованность проведенных исследований подтверждается использованием фундаментальной системы уравнений тепломассопереноса, классических аналитических и численных методов решения прямых и обратных задач и валидацией математических моделей интенсификации процесса извлечения флюида из насыщенной пористой среды с использованием данных натуральных и промысловых экспериментов с удовлетворительной точностью.

Личный вклад автора заключается в разработке комплексной методологии моделирования процессов тепломассопереноса в приложении к задачам подземной гидромеханики; формулировке математических методов и моделей эксплуатации месторождений с применением тепловых и физико-химических методов воздействия на насыщенную пористую среду в рамках общего подхода теплофизики и механики многофазных сред; а также в получении численных и аналитических решений прямых и обратных задач тепломассообмена в пористой среде. Автором написаны статьи по теме диссертационных исследований в тематические и профильные журналы.

Автор выражает благодарность научному консультанту Константину Михайловичу Федорову за неоценимый вклад в подготовку и проведение диссертационных исследований.

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты диссертационной работы представлены в виде зарегистрированных программ для электронно-вычислительных машин, основанных на использовании комплексной методологии моделирования процессов тепломассопереноса, рассчитывающих эффективность применения методов интенсификации процесса извлечения флюида из насыщенной пористой среды с использованием общих подходов теплофизики и механики многофазных сред. Результаты работы используются в практическом проектировании ООО «ТННЦ» для интеграции разработанных программ в виде модулей для

программного комплекса «РН-КИМ», обеспечивающих оценку эффективности применения методов улучшения физико-химических свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов.

Апробация результатов. Результаты диссертационной работы докладывались на 15 международных конференциях по моделированию процессов тепломассопереноса в задачах подземной гидромеханики: SPE Russian Petroleum Technology Conference (г. Москва, 2010, 2017–2021 гг.), ThEOR (г. Богота, Колумбия, 2021 г., г. Баку, Азербайджан, 2022 г.), Международной научной конференции «Уфимская осенняя математическая школа» (г. Уфа, 2021–2023 гг.), Международном научно-практическом семинаре «Экспериментальные методы исследования пластовых систем: проблемы и решения» (г. Москва, 2021 г.), конференциях «Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче» (г. Тюмень, 2019 г. и 2018 г.), «Актуальные проблемы строительства, экологии и энергосбережения в условиях Западной Сибири» (2014 г.), а также на 10 российских профильных конференциях: конференции «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая независимость» (г. Уфа, 2023), X школе-семинаре молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем «Трансформация нефтегазового комплекса 2030» (г. Тюмень, 2023), Национальной научно-технической конференции «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина» (г. Тюмень, 2023 г.), Конференции молодых учёных и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (2021–2023 гг.), VII Российской конференции «Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения», (г. Уфа, 2020), XIII и XIV научно-практических конференциях «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений нефти и газа» (г. Москва, 2021 и 2022 гг.), конференции «Нефть и газ: Технологии и инновации» (г. Тюмень, 2019 г.).

Публикации. По теме диссертации в открытой печати опубликовано 58 печатных работ, из которых 29 в изданиях, входящих в международные базы данных, 9 в изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, 4 в изданиях, индексируемых базой данных Russian Science Citation Index. Имеется 8 свидетельств о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения, списка литературы, содержит 102 рисунка и 23 таблицы. Общий объем диссертации — 277 страниц. Список литературы состоит из 297 источников и размещён на 39 страницах.

ГЛАВА 1. КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ПРИЛОЖЕНИИ К ЗАДАЧЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ДРЕНАЖА

1.1. Современные подходы к моделированию тепловых методов воздействия на насыщенную пористую среду

В ближайшей перспективе топливно-энергетический комплекс России продолжит являться опорой экономики. Истощение традиционных запасов нефти является вызовом для сохранения текущих расходов добываемой нефти, а значит, и получения прибылей. Одним из решений этой проблемы является увеличение доли месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (рис.1.1.1) [1], которые вовлечены в добычу. Среди таких запасов существенную часть занимают высоковязкие нефти (рис. 1.1.2) [2].

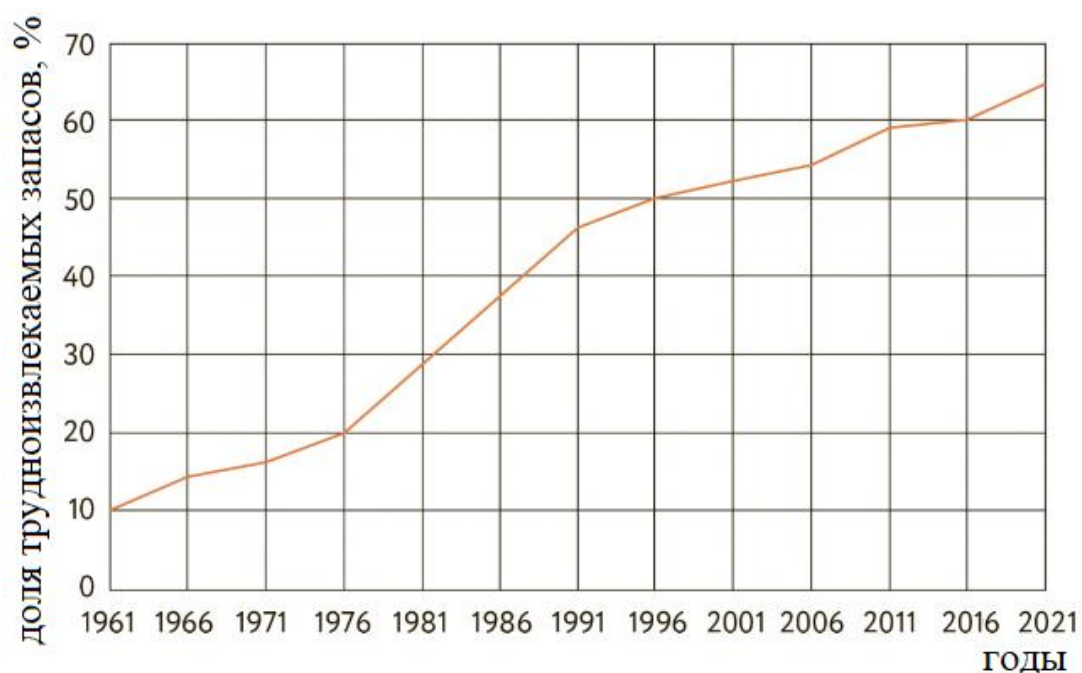


Рис. 1.1.1. Динамика роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России.

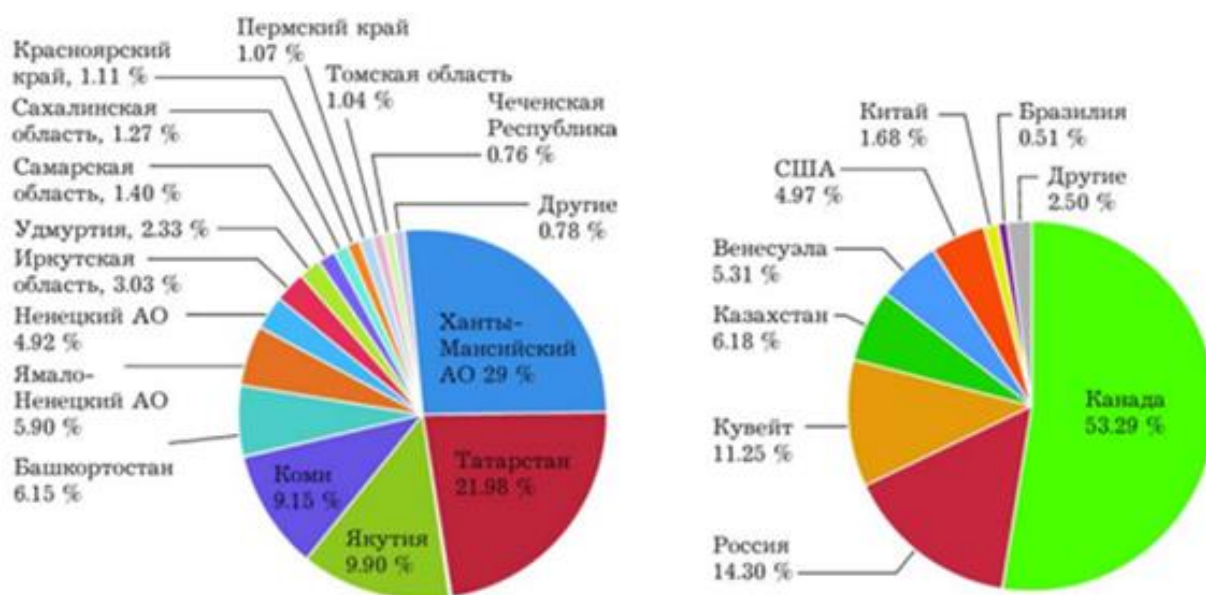


Рис. 1.1.2. Доля запасов высоковязкой нефти в России и мире [2].

В течение ряда лет первое место среди всех методов воздействия на насыщенную пористую среду занимают тепловые способы интенсификации притока нефти [3]. Эффективность таких методов во многом зависит от выбора теплоносителя. Среди доступных реагентов вода обладает одной из наибольших теплоёмкостей. Однако наибольшее количество теплоты выделяется единицей массы теплоносителя при фазовом переходе пар-жидкость, поэтому целесообразнее использовать водяной пар или пароводяную смесь в качестве теплоносителя.

С точки зрения использования закачанного в пласт тепла наиболее эффективными среди таких методов являются пароциклический и парогравитационный дренаж [4–6]. Другим преимуществом указанных технологий является их применимость к месторождениям с высокой (более 100 мПа·с) и сверхвысокой (более 100000 мПа·с) вязкостью нефти [7, 8].

Эффективность такого воздействия напрямую определяется качеством предварительного математического моделирования [9–12]. Существующие подходы к моделированию тепловых способов интенсификации притока нефти включают подробное гидродинамическое моделирование в специализированных коммерческих пакетах прикладных программ [10, 13–

17], нейросетевое моделирование [18–20], детальное моделирование на основе фундаментальной системы уравнений механики многофазных сред [21–24] и интегральный подход [25–28], позволяющий описать основные закономерности процесса.

Распространёнными коммерческими пакетами прикладных программ для гидродинамического моделирования для задач подземной гидромеханики являются Schlumberger Eclipse и Petrel, tNavigator, ROXAR Tempest, CMG STARS [13, 29–32]. Преимуществом использования этих пакетов является получение детальных решений многомерных многофазных задач. К недостаткам применения указанных программ относится расхождение результатов, полученных с использованием разных симуляторов, а также зависимость решения от размера и формы используемой численной сетки [31].

В последнее время в инженерной практике широкое распространение получает нейросетевое моделирование методов воздействия на насыщенную пористую среду [18–20, 33]. К достоинствам такого подхода относится возможность быстрой автоматизированной обработки большого объёма входных данных [33]. Нейросетевое моделирование хорошо себя зарекомендовало при решении типовых задач с близкими значениями входных параметров. Для решения нестандартных задач требуется длительная процедура обучения нейросети на большом объёме входных и выходных данных, которые не всегда имеются.

Физически наиболее обоснованным и понятным является моделирование на основе фундаментальной системы уравнений механики многофазных сред [21–24, 34–37]. Использование подходов механики многофазных сред хорошо себя зарекомендовало для решения задач подземной гидромеханики. Они позволяют детально описать происходящие в пласте физические процессы.

Наиболее удобным для экспресс-оценок основных управляющих параметров тепловых методов интенсификации притока нефти является интегральный подход [25–28]. Такой подход предполагает использование

балансовых соотношений на основе законов сохранения механики многофазных сред без детального описания процессов в каждой точке пространства. В силу специфики процессов тепломассопереноса в пористой среде широкое распространение при физико-математическом моделировании тепловых методов интенсификации притока нефти получило приближение Х. Ловерье [25]. Это приближение заключается в усреднении температуры по вертикальному сечению. Это допущение позволяет на единицу снизить размерность уравнения теплопроводности.

Одной из первых моделей для расчёта тепловых методов интенсификации притока нефти является модель Маркса-Лангенхейма [26]. При реализации тепловых методов интенсификации притока нефти температура в призабойной зоне пласта монотонно уменьшается от температуры теплоносителя на забое до начальной пластовой температуры. По методологии Маркса-Лангенхейма [26] в пласте выделяются 2 зоны: прогретая область и зона невозмущённого пласта. Предполагается, что температура является кусочно-постоянной функцией, аргументом которой является радиальная координата r (рис. 1.1.3). В прогретой зоне температура пласта T равна температуре закачиваемого теплоносителя T_s , вне неё – температуре невозмущённого пласта T_0 . В основе модели Маркса-Лангенхейма лежит метод материального баланса. Предполагается, что приток нефти идёт только из области, охваченной тепловым воздействием. Нефть, находящаяся за пределами этой области, считается неподвижной [26]. Маркс и Лангенхейм проводят аналогию между распространением тепловых потоков в пласте и гидродинамических потоков по трещине гидроразрыва [26].

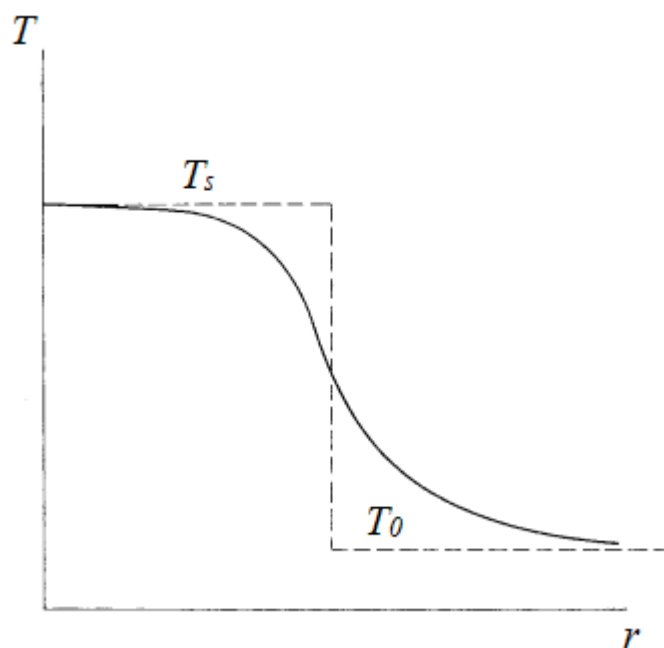


Рис. 1.1.3. Распределение температуры в пласте по модели Маркса-Лангенхейма [26].

Развитием методологии Маркса-Лангенхейма [26] является модель Боберга-Лантца [27]. В рамках этой модели предполагается, что потоки теплоносителя распространяются в радиальном направлении, пласт является однородным, а в случае многослойного пласта радиусы прогретых зон в пропластках совпадают. Температура нефти в прогретой зоне рассчитывается с помощью метода материального баланса. Наличие прогретой зоны вокруг скважины и соответствующее повышение дебита нефти описывается в рамках концепции скин-фактора.

Основным преимуществом интегрального подхода является минимальный объём входной информации. Зачастую на месторождении количество информации, которое требуется для детального описания протекающих в пласте процессов, недостаточно или такая информация устарела. Кроме того, интегральный подход обеспечивает возможность экспресс-оценок технологических параметров.

Кроме интегрального подхода существуют методологии, позволяющие уменьшить размерность рассматриваемых задач и тем самым сократить время

расчётов. В рамках методологии А. А. Боксермана [38, 39] проводится расщепление тепловой и гидродинамической задач при процессе пароциклического дренажа. Для решения гидродинамической задачи используется система уравнений трёхфазной неизотермической фильтрации с учётом фазовых переходов. Тепловая задача описывается уравнением теплопроводности с учётом конвективных потоков в пористой среде. Задача решается в двумерном приближении. Такая методология позволяет снизить размерность решаемой задачи от трёхмерной до двумерной и упростить процедуру решения за счёт расщепления задач. К сожалению, в этом случае не представляется возможным выявить влияние теплофизических эффектов на гидродинамические процессы [40].

Методология моделирования тепловых методов интенсификации притока нефти, предложенная А. Ф. Зазовским и К. М. Федоровым [11, 40], позволяет снизить размерность задачи об описании процесса пароциклического воздействия до одномерной задачи. В рамках этой методологии гидродинамические и тепловые процессы рассматриваются совместно. Математическая модель включает описание вытеснения нефти паром на основе модифицированной задачи Баклея-Левретта. Тепловые процессы описываются законом сохранения энергии для насыщенной пористой среды. В качестве замыкающих уравнений используются соотношения для насыщенностей и концентраций фаз.

Как правило, сложные трёхмерные задачи, моделирующие тепловые методы воздействия на насыщенную пористую среду, не имеют аналитических решений. Описание процессов, происходящих в пласте при использовании методов интенсификации процесса извлечения флюида из насыщенной пористой среды, в трёхмерной постановке требует большого количества расчётного времени либо путь решения не является очевидным. Это не позволяет принимать оперативные решения в процессе извлечения флюида из пористой среды. Снижение размерности многомерных задач в рамках разработанной комплексной методологии позволяет сократить

расчётное время за счёт наличия аналитических и простых численных решений и обеспечить возможность принятия таких оперативных решений.

1.2. Комплексная методология моделирования процессов теплопереноса

Описанные в предыдущем разделе проблемы приводят к необходимости разработки методологии моделирования процессов теплопереноса в приложении к задачам подземной гидромеханики (комплексной методологии).

В основе методологии лежит:

1. Выделение симметрии задачи и переход к соответствующей системе координат для снижения размерности уравнений, описывающих рассматриваемый процесс. Комплексная методология включает выделение координат с учётом симметрии задачи, вдоль которых изменения определяемых параметров происходят наиболее интенсивно. Например, при рассмотрении процесса пароциклического дренажа конвективные потоки приводят к отклонению теплового фронта от вертикали. В общем случае для решения этой задачи необходимо вводить двумерную систему координат. Введение вращающейся системы координат, одна из осей которой перпендикулярна тепловому фронту, позволяет снизить размерность и перейти к одномерному описанию задачи. Снижение размерности многомерных задач в рамках разработанной комплексной методологии позволяет сократить расчётное время за счёт наличия аналитических и простых численных решений и обеспечить возможность принятия таких оперативных решений.

2. Обезразмеривание уравнений, описывающих процессы, происходящие при использовании выбранного метода интенсификации притока нефти, и выделение безразмерных комплексов подобия [41–43]. Такая процедура предполагает использование пи-теоремы для определения количества вводимых независимых безразмерных переменных. В результате процедуры

уравнения существенно упрощаются и выделяются комплексы подобия, позволяющие оценить вклад различных эффектов в моделируемый процесс. Также проводится оценка влияния различных эффектов на динамику процесса. Такая оценка проводится на основе анализа в рамках классических критериев подобия. Проведённая оценка позволяет сформулировать чёткие допущения в рамках рассматриваемой задачи и пренебречь в уравнениях слагаемыми, вклад которых несущественен. Первоочередной является оценка вклада тепловых эффектов. Например, при распространении тепла при закачке теплоносителя в пласт оценка теплового числа Пекле показывает, что поток тепла за счет теплопроводности по латерали значительно меньше, чем конвективный перенос тепла, но в поперечном конвективному потоку направлении теплопроводность играет важную роль. Другими критериями подобия, которые необходимо оценивать, являются числа Грасгофа, Прандтля, Рэлея, Рейнольдса, Нуссельта [36, 44]. Оценка вклада влияющих на процесс эффектов позволяет выделить те из них, которые в наибольшей степени определяют физические особенности описываемых явлений. Слагаемыми в уравнениях, которые вносят на порядки меньший вклад, чем основные эффекты, пренебрегается, что существенно упрощает как вид уравнений, так и процедуру их решения. В результате такого анализа может быть уменьшено количество входящих в уравнения переменных и размерность задачи, что приводит к отсутствию необходимости записи дополнительных замыкающих соотношений.

3. В случае разномасштабных процессов выполняются оценки влияния различных эффектов на динамику моделируемого явления. Для моделирования этих процессов используется система уравнений тепломассопереноса, состоящая из дифференциальных уравнений в частных производных первого и второго порядка. Для однозначности решения ставятся начальные и граничные условия, определяющие особенности протекающего процесса. В таких задачах зачастую присутствуют величины, значение которых невелико, однако они вносят существенный вклад в специфику

моделируемых процессов в локальной области или во всём масштабе рассматриваемых явлений [45, 46]. При появлении в моделях малых параметров может быть осуществлено разбиение рассматриваемой задачи на несколько подзадач. Например, при моделировании физико-химических методов интенсификации извлечения флюида из насыщенной пористой среды выделяется область, внутри которой воздействие реагента проявляется в наибольшей степени. В такой задаче малым параметром является концентрация удержанных частиц.

4. Проведение анализа экспериментальных данных и выявление фундаментальных закономерностей с целью их использования в качестве замыкающих соотношений, описывающих потоки массы и тепла в ходе рассматриваемого процесса. При необходимости осуществляется переход в специальные фазовые пространства, позволяющие использовать выбранные эмпирические соотношения. Для описания тепловых процессов распространённым подходом является использование эмпирических формул [44]. Эти формулы зависят от режимов теплообмена. В качестве примера можно привести закон Ньютона-Рихмана [9, 44, 47] для описания конвективного теплообмена, в котором эмпирический коэффициент теплопередачи существенным образом зависит как от типа конвекции, так и от режима теплообмена. Определение этого коэффициента возможно только с использованием корреляционных зависимостей, полученных в результате обработки большого объёма экспериментальных данных. Другим примером эмпирических корреляций является использование при моделировании процесса парогравитационного дренажа для расчёта тепловых потоков из паровой камеры в латеральном и вертикальном направлениях упрощённого соотношения, полученного в работе Эдмундса-Петерсона [48]. Преобладание конвективного потока в вертикальном направлении обусловлено более низкой плотностью пара в сравнении с нефтью и водой, насыщающими пласт.

5. Анализ условий сохранения массы, импульса и энергии на разрывах и сведение динамики процесса к упрощенному анализу эволюции разрывных решений. Применяется упрощенный подход к моделированию, который вместе с тем должен воспроизводить и прогнозировать все основные технологические параметры рассматриваемых процессов. В рамках комплексной методологии рассматриваемый процесс разбивается на стадии по направлению протекания тепломассообмена либо его режимам. Подход предполагает использование балансовых соотношений для тепломассообмена, позволяющих рассчитать характеристики, определяющие эффективность процесса [42]. В рамках комплексной методологии для описания рассматриваемого теплового метода интенсификации притока нефти в пласте выделяются две зоны: зона, охваченная тепловым воздействием, а также невозмущенная зона [49–51]. Геометрическая форма зоны, охваченной тепловым воздействием, определяется конкретным моделируемым способом интенсификации притока нефти. Физические параметры в каждой области распределены однородно: температура в зоне, охваченной тепловым воздействием, равна температуре насыщенного пара, в другой зоне – температуре невозмущенного пласта; насыщенности и плотности фаз в зоне, охваченной тепловым воздействием, являются монотонными функциями, зависящими от времени, в зоне невозмущенного пласта значения насыщенностей и плотностей фаз соответствуют начальным условиям. На границе между зонами температура, насыщенности и плотности фаз терпят разрыв. Условия на разрыве позволяют получить упрощенные балансовые уравнения, описывающие динамику развития прогретой области. Например, в процессе пароциклического дренажа температура на фронте конденсации терпит разрыв, соотношения на разрыве, записанные для уравнения теплопроводности, позволяют определить скорость этого фронта.

6. Решение прямых и обратных задач для разработки алгоритмов поиска оптимальных параметров, выделение и физическое обоснование критериев оптимизации, обоснование и решение оптимизационных задач. Важнейшим

этапом применения комплексной методологии является введение критериев оптимизации процесса [41, 50]. Такие критерии определяют эффективность процессов добычи нефти. На основе введённых ранее при использовании комплексной методологии безразмерных комплексов формулируются общие рекомендации повышения эффективности процессов тепловых методов интенсификации притока нефти. В качестве основного параметра выбирается коэффициент извлечения нефти, поскольку он определяет долю нефти, извлечённую из пласта, а, следовательно, и прибыль. Например, при моделировании применения физико-химических методов интенсификации притока нефти решение обратной задачи позволяет определить параметры адсорбции и удерживания реагента. Решение прямой задачи определяет глубину проникновения реагента в пласт. Для составления критерия оптимизации выбираются два показателя: коэффициент выравнивания фильтрационных потоков и коэффициент снижения расхода воды. Производство этих показателей называется коэффициентом перераспределения потоков и является критерием определения эффективного объёма закачки реагента в пористую среду.

7. В случае разбиения рассматриваемой задачи на несколько подзадач выделяются параметры, значения которых одинаковы на границе для обеих анализируемых областей. Особую сложность составляет постановка граничных условий для внешней подзадачи с учётом решения внутренней. Влияние малого параметра учитывается заданием граничных условий для внешней подзадачи. В общих масштабах процесса локальная область невелика и может быть рассмотрена в качестве аналога пограничного слоя. На основе выделенных общих параметров осуществляется сшивка решений, полученных для каждой подзадачи. Например, в задаче повышения эффективности выравнивания фильтрационных потоков призабойной зоне нагнетательных скважин в качестве общего параметра, по которому осуществляется сшивка решений, выступает скорость фильтрации в каждом пропластке.

8. Ключевая роль в применении методологии упрощения моделей отводится верификации и валидации путём сравнения полученных с ее использованием решений с результатами модельных экспериментов и/или практических данных. В силу использования упрощённого подхода математические модели, полученные в рамках применения комплексной методологии, необходимо верифицировать и настроить на результаты модельных экспериментов или провести валидацию на основе натуральных экспериментов или промысловых данных [41, 49, 52–56]. В случае несоответствия расчётных и фактических данных с удовлетворительной точностью необходима настройка модели путём корректировки коэффициентов корреляционных зависимостей. Для процедуры валидации необходимо установить требования к используемым экспериментальным или промысловым данным. В таких данных должно быть большое количество воспроизводимых значений, которые можно подвергнуть статистическому анализу. Результаты экспериментов или промысловые данные должны быть физически обоснованы и непротиворечивы. Например, при моделировании парогравитационного дренажа осуществляется валидация коэффициента извлечения нефти путём сравнения расчётных данных с промысловыми по месторождению Senlac.

1.3. Метод пароциклического дренажа месторождений высоковязкой нефти

Применение разработанной комплексной методологии рассматривается на примере метода пароциклического дренажа месторождений высоковязкой нефти. Основным преимуществом использования пара является повышенное энергосодержание теплоносителя за счёт теплоты, выделяющейся при конденсации пара [4]. Эта теплота идёт на нагревание насыщенной пористой среды, в результате чего вязкость нефти снижается (рис. 1.3.1). На рис. 1.3.1 μ_o – вязкость нефти, μ_w – вязкость воды, T – температура. Главным недостатком непрерывного вытеснения нефти паром являются высокие значения времени

Ньюмена (времени, отсчитываемого с начала закачки пара до момента появления интенсификации добычи нефти), которое исчисляется годами. При этом закачанное в пласт тепло расходуется на прогрев всего пласта, поэтому эффективность использования тепла невысокая.

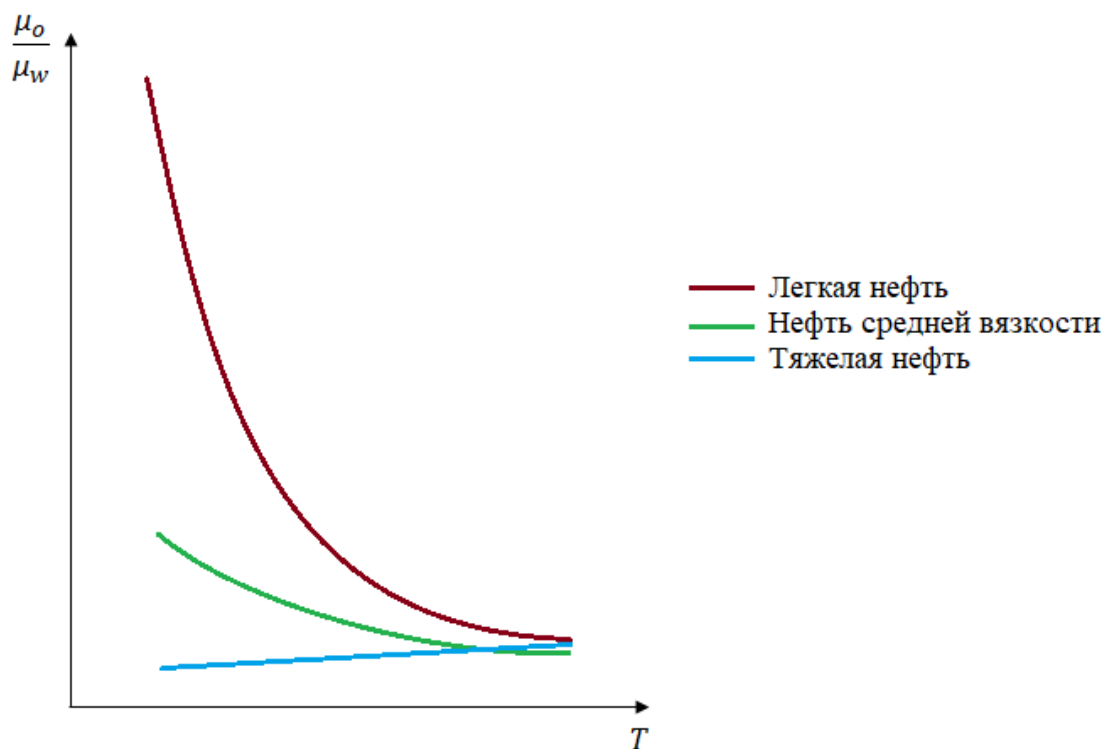


Рис. 1.3.1. Схематичная зависимость относительной вязкости нефти от температуры для различных видов нефти.

Метод пароциклического дренажа (Cyclic Steam Stimulation, CSS) заключается в обработке пароводяной смесью призабойной зоны добывающей скважины [4]. Процесс обработки подразумевает закачку теплоносителя в добывающую скважину и формирование прогретой зоны (рис. 1.3.2). На рис. 1.3.2 синим цветом обозначена область, охваченная тепловым воздействием, красные точки — нагретый скелет пористой среды, коричневые точки — скелет пористой среды при температуре невозмущенного пласта. Чёрной стрелкой обозначено направление движения теплоносителя по скважине. Движение теплового фронта в виде разрыва температуры и

насыщенности пара обусловлено преобладанием теплового потока H_p , возникающего под действием внешних сил из-за закачки теплоносителя с тепловым потоком R , направление которого обозначено на рис. 1.3.2а горизонтальной красной стрелкой. В случае, если конвективный поток, обусловленный свободной конвекцией (самопроизвольный поток, возникающий в поле силы тяжести из-за разности плотностей фаз при различной температуре), по порядку величины сопоставим с H_p , то тепловой фронт будет представлять собой поверхность разрыва, наклонённую в вертикальной плоскости (рис. 1.3.2б). В прогретой области возникают тепловые потери W в кровлю и подошву пласта, обозначенные на рис. 1.3.2а и рис. 1.3.2б красными стрелками.

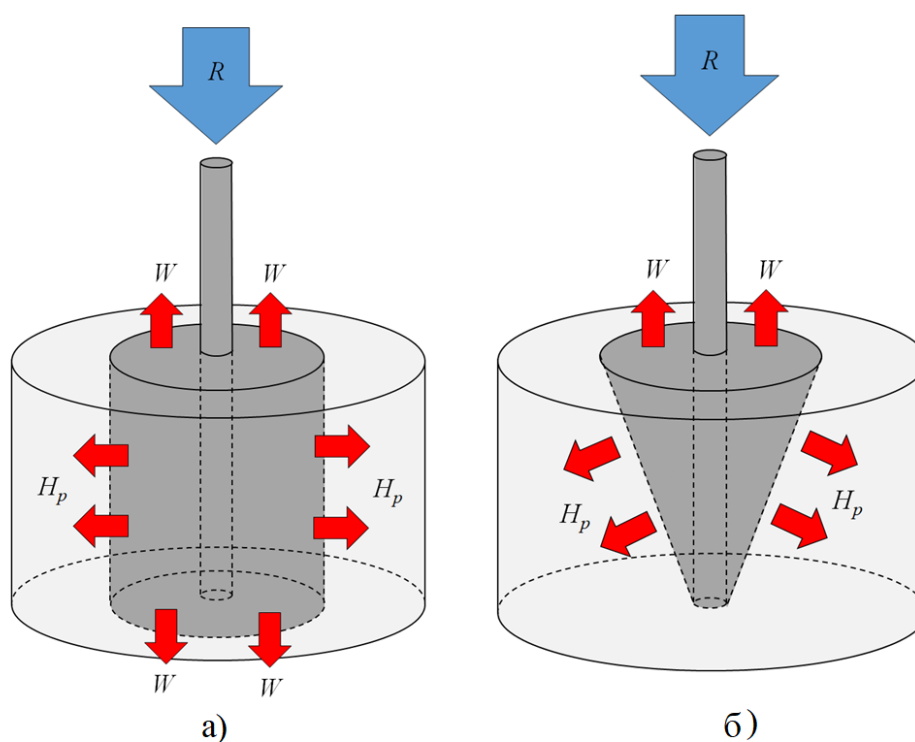


Рис. 1.3.2. Тепловые процессы при закачке теплоносителя в ходе пароциклического дренажа без учета свободной конвекции (а) и с учетом конвективных потоков за счет свободной конвекции (б).

Далее скважина закрывается для конденсации закачанного пара в призабойной зоне (рис. 1.3.3а без учета свободной конвекции и рис. 1.3.3б с её учётом). В это время из прогретой зоны продолжают тепловые потери в кровлю и подошву пласта. За счёт них в прогретой зоне начинается процесс конденсации пара. Синим цветом на рис. 1.3.3а и рис. 1.3.3б показан сконденсировавшийся пар, голубым – пар, коричневым – холодная нефть, оранжевым – разогретая нефть, красным – разогретый скелет пористой среды, серым – скелет пористой среды при пластовой температуре T_0 . На этом рисунке r – радиальная координата, z – вертикальная, v_0 – скорость притока нефти, вызванная дополнительным градиентом давления $\partial P/\partial r$, возникшего вследствие разности плотностей воды и пара, r_s – радиус паровой камеры. Красными стрелками показаны тепловые потери из паровой камеры. На этом этапе за счёт уменьшения давления происходит втягивание холодной нефти (оранжевые стрелки) в прогретую зону и её последующий нагрев за счёт теплообмена с разогретым скелетом пористой среды [4].

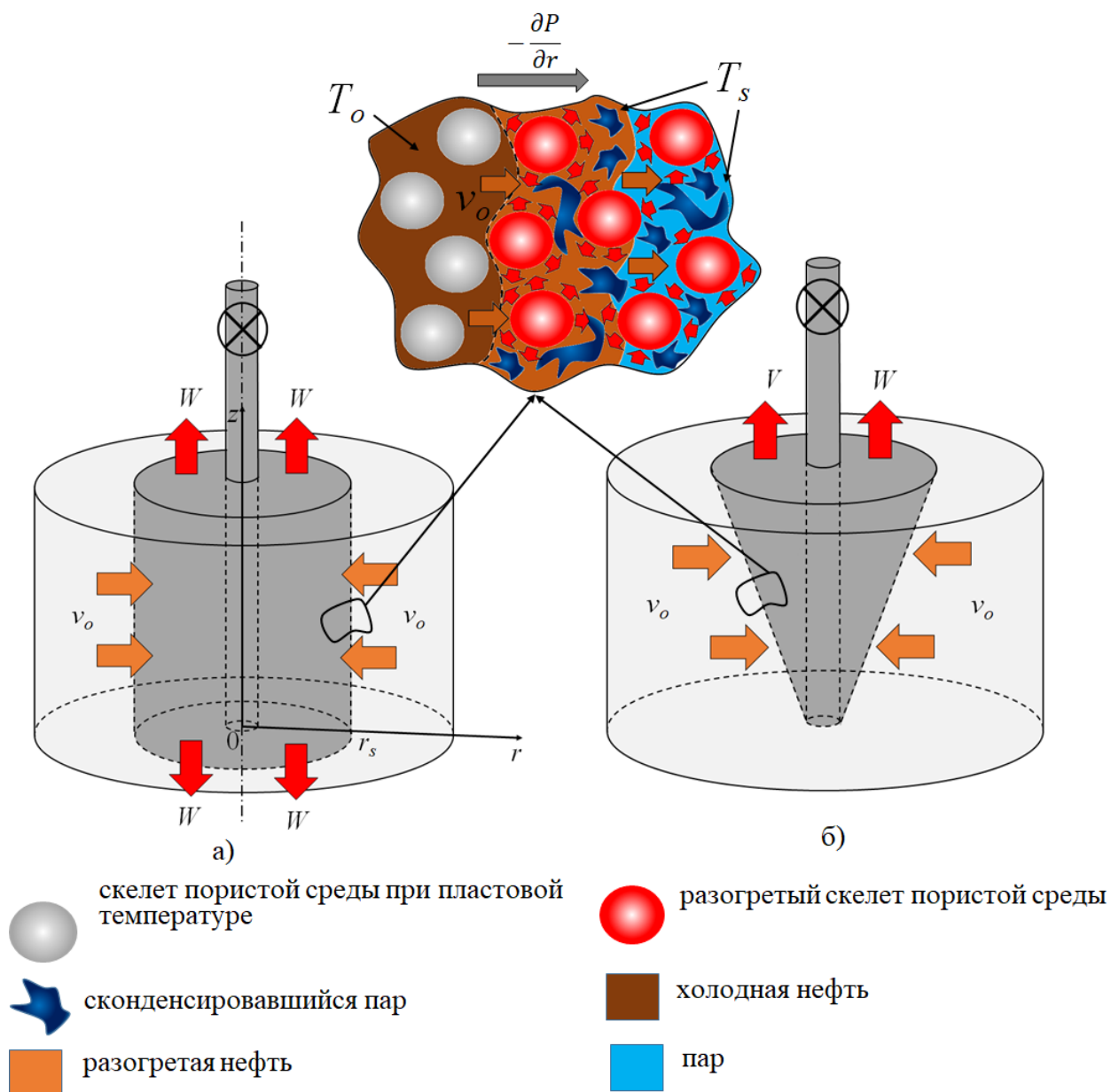


Рис. 1.3.3. Тепловые процессы и распределение флюидов при конденсации теплоносителя в ходе пароциклического дренажа без учета свободной конвекции (а) и с учетом конвективных потоков за счет свободной конвекции (б).

Затем осуществляется добыча нефти (рис. 1.3.4а без учёта свободной конвекции и рис. 1.3.4б с её учётом) [43]. Размер прогретой зоны уменьшается из-за добычи нефти и продолжающихся тепловых потерь в кровлю и подошву пласта. Оранжевыми стрелками внутри пласта показано направление притока нефти к добывающей скважине, оранжевой стрелкой внутри скважины –

направление движения нефти по стволу скважины с расходом Q_o . Красные стрелки показывают тепловые потери из паровой камеры, r_T – изменяющийся радиус паровой камеры на этапе добычи нефти. После остывания призабойной зоны и падения дебита до первоначального значения (без воздействия) процесс обработки теплоносителем добывающей скважины повторяется снова. Такое циклическое воздействие повторяется не более 10 раз, поскольку затем растёт обводнённость добываемого флюида.

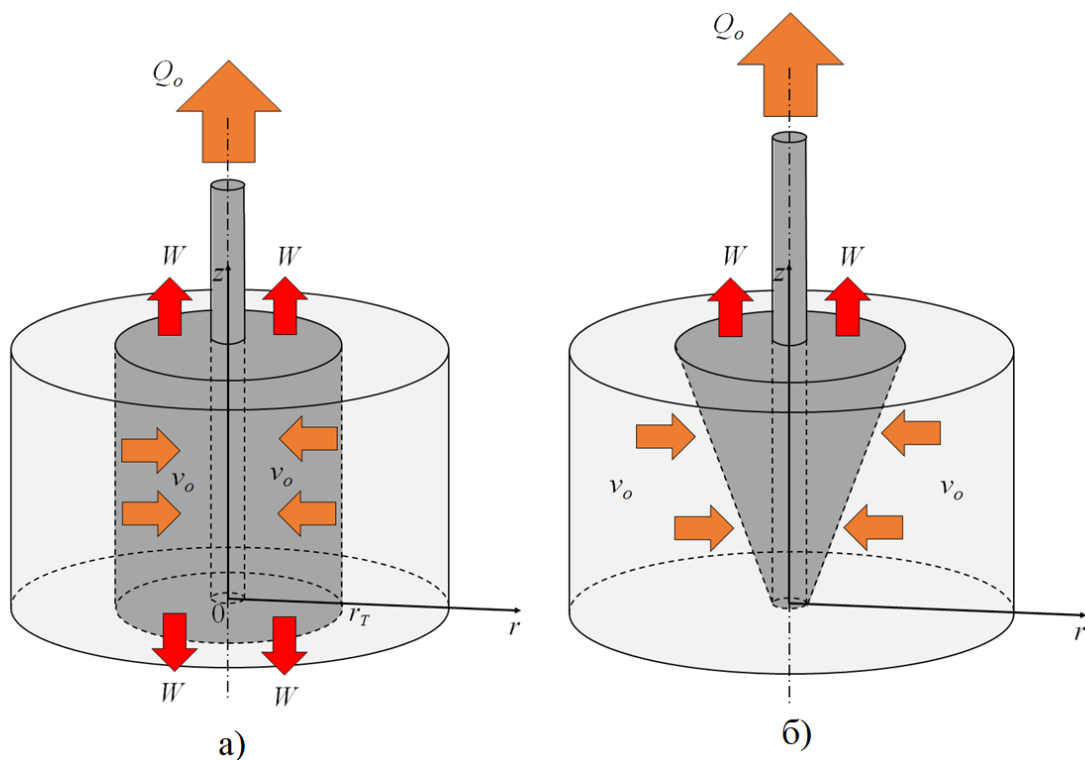


Рис. 1.3.4. Тепловые процессы при добыче нефти в ходе пароциклического дренажа без учета свободной конвекции (а) и с учетом конвективных потоков за счет свободной конвекции (б).

С точки зрения закачанного тепла метод пароциклического дренажа отличается наибольшей эффективностью среди остальных тепловых методов интенсификации притока нефти, поскольку нагретый скелет пористой среды впоследствии отдаёт тепло холодной нефти, а прогревается при этом сравнительно небольшая зона, в результате чего тепловые потери остаются

невысокими. Кроме того, эти тепловые потери играют положительную роль, обеспечивая конденсацию пара.

1.4. Применение комплексной методологии для повышения эффективности процесса пароциклического дренажа

Для тепловых методов интенсификации притока нефти эффективность процесса существенным образом определяется количеством тепла, подведённого в пласт с теплоносителем. Следовательно, на эффективность тепловых методов интенсификации притока нефти существенно влияют параметры пласта, флюида и системы разработки. Определение эффективных параметров невозможно без физико-математического моделирования и позволяет повысить эффективность извлечения нефти на десятки процентов [41].

Среди тепловых методов интенсификации притока нефти самым эффективным с точки зрения использования тепла, закачанного в пласт, является процесс пароциклического дренажа, на примере которого рассматривается применение разработанной комплексной методологии.

С использованием второго пункта разработанной комплексной методологии на примере моделирования процесса CSS проводится критериальный анализ для выявления вклада влияющих на процесс эффектов. Он позволяет выделить те из них, которые в наибольшей степени определяют физические особенности описываемых явлений.

Критерий Рэлея определяет соотношение вкладов конвекции и теплопроводности в распространение теплового поля, который определяется по формуле

$$Ra = \frac{g\beta_t L_c^3 \Delta T}{\nu a}, \quad (1.4.1)$$

где g – ускорение свободного падения, β_t – коэффициент теплового расширения теплоносителя, L_c – характерный линейный размер задачи, ΔT –

перепад температур, ν – кинематическая вязкость, a – температуропроводность.

При характерных параметрах процесса пароциклического дренажа $g=9,81 \text{ м/с}^2$, $\beta_t=0,0025 \text{ 1/К}$, $L_c=10 \text{ м}$, $\Delta T=50 \text{ К}$, $\nu=2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$, $a=10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ значение критерия Рэлея равно $6,2 \cdot 10^{13}$, что существенно больше критического значения – 1708 [57]. Поэтому в процессе распространения тепла в пласте при пароциклическом дренаже доминируют конвективные потоки над теплопроводностью.

Число Грасгофа характеризует режим течения в конвективном потоке и определяется по формуле

$$\text{Gr} = \frac{g\beta_t L_c^3 \Delta T}{\nu^2}. \quad (1.4.2)$$

При вышеприведённых характерных параметрах задачи число Грасгофа равно $3,1 \cdot 10^{12}$, что существенно больше критического значения – $1,5 \cdot 10^9$ [59]. Следовательно, в ходе пароциклического дренажа происходит турбулентный конвективный теплообмен.

Критерий Стэнтона характеризует вклад конвекции и теплопроводности в интенсивность тепловых потерь и выражается по формуле

$$\text{St} = \frac{\alpha}{c_p \rho \nu}, \quad (1.4.3)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, c_p – удельная изобарная теплоёмкость теплоносителя, ρ – плотность теплоносителя, ν – скорость фильтрации.

При характерных параметрах пароциклического дренажа $\alpha=1,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, $c_p=4400 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $\rho=50 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\nu=10^{-5} \text{ м}/\text{с}$ критерий Стэнтона равен 0,682, что больше критического значения 0,154 [58], что означает преобладание вклада конвекции над вкладом теплопроводности в интенсивность тепловых потерь.

Для моделирования пароциклического дренажа с учётом проведённого критериального анализа вводятся следующие основные допущения (рис. 1.4.1a): используются приближения Ловерье и Маркса-Лангенхейма,

тепловые потери определяются по закону Ньютона-Рихмана, пар считается идеальным газом, начальная водонасыщенность пласта равна нулю, пренебрегается теплопроводностью по сравнению с конвективными процессами в соответствии со значением критерия Рэлея, теплосодержание насыщенной пористой среды и пара не зависит от насыщенности и считается постоянным, задача решается в одномерном случае с радиальной симметрией [50, 51, 59–63]. Приближения Ловерье позволяет усреднить температуру в вертикальном сечении и снизить размерность решаемой задачи. Приближение Маркса-Лангенхейма заключается во введении общей температуры для всей прогретой области и представить температуру в виде кусочно-постоянной функции (рис. 1.4.1б). На рис. 1.4.1 введены следующие обозначения: Q – тепловые потери в окружающие пласт породы, S – удельная площадь кровли и подошвы зоны пласта, охваченной тепловым воздействием, v_T – скорость фронта конденсации, h – мощность пласта, T_s – температура закачиваемого насыщенного пара, T_0 – температура невозмущённого воздействием пласта, r – радиальная координата, λ – эффективный коэффициент теплопроводности, ρ_r – плотность породы, c_r – удельная теплоёмкость скелета пористой среды, r_f – координата теплового фронта, T – температура, t_n и t_{n+1} – различные моменты времени, r_{fn} и r_{fn+1} – координаты теплового фронта, соответствующие указанным моментам времени. Применение сформулированных допущений позволяет свести моделирование к рассмотрению интегральных соотношений и выделить основные физические явления, определяющие процесс: движение фронта конденсации пара в пористом пласте в виде скачка температуры и насыщенности для прогноза размеров прогретой зоны.

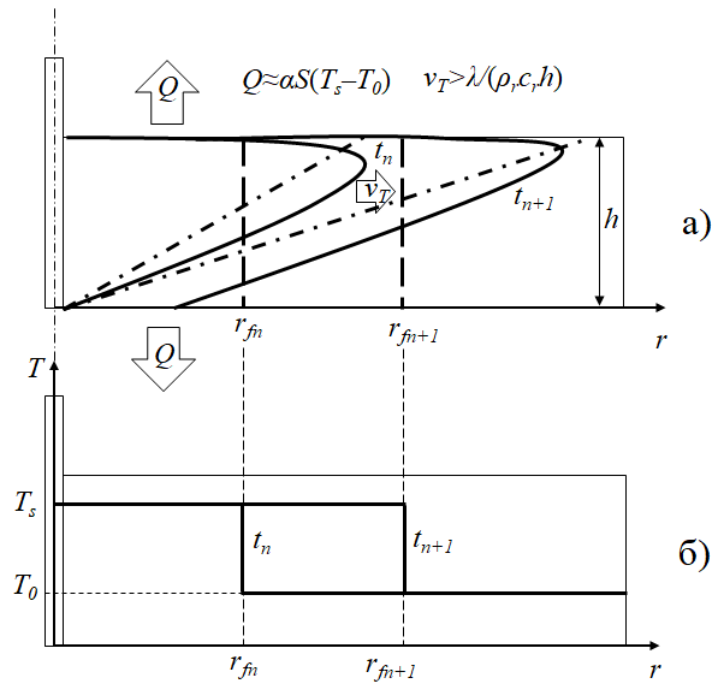


Рис. 1.4.1. Изотермы конденсации пара в пласте и тепловые фронты, соответствующие разным моделям: а) схематичное изображение тепловых фронтов; б) модельные представления распределения температуры в пласте.

Классически распространение теплового поля в пористой среде описывается трёхмерным уравнением теплопроводности с учётом конвективных слагаемых:

$$\frac{\partial(HT)}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla(H_s T) = \lambda \Delta(H_s T) - q_l, \quad (1.4.4)$$

где t – время, v – скорость теплоносителя, H – теплосодержание насыщенной пористой среды, H_s – теплосодержание пара, q_l – тепловые потери единицы объёма насыщенной пористой среды.

В цилиндрической системе координат уравнение теплопроводности (1.4.4) в рамках допущения о постоянстве теплосодержаний насыщенной пористой среды и пара записывается в виде:

$$\begin{aligned} H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s \left(v_r \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{v_\varphi}{r} \frac{\partial T}{\partial \varphi} + v_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \\ = \lambda H_s \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) - q_l, \end{aligned} \quad (1.4.5)$$

где v_r , v_φ , v_z – компоненты скорости фронта по радиальной оси r , угловой координате φ , вертикальной оси z .

За счёт осевой симметрии процесса уравнение (1.4.5) записывается в двумерном приближении:

$$H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s \left(v_r \frac{\partial T}{\partial r} + v_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \lambda H_s \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) - q_l. \quad (1.4.6)$$

В случае высоких значений скорости фильтрации пара в пористой среде можно пренебречь свободной конвекцией, тогда прогретая область имеет форму цилиндра (обозначена красным цветом), ось симметрии которого совпадает со стволом скважины (рис. 1.4.2).

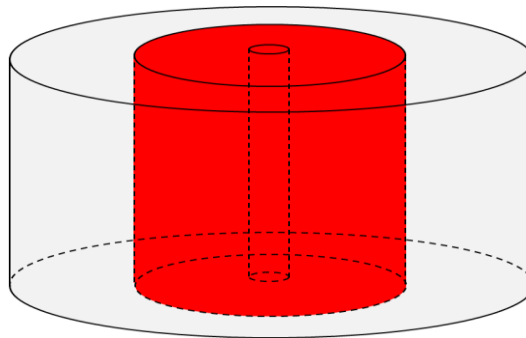


Рис. 1.4.2. Форма прогретой области в модели без свободной конвекции.

При меньших скоростях фильтрации пара и соответствующем учёте свободной конвекции прогретая область принимает форму перевернутого усечённого конуса (обозначена красным цветом) (рис. 1.4.3).

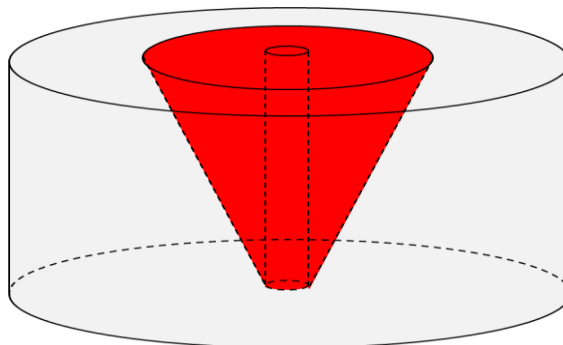


Рис. 1.4.3. Форма прогретой области в модели с учётом свободной конвекции.

Приближение Ловерье подразумевает усреднение температуры в вертикальном сечении следующим образом:

$$T(r, t) = \frac{1}{h} \int_0^h T(r, z, t) dz \quad (1.4.7)$$

Без учёта свободной конвекции уравнение теплопроводности (1.4.6) в приближении Ловерье записывается в одномерном случае:

$$H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s v_r \frac{\partial T}{\partial r} = \lambda H_s \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - q_l. \quad (1.4.8)$$

В модели с учётом свободной конвекции переход к одномерному случаю осуществляется за счёт поворота системы координат. Тогда в соответствии с первым пунктом разработанной комплексной методологии радиальная координата r заменяется на перпендикулярную тепловому фронту координату ξ вращающейся системы координат (рис. 1.4.4). На рис. 1.4.4 ξ_f – координата фронта во вращающейся системе координат, η – ось координат, получившаяся в результате поворота вертикальной оси z . Угол поворота φ вращающейся системы координат определяется из геометрических формул преобразования координат в плоскорадиальном случае:

$$\xi = r \cos \varphi - z \sin \varphi, \quad (1.4.9)$$

$$\eta = r \sin \varphi + z \cos \varphi. \quad (1.4.10)$$

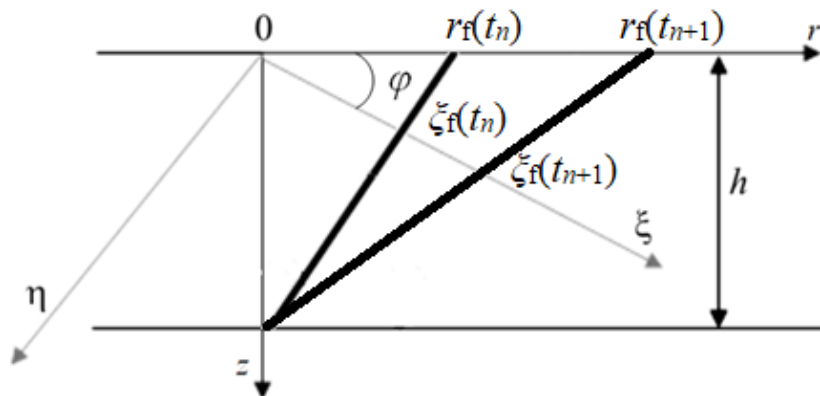


Рис. 1.4.4. Схема процесса распространения теплового фронта с учетом гравитационных сил. Переход к вращающейся системе координат.

Движение теплоносителя в вертикальном направлении обусловлено силами гравитации, латеральный поток обеспечивается наличием градиента давления. Скорости таких движений в латеральном и вертикальном направлениях в соответствии с законом Дарси следующие:

$$v_r = \frac{k_r \Delta P}{\mu_c L_p}, \quad (1.4.11)$$

$$v_z = \frac{k_z g \Delta \rho}{\mu_c}, \quad (1.4.12)$$

где k_r и k_z – горизонтальная и вертикальная проницаемости, g – ускорение свободного падения, L_p – характерный линейный размер, на котором поддерживается перепад давления, $\Delta \rho$ – разница плотностей воды и нефти, ΔP – перепад давления, μ_c – коэффициент динамической вязкости теплоносителя.

Объём паровой камеры вычисляется из геометрических соображений или задаётся через расход нагнетаемого пара:

$$V = \frac{1}{3} \pi r^2 h = Q_s t, \quad (1.4.13)$$

где Q_s – объёмный расход теплоносителя на забое скважины.

По определению скорость фронта в новой системе координат:

$$v_\xi = \frac{d\xi}{dt}. \quad (1.4.14)$$

Угол поворота зависит от объёма паровой камеры и вычисляется следующим образом:

$$\varphi(t) = \arctg \frac{r}{h} = \arctg \sqrt{\frac{3Q_s t}{\pi h^3}}. \quad (1.4.15)$$

Тогда уравнение теплопроводности (1.4.6) в приближении Ловерье принимает вид

$$H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s v_\xi \frac{\partial T}{\partial \xi} = \lambda H_s \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left(\xi \frac{\partial T}{\partial \xi} \right) - q_l, \quad (1.4.16)$$

где v_ξ – скорость теплового фронта в новой системе координат. С учётом соответствующих геометрических преобразований формула для определения этой скорости имеет вид:

$$v_\xi = \frac{\frac{k_r \Delta P}{\mu_c L_p} + \frac{L_p (k_z g \Delta \rho)^2}{\mu_c k_r \Delta P}}{\sqrt{1 + \left(\frac{L_p k_z g \Delta \rho}{k_r \Delta P}\right)^2}}. \quad (1.4.17)$$

При использовании допущения о преобладании конвективных потоков над теплопроводностью уравнения (1.4.8) и (1.4.16) принимают похожий вид:

$$H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s v_T \frac{\partial T}{\partial r} = -q_l, \quad (1.4.18)$$

$$H \frac{\partial T}{\partial t} + H_s v_\xi \frac{\partial T}{\partial \xi} = -q_l. \quad (1.4.19)$$

В соответствии с пятым пунктом комплексной методологии записывается для (1.4.18) и (1.4.19) соотношение на контактном разрыве, позволяющее определить объёмную скорость теплового фронта:

$$D_f = F_r \frac{dr}{dt} = \frac{v_T F_r H_s}{H} = \frac{Q_s H_s}{H}, \quad (1.4.20)$$

$$D_f = F_r \frac{d\xi}{dt} = \frac{v_\xi F_r H_s}{H} = \frac{Q_s H_s}{H}, \quad (1.4.21)$$

где F_r – площадь разрыва.

Выражения (1.4.20) и (1.4.21) учитывают определение расхода и позволяют сделать вывод о неизменности скорости теплового фронта в случае доминирования вынужденной конвекции и в случае сопоставимых вынужденных и естественных конвективных тепловых потоков.

За счёт доминирования конвективных тепловых потоков над кондуктивным распространением тепла, а также при использовании приближения Ловерье теплообмен насыщенной пористой среды с кровлей и подошвой пласта описывается эмпирическим законом Ньютона-Рихмана:

$$q_l = \frac{2\alpha}{h} (T_s - T_0). \quad (1.4.22)$$

В выражении (1.4.22) стоит множитель 2, обозначающий симметричность тепловых потерь в кровлю и подошву пласта.

Для глубоко залегающих пластов остро стоит вопрос доставки теплоносителя на забой скважины в связи с интенсивными тепловыми потерями вдоль ствола скважины при движении теплоносителя от устья до забоя. Для решения указанной проблемы используются теплоизолированные насосно-компрессорные трубы. Задача о движении теплоносителя по стволу скважины описывается классическими законами теплофизики и механики многофазных сред в неизотермическом случае, решена в рамках кандидатской диссертации автора и описана в ряде работ [64–67].

Применение разработанной комплексной методологии на примере моделирования процесса CSS позволило выделить основные физические процессы, определяющие процесс: распространение тепла при закачке пара в виде фронта конденсации (рис. 1.4.1), движение фронта конденсации пара в пористом пласте в виде скачка температуры и насыщенности для прогноза размеров прогретой зоны, обратного движения фронта конденсация пара в виде разрыва и всасывание нефти в разогретую зону на втором этапе процесса, осесимметричного притока разогретой нефти в скважину при установлении депрессии и охлаждение прогретой зоны до исходной температуры пласта.

При моделировании процесса пароциклического дренажа на каждом из выделенных этапов записываются балансовые тепловые соотношения. Первый этап характеризуется балансом тепла R , закачанного в пласт с теплоносителем, и тепла W , отдаваемого в кровлю и подошву пласта за счёт тепловых потерь. Соотношение на контактном разрыве, записанное с использованием пятого пункта комплексной методологии из уравнения теплопроводности, позволяет определить его объёмную скорость D_f по формуле (1.4.20) или (1.4.21) в зависимости от соотношения вынужденных и естественных конвективных тепловых потоков.

С учётом определения объёмной скорости можно получить оптимальное время первого этапа в случае доминирования вынужденной конвекции и при

сопоставимых вынужденных и естественных конвективных тепловых потоках [63]:

$$t_1 = \frac{\pi m h (r_f^2 - r_w^2) H}{Q_s H_s}, \quad (1.4.23)$$

$$t_1 = \frac{\pi m h (\xi_f^2 - \xi_w^2) H}{Q_s H_s}, \quad (1.4.24)$$

где m – пористость, r_w – радиус скважины, ξ_w – координата стенки скважины в новой системе координат.

Для определения оптимального времени первого этапа (1.4.23) необходимо получить уравнение для предельной радиальной координаты теплового фронта r_f . Решение уравнения теплопроводности (1.4.16) показывает, что тепловой фронт замедляется и останавливается при достижении баланса интенсивности подвода тепла с теплоносителем и растущих тепловых потерь в кровлю и подошву пласта.

Такой баланс тепла (рис. 1.4.5) записывается в виде:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{dW}{dt}. \quad (1.4.25)$$

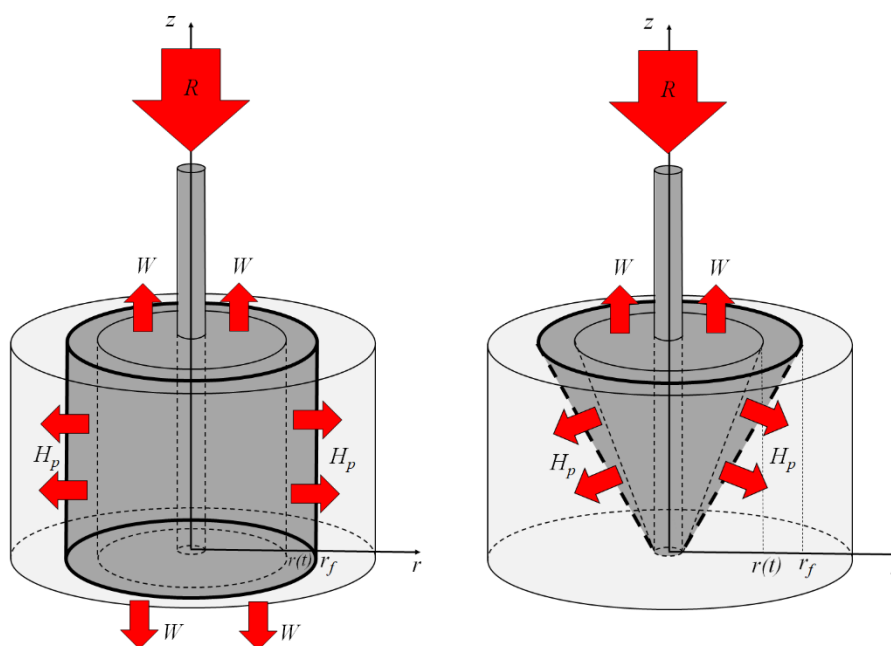


Рис. 1.4.5. Динамика размеров паровой камеры и направление тепловых потоков на этапе закачки пара.

Закачиваемая тепловая мощность определяется по формуле:

$$\frac{dR}{dt} = (\rho_{wa}c_w(T_s - T_0) + C\rho_sl)Q_s, \quad (1.4.26)$$

где c_w – удельная теплоёмкость воды, l – удельная теплота фазового перехода пар-жидкость, ρ_s – плотность пара, ρ_{wa} – усреднённая по температуре плотность воды, C – массовая концентрация пара.

Для простоты описания жидкое и газообразное состояния теплоносителя описываются своими уравнениями состояния. Плотность насыщенного пара считается постоянной и рассчитывается по уравнению Менделеева-Клапейрона, плотность жидкой фазы теплоносителя в рамках моделирования пароциклического дренажа считается функцией от давления и температуры. В соответствии с четвёртым пунктом разработанной комплексной методологии в отличие от предыдущих работ, в том числе кандидатской диссертации автора, впервые плотности жидких фаз рассчитываются по эмпирическому термическому уравнению состояния Лихачёва-Фогельсона [68, 69]:

$$\frac{1}{\rho_i} = A_i + B_iT - A_{1i}P + C_{1i}P^2 + C_{2i}PT^2 - C_{3i}PT + V_{ei}e^{-A_{2i}P - \frac{E_i + A_{3i}P}{RT}}, \quad (1.4.27)$$

где $A_i, B_i, A_{1i}, A_{2i}, A_{3i}, C_{1i}, C_{2i}, C_{3i}, V_{ei}, E_i$ – коэффициенты, определяемые критическими параметрами i -ой фазы ($i=w, o$, где индекс w означает воду, o – нефть), ρ_i – плотность i -ой фазы, P – давление, R – универсальная газовая постоянная.

Коэффициенты уравнения (1.4.27) вычисляются по следующим эмпирическим формулам:

$$A_i = a_iV_{ci}, B_i = \frac{b_iV_{ci}}{T_{ci}}, A_{1i} = \frac{a_{1i}V_{ci}}{T_{ci}}, C_{1i} = \frac{c_{1i}V_{ci}}{P_{ci}^2}, C_{2i} = \frac{c_{2i}V_{ci}}{P_{ci}T_{ci}^2}, C_{3i} = \frac{c_{3i}V_{ci}}{P_{ci}T_{ci}},$$

$$V_{ei} = \varphi_{ei}V_{ci}, A_{2i} = \frac{a_{2i}}{P_{ci}}, A_{3i} = \frac{a_{3i}RT_{ci}}{P_{ci}}, E_i = \varepsilon_iRT_{ci}, \quad (1.4.28)$$

где R – универсальная газовая постоянная, T_{ci}, P_{ci}, V_{ci} – критические температура, давление и объём i -ой фазы соответственно, $a_i, b_i, a_{1i}, c_{1i}, c_{2i}, c_{3i}, \varphi_{ei}, a_{2i}, a_{3i}, \varepsilon_i$ – безразмерные эмпирические коэффициенты, зависящие от моделируемого вещества. Для воды они равны $a_i=0,3, a_{1i}=3,5 \cdot 10^{-3}, a_{2i}=9,8 \cdot 10^{-2}$,

$a_{3i}=3,5 \cdot 10^{-2}$, $b_i=3,3 \cdot 10^{-2}$, $c_{1i}=0$, $c_{2i}=5,3 \cdot 10^{-3}$, $c_{3i}=0$, $\varphi_{ei}=4,8$, $\varepsilon_i=3,44$ [68, 69], а для нефти зависят от её состава и определяются в ходе физико-химических исследований.

Интегральный подход подразумевает использование усреднённого значения плотности воды в прогретой зоне, поскольку приближение Маркса-Лангенхейма заключается в кусочно-непрерывном распределении температуры. Пусть ρ_{ia} – средняя плотность i -ой фазы. В соответствии с (1.4.27) удобнее провести усреднение по температуре удельного объёма, являющегося функцией, обратной к ρ_i :

$$\frac{1}{\rho_{ia}} = \frac{1}{T_s - T_0} \int_{T_0}^{T_s} \frac{dT}{\rho_i(T)}. \quad (1.4.29)$$

После нахождения интеграла в выражении (1.4.29) с учётом уравнения состояния (1.4.27) получается аналитическая формула для средней плотности воды:

$$\rho_{ia} = \frac{T_s - T_0}{F_{1i} + F_{2i} + F_{3i}}, \quad (1.4.30)$$

где введены обозначения

$$F_{1i} = A_i(T_s - T_0) + B_i \frac{T_s^2 - T_0^2}{2} - A_{1i}P(T_s - T_0), \quad (1.4.31)$$

$$F_{2i} = -C_{3i}P \frac{T_s^2 - T_0^2}{2} + C_{1i}P^2(T_s - T_0) + C_{2i}P \frac{T_s^3 - T_0^3}{2}, \quad (1.4.32)$$

$$F_{3i} = V_{ei} e^{-A_{2i}P} \frac{E_i + A_{3i}P}{R} \left(-\frac{e^{\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_s}}}{\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_s}} + \frac{e^{\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_0}}}{\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_0}} + F_{4i} \right), \quad (1.4.33)$$

$$F_{4i} = \text{Ei} \left(\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_s} \right) - \text{Ei} \left(\frac{E_i + A_{3i}P}{RT_0} \right). \quad (1.4.34)$$

Мощность суммарных тепловых потерь в кровлю и подошву пласта определяется по закону Ньютона-Рихмана с использованием приближения Маркса-Лангенхейма о ступенчатом распределении температуры:

$$\frac{dW}{dt} = 4\alpha(T_s - T_0)\pi \int_{r_w}^{r_f} r dr. \quad (1.4.35)$$

После интегрирования (1.4.34) принимает вид

$$\frac{dW}{dt} = 2\alpha(T_s - T_0)\pi(r_f^2 - r_w^2). \quad (1.4.36)$$

При подстановке (1.4.26) и (1.4.36) в тепловой баланс (1.4.25) можно получить выражение для максимального радиуса прогретой зоны:

$$r_f = \sqrt{r_w^2 + \frac{Q_s(\rho_{wa}c_w(T_s - T_0) + C\rho_s l)}{4\pi\alpha(T_s - T_0)}}. \quad (1.4.37)$$

В подвижной системе координат это выражение принимает вид:

$$\xi_f = \sqrt{\xi_w^2 + \frac{Q_s(\rho_{wa}c_w(T_s - T_0) + C\rho_s l)}{4\pi\alpha(T_s - T_0)}}. \quad (1.4.38)$$

С учётом формул (1.4.33) и (1.4.34) выражения для определения времени первого этапа пароциклического дренажа принимают идентичный вид:

$$t_1 = \frac{\pi m h (\rho_{wa} c_w (T_s - T_0) + C \rho_s l) H}{H_s 4 \pi \alpha (T_s - T_0)}. \quad (1.4.39)$$

Таким образом, введение подвижной системы координат позволяет описать случаи доминирования вынужденной конвекции и сопоставимых вынужденных и естественных конвективных потоков единой формулой (1.4.39). Время первого этапа пароциклического дренажа не зависит от расхода теплоносителя и определяется интенсивностью тепловых потерь. Следует отметить, что больший расход пара позволяет получить больший размер прогретой зоны за то же время.

Второй этап CSS характеризуется балансом тепла G , выделяемого вследствие фазового перехода пар-жидкость, и тепловых потерь в кровлю и подошву пласта:

$$\frac{dG}{dt} = -l \frac{dM_s}{dt} = \frac{dW}{dt}, \quad (1.4.40)$$

где M_s – масса пара.

Масса пара, закачанного в пласт, определяется по формуле:

$$M_s = \rho_s C m h \pi r_s^2, \quad (1.4.41)$$

где r_s – текущая координата области, охваченной тепловым воздействием (рис. 1.4.6).

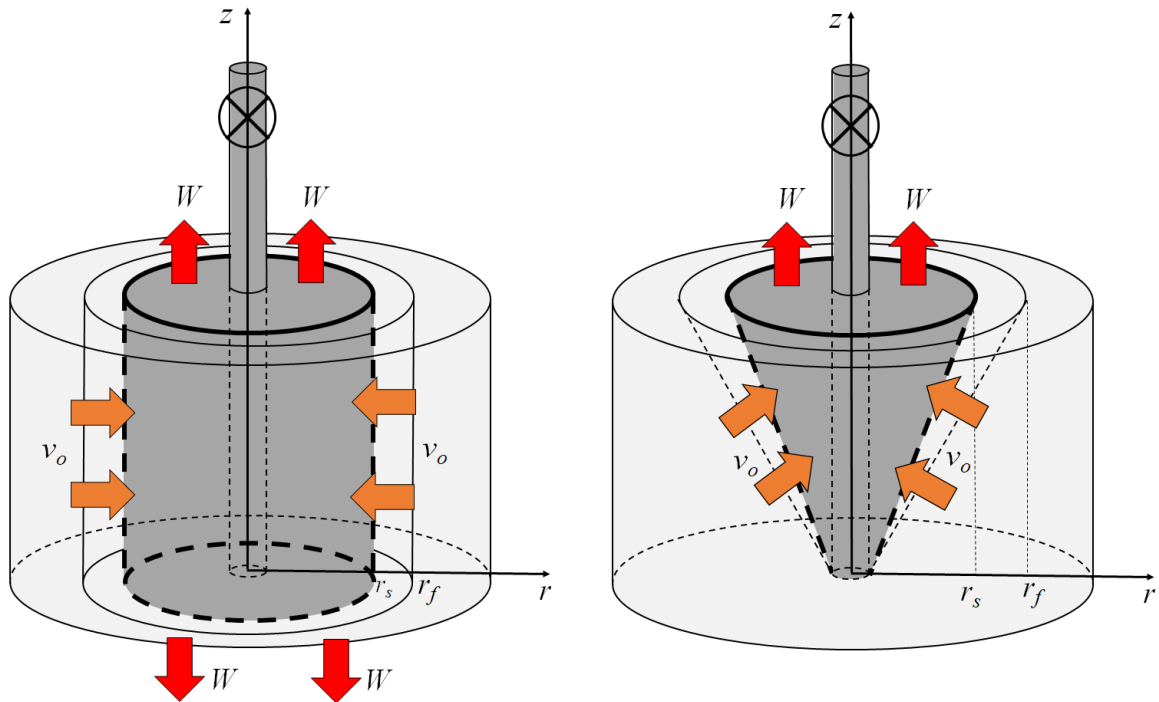


Рис. 1.4.6. Динамика размеров паровой камеры на этапе конденсации пара.

После подстановки выражения для массы закачанного в пласт пара (1.4.41) в тепловой баланс на этапе конденсации пара (1.4.40) с учётом малости радиуса скважины в сравнении с глубиной проникновения пара в пласт получается обыкновенное дифференциальное уравнение первого порядка для определения динамики координаты области, охваченной тепловым воздействием, в случае доминирования вынужденной конвекции:

$$\pi \alpha (T_s - T_0) r_s = -l \rho_s C m h \pi \frac{dr_s}{dt}. \quad (1.4.42)$$

Для решения уравнения (1.4.42) необходимо поставить задачу Коши:

$$r_s(t = 0) = r_f. \quad (1.4.43)$$

Тогда решение (1.4.42) имеет вид:

$$r_s = r_f e^{-\frac{\alpha(T_s - T_0)t}{l\rho_s C m h}}. \quad (1.4.44)$$

Аналогично, при сопоставимых вынужденных и естественных конвективных тепловых потоках динамика координаты ξ_s области, охваченной тепловым воздействием, имеет вид:

$$\xi_s = \xi_f e^{-\frac{\alpha(T_s - T_0)t}{l\rho_s C m h}}. \quad (1.4.45)$$

Зависимость (1.4.44) или (1.4.45) позволяет определить время, требуемое для полной конденсации пара, которое вводится как время, за которое радиус прогретой зоны уменьшается в e раз (рис. 1.4.7), определяется балансом тепловых потерь и выделяемой в результате конденсации пара теплоты и является одинаковым в обоих рассматриваемых случаях [63]:

$$t_2 = \frac{l\rho_s m h C}{\alpha(T_s - T_0)}. \quad (1.4.46)$$

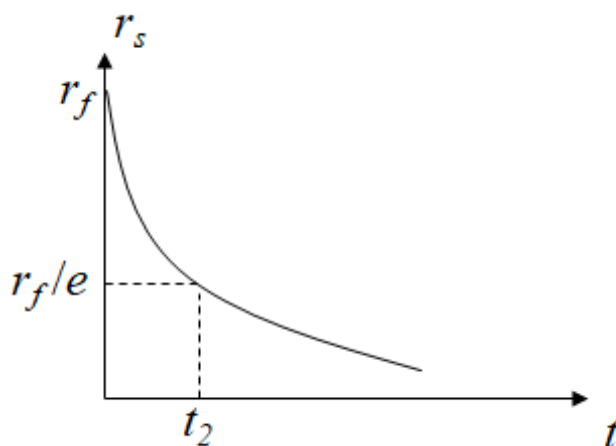


Рис. 1.4.7. Динамика размеров паровой камеры на втором этапе пароциклического дренажа.

Третий этап CSS характеризуется увеличением добычи нефти за счёт снижения её вязкости в прогретой зоне благодаря теплообмену с разогретым скелетом пористой среды. Скорость сокращения прогретой области в результате её остывания описывается движением контактного разрыва

аналогично (1.4.20) или (1.4.21). При этом вместо теплосодержания пара подставляется теплосодержание нефти H_o :

$$D_f = F_r \frac{dr}{dt} = \frac{v_T F_r H_o}{H} = \frac{Q_o H_o}{H}, \quad (1.4.47)$$

$$D_f = F_r \frac{d\xi}{dt} = \frac{v_\xi F_r H_o}{H} = \frac{Q_o H_o}{H}, \quad (1.4.48)$$

где Q_o – дебит нефти, а теплосодержания нефти и насыщенной пористой среды вычисляются по формулам:

$$H_o = m \rho_{oa} c_o \Delta T, \quad (1.4.49)$$

$$H = m \rho_{oa} c_o \Delta T + (1 - m) \rho_r c_r \Delta T, \quad (1.4.50)$$

где c_o – удельная теплоёмкость нефти.

Дебит нефти без воздействия Q_{oc} при плоскорадиальной фильтрации определяется по классической формуле Дюпюи:

$$Q_{oc} = \frac{2\pi k_r h \Delta P}{\mu_{oc} \ln \frac{r_c}{r_w}}, \quad (1.4.51)$$

где μ_o – вязкость нефти при начальной пластовой температуре, r_c – радиус контура питания.

На третьем этапе дебит нефти описывается формулой Дюпюи с зонально неоднородным распределением вязкости:

$$Q_o = \frac{2\pi k_r h \Delta P}{\mu_{oh} \ln \frac{r_T}{r_w} + \mu_o \ln \frac{r_c}{r_T}}, \quad (1.4.52)$$

где μ_{oh} – вязкость прогретой нефти, r_T – координата границы паровой камеры.

В процессе добычи нефти координата границы паровой камеры будет уменьшаться. Тепловое поле внутри пласта описывается разрывной функцией, а скорость движения разрыва (1.4.47) или (1.4.48) с учётом определения объёмной скорости позволяет определить текущую координату границы паровой камеры r_T или ξ_T :

$$r_T = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q_o H_o t}{H \pi m h}}, \quad (1.4.53)$$

$$\xi_T = \sqrt{\xi_f^2 - \frac{Q_o H_o t}{H \pi m h}}. \quad (1.4.54)$$

Тогда с учётом (1.4.52) для определения дебита нефти в случае доминирования вынужденной конвекции получается трансцендентное уравнение:

$$Q_o = \frac{2\pi k_r h \Delta P}{\mu_{oh} \ln \sqrt{\frac{r_f^2}{r_w^2} - \frac{Q_o H_o t}{r_w^2 H \pi m h}} + \mu_o \ln \frac{r_c}{\sqrt{r_f^2 - \frac{Q_o H_o t}{H \pi m h}}}}. \quad (1.4.55)$$

Аналогично, при сопоставимых вынужденных и естественных конвективных потоках дебит нефти после воздействия определяется из трансцендентного уравнения:

$$Q_o = \frac{2\pi k_r h \Delta P}{\mu_{oh} \ln \sqrt{\frac{\xi_f^2}{\xi_w^2} - \frac{Q_o H_o t}{\xi_w^2 H \pi m h}} + \mu_o \ln \frac{\xi_c}{\sqrt{\xi_f^2 - \frac{Q_o H_o t}{H \pi m h}}}}, \quad (1.4.56)$$

где ξ_c – координата контура питания во вращающейся системе координат.

Решение трансцендентного уравнения (1.4.55) или (1.4.56) осуществляется с помощью метода простой итерации.

При отсутствии воздействия дебит скважины можно принять постоянным, определяемым по формуле (1.4.51) (рис. 1.4.8). На первом и втором этапах CSS дебит скважины равен нулю, потому что в этом случае в добывающую скважину закачивается теплоноситель, а затем скважина закрывается для конденсации для того, чтобы пар успел сконденсироваться и отдать тепло насыщенной пористой среде. Эффективные времена первого и второго этапов t_1 и t_2 в соответствии с разработанной методологией определяются по формулам (1.4.39) и (1.4.46). На третьем этапе нулевой дебит первых двух этапов компенсируется многократным приростом дебита за счёт снижения вязкости нефти (рис. 1.4.8). Скорость остывания области, охваченной тепловым воздействием, со временем падает, темп падения дебита

нефти снижается, сам дебит асимптотически стремится к его значению без воздействия (рис. 1.4.8). Важным является вопрос о том, когда прекратить этап добычи нефти и выйти на следующий цикл пароциклического дренажа, следовательно, необходимо определить время третьего этапа t_3 .

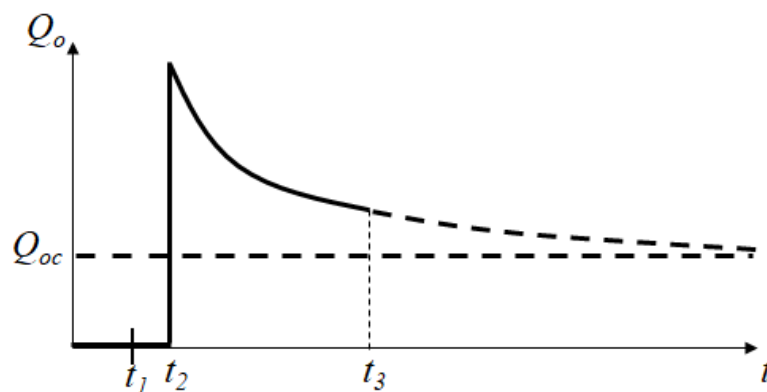


Рис. 1.4.8. Динамика дебита скважины на всех этапах пароциклического дренажа.

В рамках шестого пункта разработанной методологии определяется эффективная длительность этапа добычи нефти в пределах одного цикла. Впервые предложен критерий определения эффективной длительности этого этапа – накопленная дополнительная добыча нефти за 1 день цикла на одну скважину. Этот критерий определяется как [62]

$$K_m = \frac{\rho_{oa} \int_0^{t_3} (Q_o - Q_{oc}) dt}{t_1 + t_2 + t_3}. \quad (1.4.57)$$

Значение интеграла в формуле (1.4.57) ищется численно по методу прямоугольников.

Применение разработанной методологии на примере определения эффективных параметров пароциклического дренажа реализовано в виде программы для ЭВМ.

Валидация результатов моделирования процесса пароциклического дренажа с применением комплексной методологии проводится с использованием промысловых данных месторождения Sho-Vel-Tum (США)

[54], приведённых в табл. 1.4.1, где P_w и P_c – давления на забое скважины и контуре питания соответственно. Эффективное время закачки пара, рассчитанное с использованием разработанной комплексной методологии, по скважине №66 составляет 60 дней, по промысловым данным – 54 дня [49]. Расчётная длительность цикла воздействия составляет 136 дней, а фактическая по промысловым данным – 159 дней. Валидация результатов моделирования показывает, что погрешность определения параметров находится в пределах 15%.

Таблица 1.4.1. Промысловые данные по месторождению Sho-Vel-Tum.

Параметр	Скважина №89/№66	Параметр	Скважина №89/№66
h , м	18,3/24,7	l , МДж/кг	2,3/2,3
m , д.е.	0,26/0,26	ρ_r , кг/м ³	2500/2500
r_w , м	0,1/0,1	c_r , Дж/(кг·К)	400/1000
Q_s , м ³ /сут.	111/111	C , д.е.	0,8/0,8
ρ_s , кг/м ³	100/40	k_r , Д	1,5/1,5
c_w , Дж/(кг·К)	4200/4200	α , Вт/(м ² ·К)	50/50
T_s , К	550/558	P_w , атм	35,3/35,3
T_0 , К	300/300	P_c , атм	110/110
μ_o , сП	2000	μ_{oh} , сП	11

В качестве примера определения эффективных параметров пароциклического дренажа рассматривается этот процесс на скважине №89 месторождения Sho-Vel-Tum (США) (табл. 1.4.1). В соответствии с восьмым пунктом разработанной комплексной методологии для этой скважины параметры пароциклического дренажа были следующими: время первого этапа 27 сут., время второго этапа 8 сут., время третьего этапа 120 сут. Результаты применения комплексной методологии являются следующими:

время этапа закачки пара 24 сут., время этапа конденсации 2 сут. Расчётное время закачки пара согласуется с промышленными данными с погрешностью 11%. Применение разработанной комплексной методологии позволяет определить эффективные параметры пароциклического дренажа за счёт сокращения длительности второго этапа с 8 сут. до 2 сут.

Кроме того, определение эффективных параметров процесса пароциклического дренажа с использованием комплексной методологии проведено для одного из пластов Степноозёрского месторождения [64]: мощность этого пласта 7,1 м, начальная пластовая температура 35°C, вязкость нефти при пластовых условиях 450 сП, пористость 24,7%, перепад давления 70 атм. Проведённые расчёты показывают, что различие эффективной длительности этапа добычи нефти при пароциклическом дренаже в случае отсутствия свободной конвекции t_{31} и при ее наличии t_{32} не превышает 20% (рис. 1.4.9). Следовательно, при одном и том же объеме форма паровой камеры независимо от учета свободной конвекции пара незначительно влияет на процесс притока нефти к добывающей скважине. Рост прогретой области ограничен достижением баланса подводимого и теряемого тепла. В работе отмечается, что паронефтяное отношение для эффективных времен закачки пара и добычи нефти не превышает 2,5 и находится ниже критического значения (равного 7), при котором процесс добычи нефти становится нерентабельным.

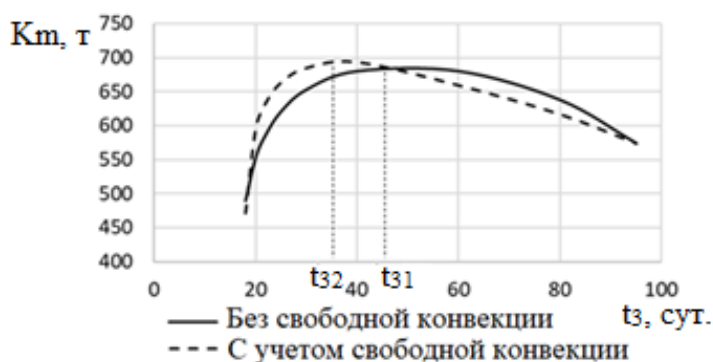


Рис. 1.4.9. Решение задачи об определении эффективной продолжительности активного этапа CSS.

Применение разработанной комплексной методологии для определения эффективных параметров процесса пароциклического дренажа на Степноозёрском месторождении позволяет увеличить дебит нефти до 2 раз. При этом дополнительная накопленная добыча нефти за день на 1 скважину в результате определения эффективных параметров возрастает более чем на 80%.

Таким образом, в настоящей главе предложена комплексная методология моделирования процессов тепломассопереноса, которая была апробирована на примере процесса пароциклического дренажа. Проведена валидация полученных результатов моделирования с использованием экспериментальных и промысловых данных. Определены эффективные параметры процесса для достижения максимальной добычи нефти.

ГЛАВА 2. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА ОСНОВЕ БАЛАНСОВЫХ СООТНОШЕНИЙ

2.1. Современные подходы к моделированию парогравитационного дренажа

Метод теплового воздействия на пористую среду, насыщенную сверхвысоковязкой нефтью, предполагающий ее фильтрацию за счет гравитационной сегрегации, является наиболее эффективным способом извлечения нефти. Накопленный опыт применения этого метода на канадских месторождениях показал его высокую эффективность. Преимуществом метода парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD) среди других тепловых методов интенсификации извлечения нефти является наибольший охват пласта воздействием, и минимальное время установления положительного эффекта от воздействия. Тем не менее успешность SAGD во многом определяется спецификой рассматриваемого пласта и насыщающих его флюидов. Это обстоятельство обусловило появление различных вариаций использования этого метода воздействия на насыщенную пористую среду.

Среди модификаций процесса парогравитационного дренажа можно выделить способ, при котором производится циклическая закачка пара в пласт с последующей добычей нефти через одну и ту же горизонтальную скважину. К плюсам такого воздействия можно отнести сокращение затрат на бурение дополнительной горизонтальной скважины, однако очевидным недостатком такого воздействия является сокращение времени извлечения нефти за счет остановки скважины для нагнетания в пласт пара. Моделированием такого воздействия с использованием гидродинамических симуляторов занимался Шен [70]. Использование такого подхода оправдано в случае, когда внутри пласта имеется большое количество непроницаемых пропластков, в результате чего при формировании паровой камеры теплоноситель вынужден

их обходить. Это явление вызывает образование зон неохваченных тепловым воздействием, что приводит к снижению эффективности.

При использовании классического двухскважинного метода SAGD необходимо проводить бурение скважин таким образом, чтобы непроницаемые пропластки не оказались между нагнетательной и добывающей скважинами. Адаптацией конфигурации скважин с учетом этого обстоятельства занимались Хуанг и Пенг [71, 72]. Одним из вариантов повысить эффективность парогравитационного воздействия является организация процесса, при которой одна скважина горизонтальная, а другая вертикальная, или же осуществляется бурение двух нагнетательных скважин [73].

В настоящее время активное развитие получило направление сочетающее использование пара совместно с растворителями. Среди таких модификаций парогравитационного дренажа можно выделить такие как: закачка в пласт паров растворителя, вместо водяного пара (Vapor Solvent Assisting Gravity Drainage – VSAGD); совместная закачка пара и растворителя (Expanding Solvent Steam Assisting Gravity Drainage – ES-SAGD); закачка пара с небольшими добавками растворителя – углеводородных газов (Solvent Aided Process – SAP); чередующаяся закачка водяного пара и растворителя (Steam Alternating Solvent – SAS) [74, 75].

На основе фундаментальных экспериментальных исследований, проведенных Чангом и Либбе под руководством Батлера [21, 75], была определена преимущественная форма паровой камеры – призма с треугольным сечением. Одной из первых моделей, которая воспроизводила установленную в экспериментах форму паровой камеры, была модель Ло и МакНаба, сформулированная под руководством Батлера [21]. К недостаткам такой модели можно отнести не согласующееся с экспериментами образование языков пара вблизи верхней границы пласта (растекание пара по верхней непроницаемой границе пласта), тем не менее в основном эта модель

удовлетворительно воспроизводила экспериментальную форму паровой камеры.

Приращение расхода нефти за счет увеличения размеров паровой камеры в модели Батлера определялось по закону Дарси [21]:

$$dq = \frac{d \cdot k_o \rho_o \sin \delta}{\mu_o} d\xi, \quad (2.1.1)$$

где d – длина скважин, k_o – фазовая проницаемость нефти, μ_o – коэффициент динамической вязкости нефти, g – ускорение свободного падения, δ – угол между горизонтальной осью и боковой гранью паровой камеры, ξ – координата, перпендикулярная границе паровой камеры

Скорость теплового фронта v , обуславливающая границу паровой камеры, определялась по закону Фурье [21]:

$$v = - \frac{\lambda}{\rho_o c_r (T - T_r)} \frac{dT}{d\xi}, \quad (2.1.2)$$

где λ – коэффициент теплопроводности пористой среды, T – значение температуры на границе паровой камеры, T_r – начальная пластовая температура.

Развитием рассмотренной модели является подход Диксона [76], рассматривающий рост паровой камеры треугольного сечения с постоянным углом раствора, при этом рост вертикальных размеров паровой камеры определяется кубическим корнем от квадрата времени. Эта модель показала удовлетворительную точность прогнозов расходных характеристик добывающих скважин для условий месторождения JackFish [76].

Моделированию процесса формирования и роста паровой камеры с помощью гидродинамических симуляторов посвящены работы Наскименто [13], Митрушкина и Хабирова [10]. В своих исследованиях они исследовали динамику теплового поля между нагнетательной и добывающей скважинами, что позволило установить овальную форму паровой камеры в момент формирования тепловой и гидродинамической связи между скважинами.

Акин, Кешаварз, Хисамов, Морозов, Хайруллин, Шамсиева, Абдуллин [23, 77, 78] моделировали влияния компонентного состава и реологических свойств нефти на процесс роста паровой камеры, так учет предельного градиента давления позволил объяснить преимущественный рост паровой камеры в вертикальном направлении на ранних этапах ее развития. Работы Гарипова, Воскова, Челепи, Янга, Юаня и Ксу [79, 80] анализируют влияние механических свойств пористой среды на динамику распределения пластового давления. Гао, Ванг, Леунг и Такбири-Боруджени [81–83] исследуют влияние анизотропии пласта и наличия глинистых прослоев, на величину паронефтяного отношения определяющего эффективность SAGD.

Исследованию влияния начальной водонасыщенности пористой среды на стабильность формы паровой камеры, за счет учета ее подвижности посвящена работа Джи [14], в которой показано, что низкая подвижность водной фазы вызывает формирование языков пара, что делает форму паровой камеры неустойчивой. Исследованию формы паровой камеры посвящены так же работы Заргара, Фарука Али, Галлардо и Деутша [22, 84]. Фарук Али совместно с Хейдари и Хеджази [85] исследовали влияние теплофизических свойств нефти на процесс формирования и роста паровой камеры, что позволило более точно воспроизвести экспериментальные данные Чанга и Батлера. Скотт Фергюсон под руководством Батлера [86] смоделировал паровую камеру с неравномерным распределением температуры, изменяющимся со временем, за счет непостоянного расхода нагнетаемого пара или прекращения его закачки. Ли, Лиу, Чен и Ксионг [87–89] исследуют влияние конвективного и кондуктивного теплообмена на процесс формирования и роста паровой камеры. Янг, Тауберт и Ирани [27, 90, 91] учитывают гравитационную сегрегацию паровой и жидких фаз в паровой камере, что позволило оценить время прорыва пара к добывающей скважине.

Физически наиболее обоснованным и понятным является моделирование на основе фундаментальной системы уравнений механики многофазных сред [21–24, 34–37]. Использование подходов механики

многофазных сред хорошо себя зарекомендовало для решения задач подземной гидромеханики. Они позволяют детально описать происходящие в пласте физические процессы. Одним из примеров такого подхода является модель Батлера [21] для процесса парогравитационного дренажа. В этой модели описывается стекание разогретой нефти и воды по границам клиновидной области, охваченной тепловым воздействием, под действием гравитационных сил к добывающей скважине. На границах камеры рассчитываются кондуктивные тепловые потоки. К сожалению, при использовании таких подходов требуется решать сложные системы нелинейных дифференциальных уравнений высокого порядка, аналитическое решение которых не всегда может быть получено. Численное решение таких систем, несмотря на хорошо развитый аппарат вычислительных методов [45, 46, 92], требует больших вычислительных мощностей [93] и не позволяет проводить экспресс-оценки параметров в реальном времени при мониторинге процесса быстротекущей разработки.

В рамках интегрального подхода Янгом [28] для описания технологии парогравитационного дренажа предложена модель этого процесса, в которой в паровой камере выделяется граница раздела между областью, занятой паром, и областью, насыщенной разогретой нефтью и водой. Пар как более подвижная фаза подвержен гравитационному разделению и занимает верхнюю область, а нефть и вода равномерно распределены по нижней области. Динамика опускания границы между областями позволяет оценить время прорыва пара в добывающую скважину.

Следует отметить, что сложные трёхмерные задачи [23, 24, 31, 34–36], моделирующие тепловые методы интенсификации притока нефти, не имеют аналитических решений. В частности, при процессе парогравитационного дренажа тепловые и массовые потоки направлены в различные стороны, что затрудняет получение аналитического решения. Корректность численного решения таких задач не может быть проверена. Поэтому необходимы упрощённые модели, позволяющие получать аналитические решения. К

сожалению, большинство методологий не содержит критериев эффективности процессов, происходящих при тепловых методах интенсификации притока нефти. В рамках существующих моделей и подходов отсутствует достаточная научная аргументация правомерности перехода от многомерных задач к интегральному описанию.

2.2. Описание метода парогравитационного дренажа месторождений высоковязкой нефти

Метод парогравитационного дренажа подразумевает бурение двух горизонтальных скважин, разнесённых на небольшое расстояние друг от друга в вертикальном направлении. Через верхнюю скважину осуществляется закачка теплоносителя. Нижняя скважина дренирует разогретую нефть из области, охваченной тепловым воздействием [8, 23]. Эта нефть стекает из вышележащей области за счёт гравитационных сил (рис. 2.2.1). Синим цветом на рис. 2.2.1 показана нагнетательная скважина, красным – добывающая, голубым – разогретая область, называемая паровой камерой, коричневым – зона невозмущённого пласта.

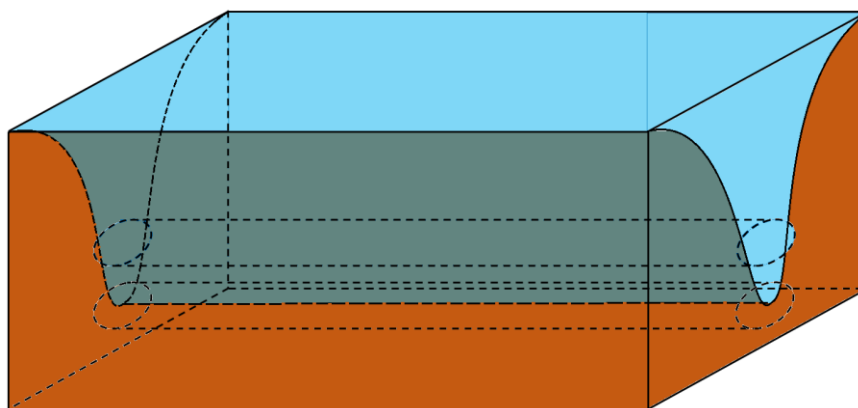


Рис. 2.2.1. Схема расположения скважин при методе парогравитационного дренажа.

Процессу закачки теплоносителя в пористую среду при методе парогравитационного дренажа предшествует кондуктивный прогрев части

пласта, расположенной между горизонтальными скважинами. В это время подвод тепла осуществляется за счёт циркуляции теплоносителя в обеих скважинах [8] (рис. 2.2.2).

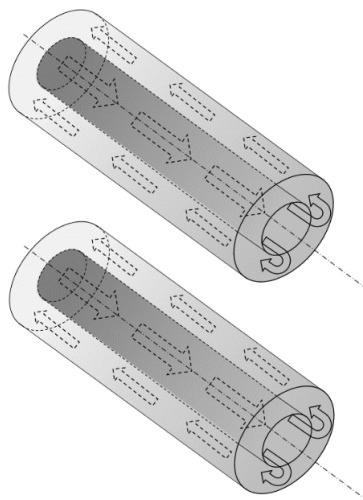


Рис. 2.2.2. Схема подвода тепла в процессе кондуктивного прогрева межскважинной зоны.

При закачке теплоносителя в пористую среду формируется паровая камера треугольного сечения (рис. 2.2.3). На рис. 2.2.3 кругом обозначена добывающая скважина, перечёркнутым кругом – нагнетательная. За счёт тепловых потерь в вертикальном и горизонтальном направлениях осуществляется рост паровой камеры. После достижения паровой камерой кровли пласта (рис. 2.2.3) её рост осуществляется только в горизонтальном направлении.

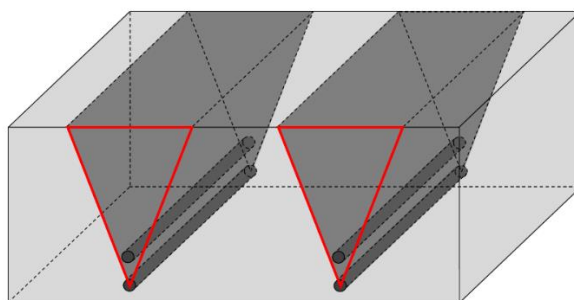


Рис. 2.2.3. Форма невзаимодействующих паровых камер при парогравитационном дренаже.

В определённый момент времени паровые камеры от соседних пар скважин накладываются друг на друга (рис. 2.2.4). В результате такой интерференции уменьшаются тепловые потери, замедляется рост прогретой зоны и повышается охват пласта воздействием. После падения дебита нефти до экономически невыгодных значений разработка прекращается. Эти значения определяются по паронептяному отношению, равного массе пара (в тоннах), приходящейся на 1 т добытой нефти [7].

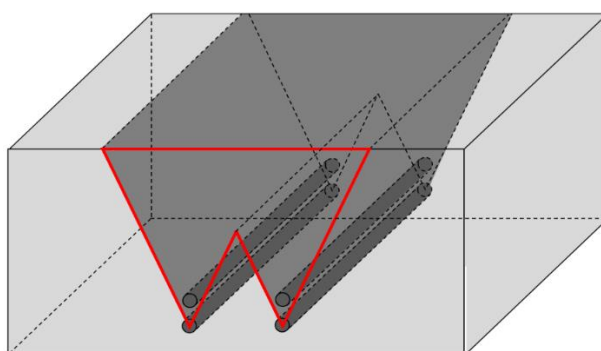


Рис. 2.2.4. Схема взаимодействия паровых камер при парогравитационном дренаже.

Преимуществами метода SAGD являются большая зона дренирования за счёт большой длины горизонтальных скважин, вскрывающих пласт, возможность разработки месторождений с почти неподвижной нефтью за счёт её чрезвычайно высокой вязкости, небольшое время Ньюмена, обусловленное близостью расположения горизонтальных скважин.

2.3. Применение комплексной методологии для определения эффективных параметров процесса парогравитационного дренажа

Применение разработанной комплексной методологии рассматривается также на примере метода парогравитационного дренажа месторождений высоковязкой нефти, поскольку в этом случае увеличивается охват пласта тепловым воздействием за счёт бурения протяжённых горизонтальных

участков скважин. В то же время, в отличие от непрерывного вытеснения нефти паром, закачанное в пласт тепло используется более эффективно.

В соответствии со *вторым пунктом* разработанной комплексной методологией первоначально необходимо провести критериальный анализ для определения влияния различных эффектов на динамику процесса парогравитационного дренажа.

Для оценки соотношения вкладов конвекции и теплопроводности в распространение теплового поля проводится расчёт критерия Рэлея по формуле (1.4.1). При характерных параметрах процесса парогравитационного дренажа $g=9,81 \text{ м/с}^2$, $\beta_r=0,0025 \text{ 1/К}$, $\Delta T=50 \text{ К}$, $\nu=2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$, $a=10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $L_c=200 \text{ м}$, значение критерия Рэлея равно $4,91 \cdot 10^{17}$, что существенно больше критического значения – 1708 [57] и на порядки превосходит значение этого критерия для пароциклического дренажа. Поэтому в процессе распространения тепла в пласте при парогравитационном дренаже ещё в большей степени доминируют конвективные потоки над теплопроводностью, в том числе обуславливая стекание сконденсировавшейся из пара воды и нагретой нефти к добывающей скважине (рис. 2.3.1).

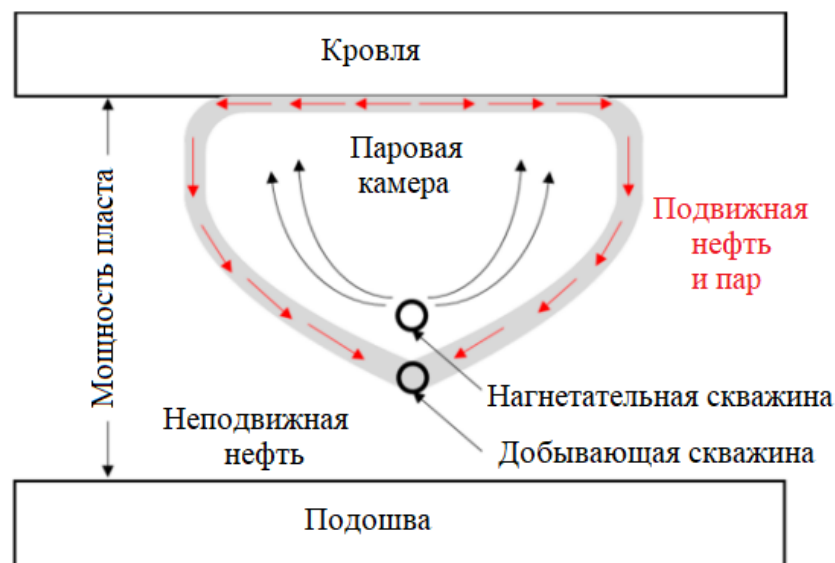


Рис. 2.3.1. Тепломассообмен при парогравитационном дренаже.

Режим течения в конвективном потоке характеризуется числом Грасгофа (1.4.2). При вышеприведённых характерных параметрах парогравитационного дренажа число Грасгофа равно $2,45 \cdot 10^{16}$, что существенно больше критического значения – $1,5 \cdot 10^9$ [57]. Следовательно, в ходе парогравитационного дренажа происходит турбулентный конвективный теплообмен.

Значение критерия Стэнтона (1.4.3), характеризующего вклад конвекции и теплопроводности в интенсивность тепловых потерь, для процесса парогравитационного дренажа совпадает со значением для процесса пароциклического дренажа.

Пятым пунктом применения комплексной методологии на примере процесса парогравитационного дренажа является анализ условий сохранения масс и энергии на разрывах и сведение динамики процесса к упрощённому анализу эволюции разрывного решения. Для этого необходимо исследовать эволюцию теплового поля в ходе парогравитационного дренажа. Фундаментальные эксперименты Чанга и Батлера [52] позволили отследить изменение профиля теплового поля при закачке пара в экспериментальную установку (рис. 1.5.2). Эта установка имела следующую конструкцию: куб с прозрачной передней стенкой для наблюдения за ходом процесса, длина установки 22 см, высота 35 см, толщина 3 см. Пористая среда моделировалась засыпкой песка и последующим насыщением его пластовой нефтью с одного из канадских месторождений. Скважины моделировались небольшими трубками, расположенными вблизи основания экспериментальной установки (нижнее отверстие на расстоянии 1 см) на расстоянии друг от друга 1 см. Эксперименты показали, что первоначально паровая камера растёт в высоту с постоянным углом раствора (рис. 2.3.2), затем, достигнув верхней границы установки, расширяется в сторону, сохраняя форму, близкую к треугольной.

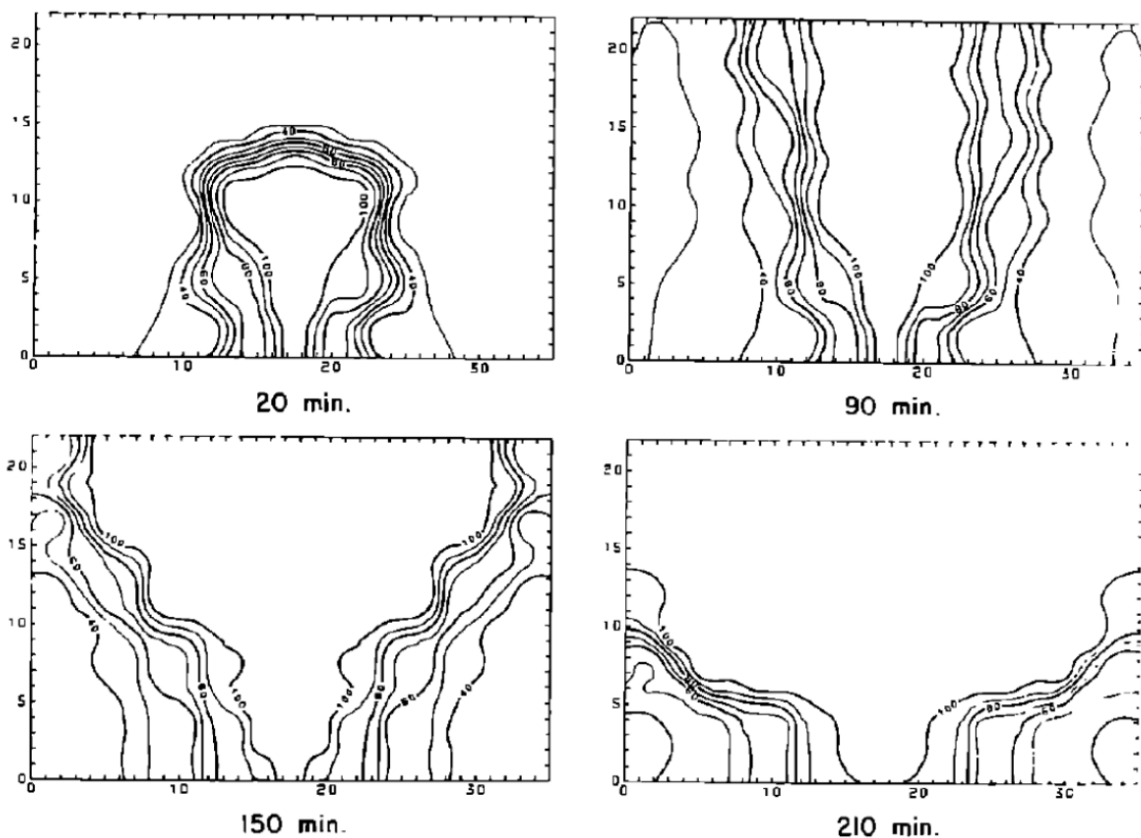


Рис. 2.3.2. Профиль теплового поля в экспериментах Чанга и Батлера [52].

В соответствии с экспериментальными данными Чанга и Батлера паровая камера может быть аппроксимирована клиновидной формой с равнобедренным треугольником в вертикальном сечении (рис. 2.3.3), где γ – угол раствора паровой камеры, $\Delta\gamma$ – приращение этого угла.

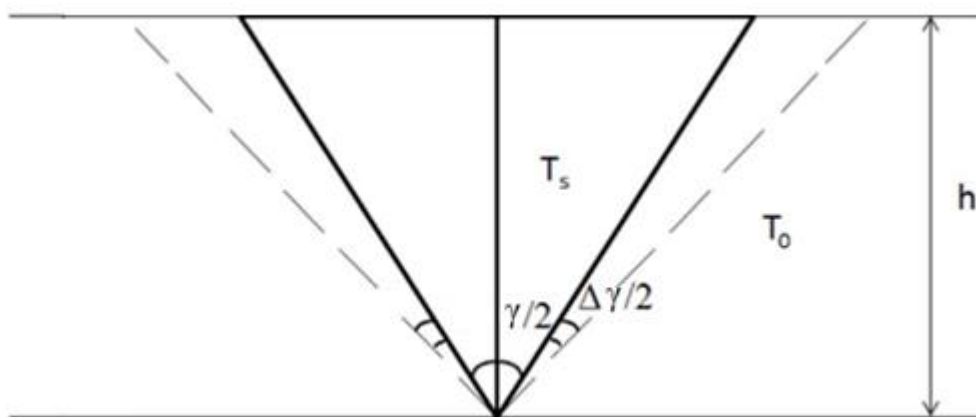


Рис. 2.3.3. Геометрия паровой камеры.

На границе паровой камеры температура претерпевает разрыв: внутри камеры она всюду одинакова и равна температуре насыщенного пара T_s , а в области, не охваченной тепловым воздействием – T_0 . Кроме того, внутри паровой камеры насыщенность каждой из фаз не изменяется при изменении координат и зависит только от времени.

Тепловые потоки обуславливают рост паровой камеры (рис. 2.3.3) и описываются, как и при процессе пароциклического дренажа, законом Ньютона-Рихмана. В работе Эдмундса и Петерсона [48] установлено преобладание конвективного потока в вертикальном направлении над тепловым поток в горизонтальном направлении, обусловленное более низкой плотностью пара в сравнении с нефтью и водой, насыщающими пласт. Соотношение между конвективными потоками в вертикальном и горизонтальном направлениях принимается равным 3:1, в соответствии с работой Эдмундса и Петерсона [48].

Комплексная методология подразумевает выделение характерных этапов моделируемого процесса. В ходе парогравитационного дренажа можно выделить следующие этапы: циркуляция пара в нагнетательных скважинах для кондуктивного прогрева пласта между горизонтальными участками скважин; закачка пара в пласт через верхний горизонтальный ствол скважины и формирование паровой камеры, добыча нефти из области охваченной тепловым воздействием; интерференция паровых камер от соседних пар скважин.

При таком воздействии под действием гравитационных сил разогретая нефть медленно стекает вниз к добывающей скважине. Для описания этого процесса используется квазистационарная модель с равномерным распределением насыщенностей в паровой камере, форма камеры клинообразная или треугольная в сечении, что соответствует экспериментам Чанга и Батлера [52]. Согласно этим экспериментам, в дальнейшем происходит развитие паровой камеры в вертикальном и горизонтальном направлениях. Основной механизм мобилизации нефти происходит в узкой

области на границе камеры. Изменение теплового поля на границе паровой камеры описывается скачком температуры с записью алгебраических уравнений сохранения массы и тепла на границах. При взаимодействии соседних паровых камер используется суперпозиция полученных решений.

Первый этап парогравитационного дренажа в отсутствии конвективных потоков описывается классическим уравнением теплопроводности. Это уравнение является следствием закона сохранения энергии, поэтому для процесса выполняется соотношение

$$-dH = dH_s. \quad (2.3.1)$$

В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии в цилиндрической системе координат (рис. 2.3.4) уравнение теплопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (2.3.2)$$

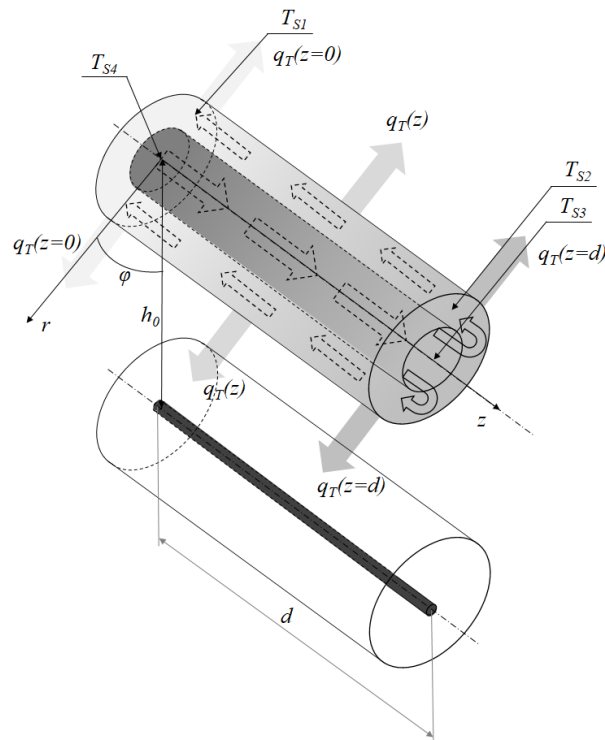


Рис. 2.3.4. Схема расположения скважин при парогравитационном дренаже.

На рис. 2.3.4 введены следующие обозначения: h_0 – вертикальное расстояние между горизонтальными стволами скважин для одной пары скважин, d – длина горизонтального ствола скважины, q_T – удельный тепловой поток из скважины, T_{s1} и T_{s2} – температура на входе и выходе из горизонтального участка скважины; T_{s3} и T_{s4} – температура на выходе и входе из насосно-компрессорной трубы [94].

Рассматривается система, состоящая из нагнетательной и добывающей скважин. Ставится задача рассчитать тепловое поле в добывающей скважине. Такой постановке задачи соответствуют следующие начальные условия:

$$t = 0: r = r_w, \forall \varphi, \forall z: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{d} + T_{s1}, \quad (2.3.3)$$

$$t = 0: r_w < r < c, \forall \varphi, \forall z: T = T_0. \quad (2.3.4)$$

Условие (2.3.3) соответствует линейному распределению температуры вдоль горизонтального ствола скважины, условие (2.3.4) задаёт начальную пластовую температуру.

Для решения задачи ставятся следующие граничные условия:

$$t > 0: r = r_w, \forall \varphi, \forall z: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{d} + T_{s1}, \quad (2.3.5)$$

$$t > 0: r = h, \forall \varphi, \forall z: T = T_0, \quad (2.3.6)$$

$$t > 0: r \neq r_w, \forall \varphi, z = 0, d: \lambda \frac{\partial T}{\partial z} = -q_T, \quad (2.3.7)$$

$$t > 0: r \neq r_w, \varphi = 0, 2\pi, 0 < z < d: \frac{\lambda}{r} \frac{\partial T}{\partial \varphi} = -q_T, \quad (2.3.8)$$

где q_T – удельный тепловой поток из скважины.

Условие (2.3.5) соответствует линейному распределению температуры вдоль горизонтального ствола скважины, условие (2.3.6) задаёт пластовую температуру на удалении от скважин, условия (2.3.7) и (2.3.8) соответствуют тепловым потокам на границах из-за постоянного подвода тепла через скважину в пласт.

Решение уравнения (2.3.2) при начальных условиях (2.3.3), (2.3.4) и граничных условиях (2.3.5)–(2.3.8) осуществляется с помощью явной конечно-

разностной схемы. Выбрана именно явная схема, поскольку она требует значительно меньше машинного времени для расчётов, чем другие схемы. Для удовлетворения условия устойчивости выбраны следующие пространственные и временные шаги: шаг по координате z равен 3 м, шаг по радиальной координате 0,3 м, шаг по угловой координате $8,72 \cdot 10^{-3}$ рад, шаг по времени 36 с.

Такая процедура позволяет определить длительность первого этапа парогравитационного дренажа, которая определяется достижением вязкостью нефти критического значения μ_{cr} , оцениваемого из закона Дарси с предельным градиентом давления

$$\mu_{cr} = \frac{k\gamma_l}{v_o}, \quad (2.3.9)$$

где γ_l – предельный градиент давления. Для модельных параметров это значение составляет 100 сП.

За это время происходит кондуктивный прогрев зоны между нагнетательной и добывающей скважинами, после чего происходит переход к закачке пара в пласт.

Порядок длительности первого этапа парогравитационного дренажа оценивается на примере характерных параметров пластовой системы [94–96]: коэффициент температуропроводности 10^{-6} м²/с, температура невозмущённого пласта 27°C, температура в конце горизонтального участка нагнетательной скважины 147°C, в его начале – 177°C, длина горизонтального участка скважины 300 м, добывающая скважина расположена ниже нагнетательной на 5 м, нефтенасыщенный интервал пласта 30 м, расстояние между парами скважин 100 м, плотность скелета пористой среды 2,5 г/см³, удельная теплоёмкость породы 500 Дж/(кг·К).

При заданных параметрах расчётная динамика температуры имеет вид, близкий к поведению функции интеграла ошибок (рис. 2.3.5). С учётом эмпирической зависимости вязкости нефти от температуры нефть становится

подвижной при $T_{cr}=315$ К. Тогда время первого этапа парогравитационного дренажа составляет порядка 180 сут.

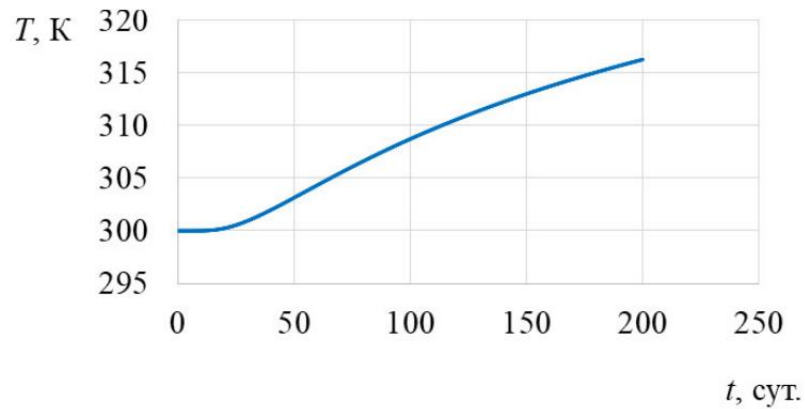


Рис. 2.3.5. Динамика температуры в добывающей скважине за счёт кондуктивного прогрева.

Расчёты показывают, что градиент температуры в горизонтальном участке нагнетательной скважины слабо влияет на скорость распространения теплового поля. В частности, спустя 100 сут. после начала этапа кондуктивного прогрева, глубина проникновения наведённого теплового поля составляет порядка 6 м и не меняется при движении вдоль горизонтального участка нагнетательной скважины.

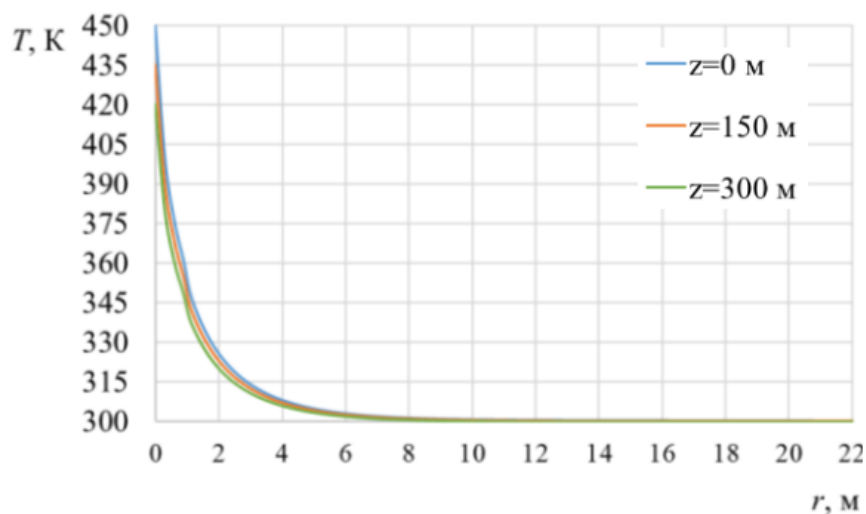


Рис. 2.3.6. Глубина проникновения теплового поля в момент времени 100 сут.

Для описания теплофизических процессов на втором этапе SAGD и определения эффективных технологических параметров совместно с аспирантом А.Я. Гильмановым разработана физико-математическая модель [97–102]. В рамках *первого пункта* комплексной методологии считается, что паровая камера в сечении имеет форму равнобедренного треугольника, что соответствует экспериментам Чанга и Батлера [52]. В этих экспериментах использовалась насыпная плоская модель пласта, насыщенная нефтью. Задача решается при следующих допущениях: паровая камера в сечении имеет форму равнобедренного треугольника (рис. 2.3.7) и содержит три фазы: нефть, вода, пар, в паровую камеру закачивается чистый пар при температуре насыщения, однородное распределение насыщенностей фаз и термодинамических функций состояния по паровой камере, тепловые потери из паровой камеры в окружающую её породу описываются по закону Ньютона-Рихмана. На рис. 2.3.7 Oxy – декартова ортогональная система координат, γ – угол раствора камеры, x_c – половина основания паровой камеры, y_c – высота паровой камеры Q_w – объёмный расход воды, q_1 и q_2 – удельные тепловые потоки, перпендикулярные к поверхностям паровой камеры.

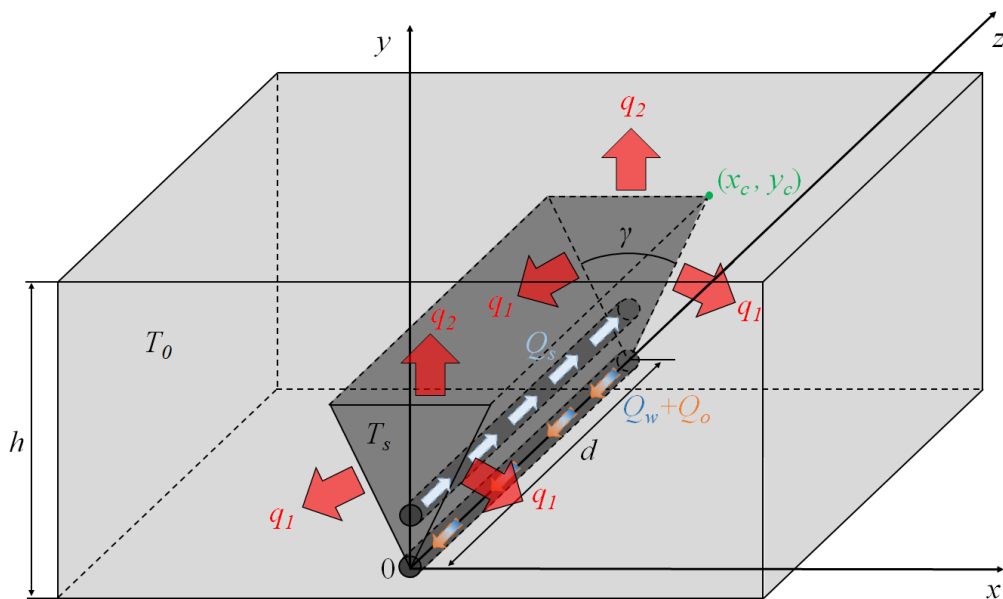


Рис. 2.3.7. Форма паровой камеры в элементе пласта при парогравитационном дренаже.

На втором этапе парогравитационного дренажа выполняется равенство:

$$dH_{in} = -dH_l - dH_{pr}, \quad (2.3.10)$$

где H_l – удельная энтальпия тепловых потерь, H_{in} – удельная энтальпия закачиваемого теплоносителя, H_{pr} – удельная энтальпия добываемого флюида.

Тогда процессы тепломассопереноса, происходящие на втором этапе парогравитационного дренажа, моделируются как смена квазистационарных состояний в рамках интегрального подхода.

В основе разработанной модели лежат законы сохранения массы нефти, воды и пара, а также закон сохранения энергии в виде баланса тепла, закачанного в паровую камеру, и тепловых потерь из неё:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V))}{dt} + \frac{d(mVS_o)}{dt} = -\rho_o Q_o, \quad (2.3.11)$$

$$\frac{d(mVS_w \rho_w)}{dt} = -\rho_w Q_w + J_{sw}, \quad (2.3.12)$$

$$\frac{d(mVS_s \rho_s)}{dt} = \rho_s Q_s - J_{sw}, \quad (2.3.13)$$

$$\frac{d}{dt} \left(V(m(S_w c_w (T_s - T_o) \rho_w + S_s \rho_s (l + c_s (T_s - T_o))) + S_o c_o (T_s - T_o) \rho_o) + (1 - m)c_r (T_s - T_o) \rho_r \right) =$$

$$= \rho_s Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{y_c^2} + y_c^2 (T_s - T_o)} - 2\alpha_2 \frac{V}{y_c} (T_s - T_o) -$$

$$- (\rho_o Q_o c_o + \rho_w Q_w c_w) (T_s - T_o), \quad y_c \leq h, \quad (2.3.14)$$

где S_{wr} – связанная водонасыщенность, V , V_e – объёмы паровой камеры и участка пласта, дренируемого одной парой скважин, приходящиеся на единицу длины горизонтальной скважины, S_i – насыщенность паровой камеры i -ой фазой, где $i=s, o, w$ (пар, нефть, вода), c_s – удельная теплоёмкость пара, J_{sw} – интенсивность массообмена за счёт фазового перехода пар-вода, α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи в направлениях, ортогональном боковым и верхней поверхностям паровой камеры, y_c – высота паровой камеры.

В качестве замыкающих соотношений используются отношение объёмного дебита закачанного пара к объёмному дебиту добываемой продукции (вода и нефть) с учетом того что пар поступает в пласт через всю поверхность нагнетательной скважины, а добываемый флюид извлекается через площадь добывающей скважины, ограниченной углом раствора паровой камеры (рис. 2.3.8); отношение подвижностей в добываемом флюиде; уравнение, описывающее скорость роста паровой камеры; геометрическая связь угла раствора паровой камеры с её объёмом и сумма насыщенностей фаз:

$$\frac{Q_s}{(Q_o + Q_w)} = \frac{2\pi}{\gamma\mu_s \left(\frac{k_{ro}}{\mu_{oh}} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta P_I}{\Delta P_p}, \quad (2.3.15)$$

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{k_{rw}\mu_{oh}}{k_{ro}\mu_w}, \quad (2.3.16)$$

$$\frac{dy_c}{d \left(\frac{V}{y_c} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{y_c^2} \right)^2} \right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad y_c \leq h, \quad (2.3.17)$$

$$\gamma = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{y_c^2}, \quad (2.3.18)$$

$$\sum_i S_i = 1, \quad (2.3.19)$$

где μ_w и μ_s – коэффициент динамической вязкости воды и пара при температуре насыщенного пара, ΔP_I – репрессия на нагнетательной скважине, ΔP_p – депрессия на добывающей скважине, k_{ro} и k_{rw} – относительные фазовые проницаемости нефти и воды.

В уравнении (2.3.17) соотношение коэффициентов теплоотдачи в соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной комплексной методологии описывается упрощённым соотношением, полученным в работе Эдмундса-Петерсона [48].

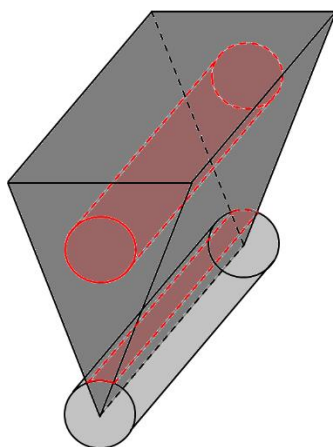


Рис. 2.3.8. Схематичное изображение поверхности верхней скважины, через которую пар проникает в пласт, и поверхности, через которую флюид извлекается из пласта.

Кроме того, для замыкания системы уравнений (2.3.11)–(2.3.19) используются корреляции Кори для относительных фазовых проницаемостей

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, k_{rw} = 0, S_w < S_{wr}, \quad (2.3.20)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2, S_w \geq S_{wr}, S_o \geq S_{or}, k_{ro} = 1, S_w < S_{wr},$$

$$k_{ro} = 0, S_o < S_{or}, \quad (2.3.21)$$

линейное распределение температуры вдоль горизонтального участка скважины [56, 103]

$$T_s = \frac{T_{s2} - T_{s1}}{d} z + T_{s1} \quad (2.3.22)$$

и экспоненциальная корреляционная зависимость для вязкости

$$\mu_{oh} = \mu_o e^{-K_T T_s}, \quad (2.3.23)$$

где K_T – коэффициент, определяющий скорость падения вязкости нефти [97].

Начальные условия для нелинейной системы уравнений (1.5.10)–(1.5.22) следующие:

$$t = 0: V = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, y_c = h_0. \quad (2.3.24)$$

В рамках *второго пункта* разработанной комплексной методологии уравнения модели обезразмериваются [104]. Безразмерные время θ ,

горизонтальная Z и вертикальная Y_c координаты вводятся следующим образом:

$$\theta = \frac{t}{t_0}, \quad Z = \frac{z}{d}, \quad Y_c = \frac{y_c}{\sqrt{hc}}, \quad (2.3.25)$$

где c – расстояние между соседними парами скважин, t_0 – характерное время, равное комплексу, имеющему размерность времени, стоящему перед производной по времени после обезразмеривания:

$$t_0 = \frac{mV_e \rho_w}{\rho_s Q_s}. \quad (2.3.26)$$

Перед дальнейшим обезразмериванием для компактной записи законов сохранения массы вводятся массовые расходы нефти G_o , воды G_w и пара G_s , определяемые по формулам

$$G_o = \rho_o Q_o, \quad G_s = \rho_s Q_s, \quad G_w = \rho_w Q_w. \quad (2.3.27)$$

Вводятся безразмерные функции – коэффициент охвата пласта тепловым воздействием K_s , безразмерные массовые расходы воды R_w и нефти R_o , безразмерная интенсивность массообмена за счёт фазового перехода пар-вода R_j , безразмерная температура паровой камеры τ и относительная вязкость μ_* :

$$K_s = \frac{V}{V_e}, \quad R_w = \frac{G_w}{G_s}, \quad R_o = \frac{G_o}{G_s}, \quad R_j = \frac{J_{sw}}{G_s}, \quad \tau = \frac{T_s}{T_{s1}}, \quad \mu_* = \frac{\mu_{oh}}{\mu_w}. \quad (2.3.28)$$

Относительная вязкость μ_* показывает, во сколько раз вязкость нефти больше вязкости воды. Значение относительной вязкости характеризует эффективность притока нефти к добывающей скважине. Безразмерная температура паровой камеры показывает, во сколько раз уменьшается температура в рассматриваемом сечении по сравнению с температурой на входе в горизонтальный участок нагнетательной скважины.

Тогда в безразмерном виде система уравнений (2.3.11)–(2.3.18), (2.3.22) и (2.3.23) принимает вид:

$$\frac{d(K_s S_o)}{d\theta} = -\frac{1}{D_o} R_o + (1 - S_{wr}) \frac{dK_s}{d\theta}, \quad (2.3.29)$$

$$\frac{d(K_s S_w)}{d\theta} = \frac{1 - R_w - \frac{D_s}{D_o} R_o}{1 - D_s} - \frac{dK_s}{d\theta} \frac{D_s S_{wr}}{1 - D_s}, \quad (2.3.30)$$

$$R_j = R_w + \frac{d(K_s S_w)}{d\theta}, \quad (2.3.31)$$

$$\begin{aligned} & \frac{dK_s}{d\theta} + \frac{\tau E_s - E_o}{Y_c(\tau N_s - N_o)} \left(K_s + A \sqrt{K_s^2 + Y_c^4} \right) = \\ & = \frac{1}{\tau N_s - N_o} \left(1 + \frac{F - B D_s}{1 - D_s} \left(R_w + R_o \frac{D_s}{D_o} - 1 \right) - B R_o \frac{D_s}{D_o} - F R_w \right), \end{aligned} \quad (2.3.32)$$

$$R_o = \frac{\varepsilon \gamma k_{ro}}{\mu_*}, \quad (2.3.33)$$

$$R_w = \gamma \varepsilon \frac{k_{ro} + k_{rw} \mu_*}{\mu_* D_o} - \frac{R_o}{D_o}, \quad (2.3.34)$$

$$\frac{dY_c}{d \left(\frac{K_s}{Y_c} \sqrt{1 + \left(\frac{K_s}{Y_c} \right)^2} \right)} = \frac{1}{A}, \quad Y_c \leq \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (2.3.35)$$

$$\gamma = 2 \operatorname{arctg} \frac{K_s}{Y_c^2}, \quad Y_c \leq \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (2.3.36)$$

$$\tau = (\tau_2 - 1)Z + 1, \quad (2.3.37)$$

$$\mu_* = M_d e^{-K_d \theta}, \quad (2.3.38)$$

где введены обозначения безразмерных коэффициентов

$$\tau_2 = \frac{T_{s2}}{T_{s1}}, \quad (2.3.39)$$

$$M_d = \frac{\mu_o}{\mu_w}, \quad (2.3.40)$$

$$K_d = \frac{K_T}{T_{s1}}, \quad (2.3.41)$$

а также введены безразмерные комплексы подобия

$$A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}, \quad (2.3.42)$$

$$\varepsilon = \frac{\mu_s D_o}{2\pi \mu_w D_s} \frac{\Delta P_p}{\Delta P_I}, \quad (2.3.43)$$

$$E_s = \frac{2\alpha_2 T_{s1} V_e}{G_s l \sqrt{hc}}, \quad (2.3.44)$$

$$E_o = \frac{2\alpha_2 T_0 V_e}{G_s l \sqrt{hc}}, \quad (2.3.45)$$

$$B = 1 + \frac{c_s(T_s - T_0)}{l}, \quad (2.3.46)$$

$$F = \frac{c_w(T_s - T_0)}{l}, \quad (2.3.47)$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad (2.3.48)$$

$$D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \quad (2.3.49)$$

$$N_s = T_{s1} \left(\frac{\rho_s S_{wr} (c_s - c_w)}{(\rho_w - \rho_s) l} + \frac{m c_o \rho_o (1 - S_{wr}) + (1 - m) c_r \rho_r}{m l \rho_w} \right), \quad (2.3.50)$$

$$N_o = \frac{\rho_s S_{wr} (l - (c_s - c_w) T_0)}{(\rho_w - \rho_s) l} - T_0 \frac{m \rho_o c_o (1 - S_{wr}) + (1 - m) c_r \rho_r}{m l \rho_w}. \quad (2.3.51)$$

Замыкающие соотношения (2.3.19)–(2.3.21) остаются неизменными.

Начальные условия (2.3.24) приводятся к виду:

$$\theta = 0: K_s = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, Y_c = \frac{h_0}{\sqrt{hc}}. \quad (2.3.52)$$

Безразмерный комплекс A характеризует отношение тепловых потоков, перпендикулярных основанию паровой камеры и её боковым поверхностям. Безразмерный комплекс \bar{E} показывает отношение гидродинамических потоков вблизи добывающей и нагнетательной скважины. Безразмерные комплексы E_s и E_o характеризуют отношение теплового потока из паровой камеры к нагнетаемому в пласт потоку тепла при максимальной и минимальной температурах процесса соответственно. Безразмерный комплекс B характеризует дополнительную долю тепла, выделяющуюся за счёт остывания пара до температуры конденсации. Безразмерный комплекс F показывает насколько больше тепла выделяется за счёт конденсации, чем за счёт остывания воды в паровой камере. Безразмерные комплексы D_s и D_o являются относительными плотностями пара и нефти соответственно. Безразмерные

комплексы N_s и N_o характеризуют отношение теплоты, содержащейся в насыщенной пористой среде, к скрытой теплоте фазового перехода при максимальной и минимальной температурах процесса соответственно.

Комплексная методология подразумевает проведение асимптотического анализа уравнений математической модели (2.3.19)–(2.3.21), (2.3.29)–(2.3.38). При устремлении времени к нулю можно установить критический расход пара, необходимый для инициации процесса, в безразмерном R_c и размерном Q_{sc} виде:

$$R_c = \frac{1 - D_s + BD_s - F}{(1 - D_s)AY_{cm}^2}, \quad (2.3.53)$$

$$Q_{sc} = \frac{2\alpha_1 h(T_s - T_0)}{l\rho_s}, \quad (2.3.54)$$

где введено обозначение

$$Y_{cm} = \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (2.3.55)$$

Такое решение позволяет установить балансовое соотношение, при котором начинается рост паровой камеры (рис. 2.3.9):

$$q_1 > q_2 + q_3 \quad (2.3.56)$$

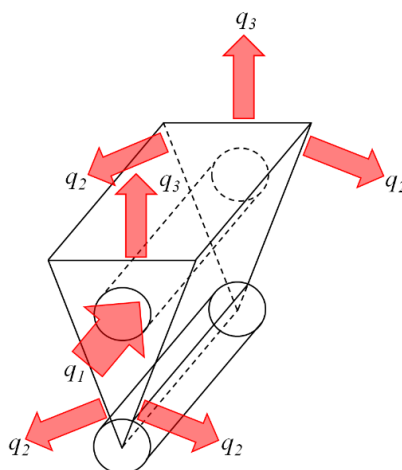


Рис. 2.3.9. Направление тепловых потоков (q_1 – тепло, нагнетаемое в пласт с паром, q_2 – тепло, теряемое через боковые стенки паровой камеры, q_3 – тепло, теряемое через верхнюю стенку паровой камеры).

На третьем этапе SAGD происходит взаимодействие тепловых полей от соседних паровых камер. Для этого этапа выполняется соотношение:

$$\sum_{j=1}^{n_e} dH_{in,j} = - \sum_{j=1}^{n_e} dH_{l,j} - \sum_{j=1}^{n_e} dH_{pr,j} \quad (2.3.57)$$

где j – номер пары скважин, n_e – их количество.

Начало интерференции тепловых полей от соседних паровых камер, соответствующее значению коэффициента охвата пласта воздействием, равному 0,5, позволяет ввести критерий, определяющий возможность интерференции

$$K_Q = \frac{Q_s l}{(2\alpha_1 \sqrt{c^2/4 + h^2} + \alpha_2 c) (T_s - T_o) \rho_s} \quad (2.3.58)$$

Критическое значение $K_{Qcr}=1$. При значениях K_Q больше K_{Qcr} наблюдается интерференция паровых камер от соседних пар скважин. При такой интерференции весь пласт прогревается в случае, если закачиваемое тепло превысит максимальные тепловые потери, соответствующие началу взаимодействия тепловых полей.

В качестве ограничивающего значения расхода пара Q_{sm} принимается расход, определяемый экономически обоснованным значением паронефтяного отношения R_{sc} , равным 7 т/т, причём паронефтяное отношение определяется по формуле

$$R_s = \frac{1}{R_o} \quad (2.3.59)$$

Предложенный интегральный подход к моделированию SAGD реализован в виде программного комплекса, блок-схема которого приведена на рис. 2.3.10, где Δt , Δc и ΔQ_s – шаги по времени, расстоянию между соседними парами скважин и расходу пара, K_r и K_{rm} – коэффициент извлечения нефти и его эффективное значение, K_{sm} – эффективное значение коэффициента охвата пласта воздействием, c_e – эффективное значение расстояния между соседними парами скважин, c_o – начальное значение этого расстояния.

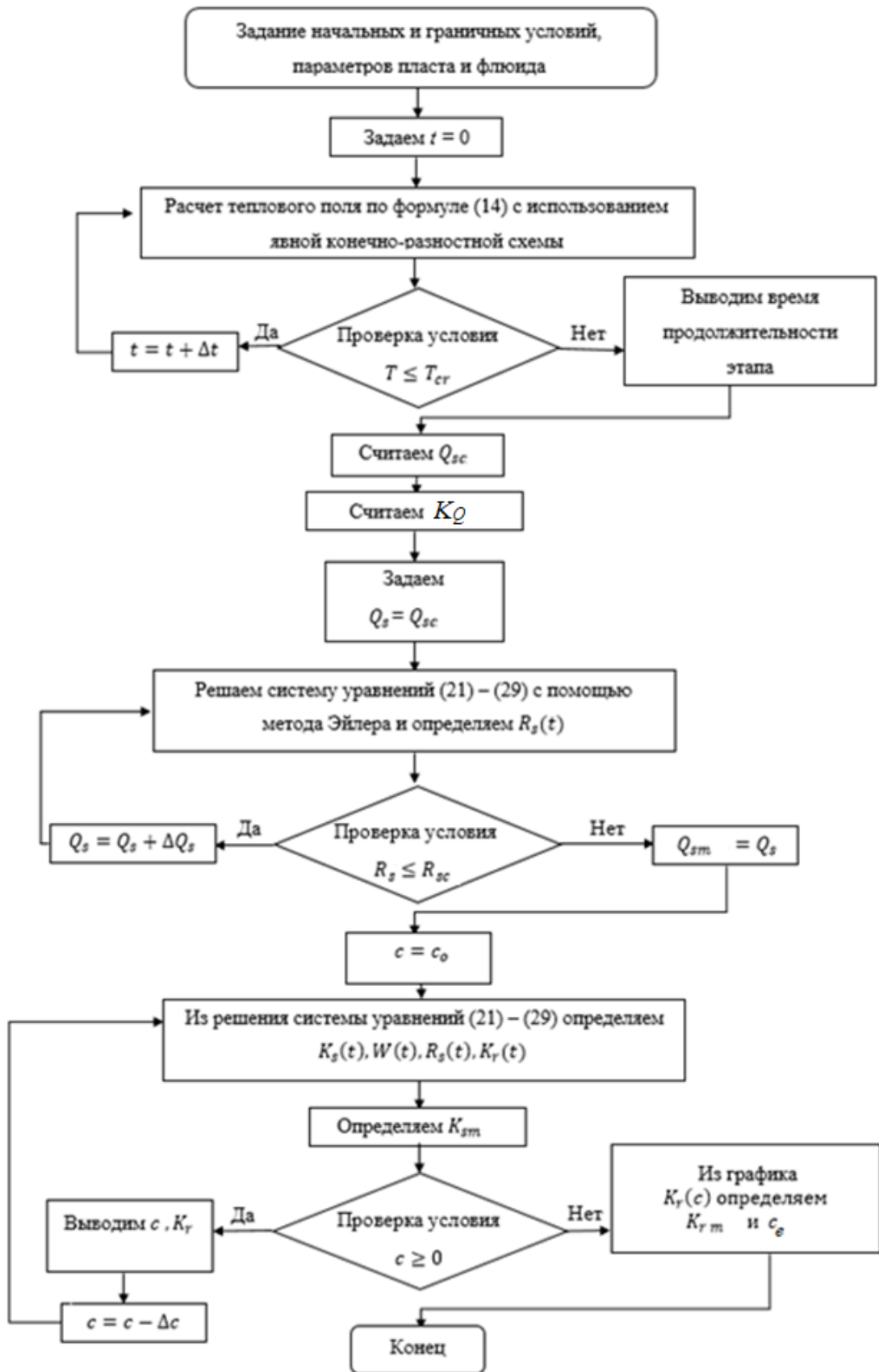


Рис. 2.3.10. Блок-схема программного комплекса для моделирования парогравитационного дренажа.

Разработанная физико-математическая модель парогравитационного дренажа позволяет провести экспресс-оценку значений эффективных параметров процесса.

В соответствии с алгоритмом выбирается объект, для которого предполагается проведение процедуры определения эффективных параметров процесса парогравитационного дренажа. Задаются параметры пласта и флюида для этого объекта, а также начальные и граничные условия рассматриваемой задачи. После этого задаётся начальный момент времени, затем рассчитывается тепловое поле из уравнения теплопроводности (2.3.2) с использованием явной конечно-разностной схемы. Затем проверяется условие, достигла ли температура в добывающей скважине критического значения, при котором нефть становится подвижной. Если не достигла, до осуществляется шаг по времени и расчёт теплового поля продолжается. В ином случае конечный момент времени определяет длительность первого этапа парогравитационного дренажа (рис. 2.3.10).

Перед началом второго этапа процесса парогравитационного дренажа идёт расчёт критического расхода пара, необходимого для инициации процесса, по формуле (2.3.54). Кроме того, рассчитывается минимальное значение расхода пара, необходимое для начала интерференции, по формуле (2.3.57). В качестве начального значения расхода пара задаётся именно критический расход. Далее определяется динамика паронефтяного отношения R_s из решения системы уравнений (2.3.11)–(2.3.23) при начальном условии (2.3.24). Затем проверяется условие, достигает ли в какой-либо момент времени паронефтяное отношение критического значения. Если нет, то расход пара увеличивается и расчёт динамики паронефтяного отношения проводится заново, в ином случае достигается максимально допустимый расход пара Q_{sm} (рис. 2.3.8). Если этот расход больше Q_{st} , то будет наблюдаться интерференция соседних паровых камер.

После этого проводится определение эффективного расстояния между соседними парами скважин по критерию максимального коэффициента

извлечения нефти. Изначально выбирается некоторое значение этого расстояния s_o , превышающее среднестатистические значения. Затем при данном расстоянии решается система уравнений (2.3.11)–(2.3.23) при начальном условии (2.3.24) в размерном виде или (2.3.19)–(2.3.21) или (2.3.29)–(2.3.38) при начальном условии (2.3.52) в безразмерном виде и определяется динамика основных параметров, характеризующих эффективность процесса парогравитационного дренажа: паронефтяного отношения R_s , обводнённости продукции W

$$W = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} = \frac{D_o R_w}{(D_o R_w + R_o)} \quad (2.5.60)$$

и коэффициента охвата пласта тепловым воздействием K_s [98].

Кроме того, определяется динамика коэффициента извлечения нефти:

$$K_r = \frac{G_{oc}}{\rho_o h c d m (1 - S_{wr})} = \frac{R_{oc}}{D_o (1 - S_{wr})}, \quad (2.5.61)$$

где G_{oc} и R_{oc} – накопленная добыча нефти к моменту времени t в размерном и безразмерном виде соответственно.

Паронефтяное отношение характеризует экономическую эффективность процесса, поскольку на производство пара, закачиваемого в пласт, требуется сжигать часть нефти, которая добывается за счёт теплового воздействия. Обводнённость продукции также характеризует экономическую эффективность процесса, поскольку из добываемой смеси нефти и воды необходимо получение чистой нефти. Коэффициент охвата пласта тепловым воздействием характеризует теплофизическую эффективность процесса и показывает, какая часть элемента симметрии подвергнута тепловому воздействию. Зависимость этих параметров для модельного пласта, параметры которого приведены в табл. 2.3.1, от безразмерного времени τ приведена на рис. 2.3.11, где τ_1 и τ_2 – эффективные безразмерные времена для коэффициента охвата и обводнённости продукции соответственно, W_m – эффективное значение обводнённости продукции, τ_3 – безразмерное время достижения критического значения паронефтяного отношения.

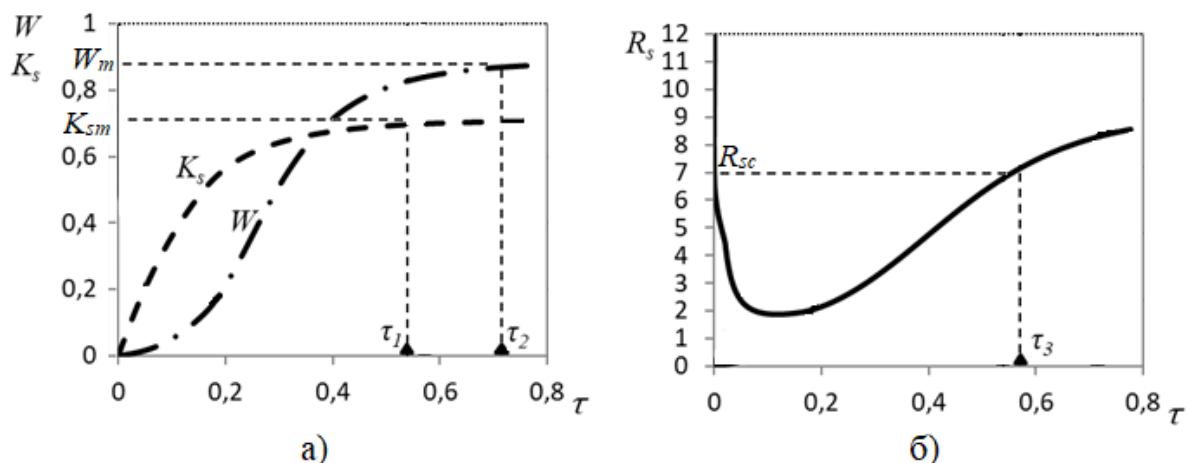


Рис. 2.3.11. Зависимость параметров, характеризующих эффективность парогравитационного дренажа, от безразмерного времени для модельного пласта: а) динамика коэффициента охвата пласта воздействием и обводнённости продукции; б) динамика паронефтяного отношения.

Таблица 2.3.1. Характеристики моделируемого объекта.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
$T_0, \text{ К}$	303	$h, \text{ м}$	20
$T_{s1}; T_{s2}, \text{ К}$	383; 383	$m, \text{ д. е.}$	0,4
$l, \text{ МДж/кг}$	2,3	$c_s; c_r, \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$	4400; 500
$c_o; c_w, \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$	4500; 4200	$G_s, \text{ т/сут.}$	147
$\mu_s; \mu_w; \mu_{oh}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	0,164; 1; 5	$\rho_o; \rho_s, \text{ кг/м}^3$	850; 50
$\rho_w; \rho_r, \text{ кг/м}^3$	1000; 2500	$\alpha_1, \alpha_2, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$	0,264; 0,8
$h_0; d, \text{ м}$	5; 300	$S_{wr}; S_{or}, \text{ д. е.}$	0,2; 0,3
$\Delta P_l/\Delta P_p$	0,23	$c, \text{ м}$	75

Из динамики коэффициента охвата пласта тепловым воздействием можно определить его эффективное значение K_{sm} , определяемое компенсацией закачиваемой с паром теплоты тепловыми потерями из паровой камеры.

Далее проверяется, превышает ли расстояние между парами скважин нулевое значение. Если да, то выводится значение c , K_r , значение параметра c уменьшается и проводится пересчёт динамики технологических параметров. В ином случае из графика зависимости коэффициента извлечения нефти от расстояния между парами скважин определяется эффективное значение расстояния между соседними парами скважин c_e как значение c , при котором K_r достигает максимального значения [105]. После этого расчёт заканчивается.

Физический смысл определения эффективного расстояния между соседними парами скважин заключается в том, что уменьшение этого расстояния от значения c_1 до значения c_2 вызывает конкуренцию двух факторов: увеличения охвата пласта тепловым воздействием и уменьшения количества нефти в участке пласта, дренируемого рассматриваемой парой скважин (рис. 2.2.3 и рис. 2.2.4). Эта конкуренция обуславливает наличие максимума коэффициента извлечения нефти.

Восьмым пунктом комплексной методологии является проверка сходимости получаемых решений к экспериментальным и промысловым данным.

Валидация результатов расчётов для этапа кондуктивного прогрева пласта между нагнетательной и добывающей скважинами проводится на примере промысловых данных по месторождению Dover (Канада) (табл. 2.3.2), приведёнными в работе Ли и Чена [87]. Расчётное распределение температуры по радиальной координате в момент времени 850 сут. показывает удовлетворительное соответствие с данными Ли и Чена с точностью в пределах 7% (рис. 2.3.12) [87, 94].

Таблица 2.3.2. Промысловые данные месторождения Dover [87].

Параметр	Значение	Параметр	Значение
T_0 , К	293	h , м	24
$T_{s1}; T_{s2}$, К	478; 478	c , м	70
a , м ² /с	$7 \cdot 10^{-7}$	c_r , Дж/(кг·К)	500
ρ_r , кг/м ³	2500	$h_0; d$, м	5; 500

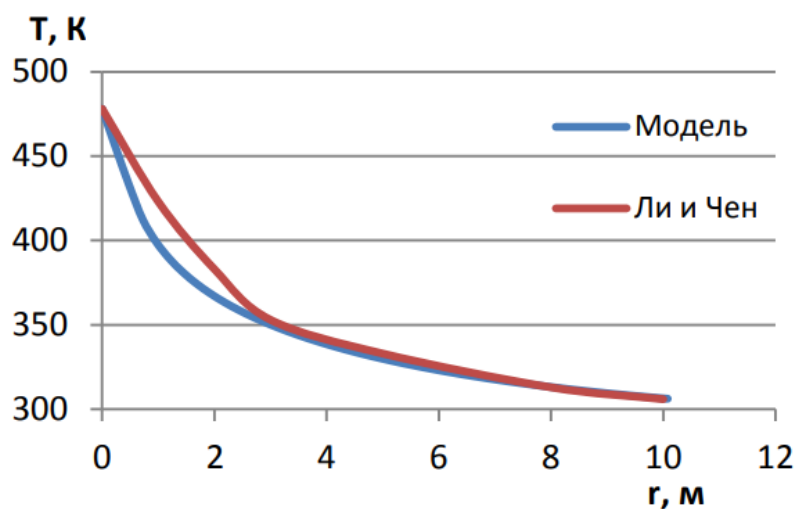


Рис. 2.3.12. Валидация первого этапа парогравитационного дренажа [87, 94].

Валидация разработанной комплексной методологии проведена путём сопоставления рассчитанной динамики развития теплового поля с экспериментальными данными Чанга и Батлера (табл. 2.3.3) [52]. На рис. 2.3.13 приведено сопоставление расчётной формы паровой камеры, выделенной серым цветом, с экспериментально полученными изотермами, соответствующими температуре 100°C. Анализ полученных результатов динамики развития теплового поля показывает, что модель удовлетворительно воспроизводит все этапы развития паровой камеры (рис. 2.3.13) с погрешностью порядка 15%. В рамках второго этапа парогравитационного дренажа можно выделить фазу роста камеры в вертикальном направлении практически с постоянным углом, фазу роста камеры в горизонтальном направлении после достижения ей кровли пласта (рис. 2.3.13).

Таблица 2.3.3. Экспериментальные данные Чанга и Батлера [52].

Параметр	Значение	Параметр	Значение
T_0 , К	293	h , м	0,21
$T_{s1}; T_{s2}$, К	382; 382	m , д. е.	0,39
l , МДж/кг	2,3	$c_s; c_r$, Дж/(кг·К)	4400; 2500
$c_o; c_w$, Дж/(кг·К)	4500; 4200	G_s , кг/ч	0,072
$\mu_s; \mu_w; \mu_{oh}$, мПа·с	0,1; 0,4; 5	$\rho_o; \rho_s$, кг/м ³	850; 1
$\rho_w; \rho_r$, кг/м ³	1000; 2500	α_1, α_2 , Вт/(м ² ·К)	0,264; 0,8
$h_0; d$, м	0,01; 0,03	$S_{wr}; S_{or}$, д. е.	0; 0
$\Delta P_l/\Delta P_p$	0,3	c , м	0,35

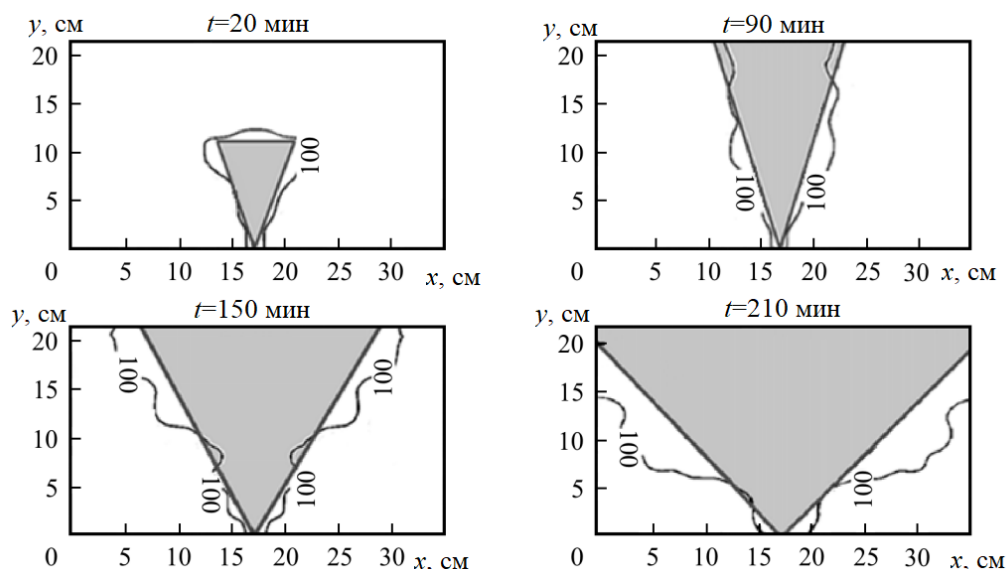


Рис. 2.3.13. Сопоставление динамики развития теплового поля, рассчитанной по разработанной модели, с экспериментальными данными Чанга и Батлера [52].

Прогнозные возможности разработанной комплексной методологии на примере процесса парогравитационного дренажа проверены на примере сопоставления расчётной динамики коэффициента извлечения нефти K_r и паронефтяного отношения с промысловыми данными по месторождению Senlac (табл. 2.3.4) [55]. Анализ полученных результатов показывает, что

динамика основных технологических параметров с погрешностью не более 12% воспроизводится в расчетах по разработанной модели (рис. 2.3.14). На рис. 2.3.14 приведена также динамика коэффициента охвата пласта тепловым воздействием K_s , свидетельствующая о максимальном охвате в 36%.

Таблица 2.3.4. Промысловые данные по месторождению Senlac [55].

Параметр	Значение	Параметр	Значение
T_0 , К	294	h , м	20
$T_{s1}; T_{s2}$, К	513; 513	m , д. е.	0,33
l , МДж/кг	2,3	$c_s; c_r$, Дж/(кг·К)	4200; 1138
$c_o; c_w$, Дж/(кг·К)	2200; 4200	G_s , т/сут.	20
$\mu_s; \mu_w; \mu_{oh}$, мПа·с	0,164; 1; 2	$\rho_o; \rho_s$, кг/м ³	850; 14
$\rho_w; \rho_r$, кг/м ³	1000; 2500	α_1, α_2 , Вт/(м ² ·К)	0,00667; 0,02
$h_0; d$, м	5; 400	$S_{wr}; S_{or}$, д. е.	0,2; 0,2
$\Delta P_l/\Delta P_p$	0,0225	c , м	100

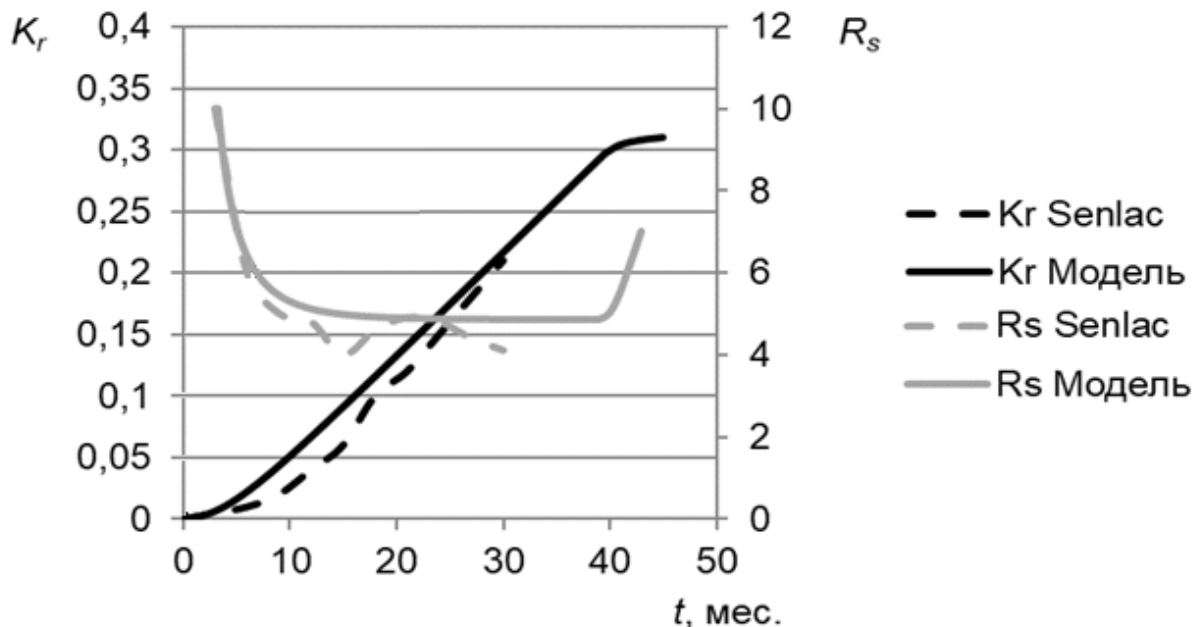


Рис. 2.3.14. Сопоставление рассчитанной динамики коэффициента извлечения нефти и паронефтяного отношения с промышленными данными по месторождению Senlac [55].

Как правило, при реализации процесса парогравитационного дренажа нагнетательные скважины расположены над добывающими. Такая схема расположения скважин является традиционной. Однако возможна конфигурация, при которой ряды добывающих и нагнетательных скважин смещены друг относительно друга по горизонтали. Такая схема называется шахматной [106] (рис. 2.3.15).

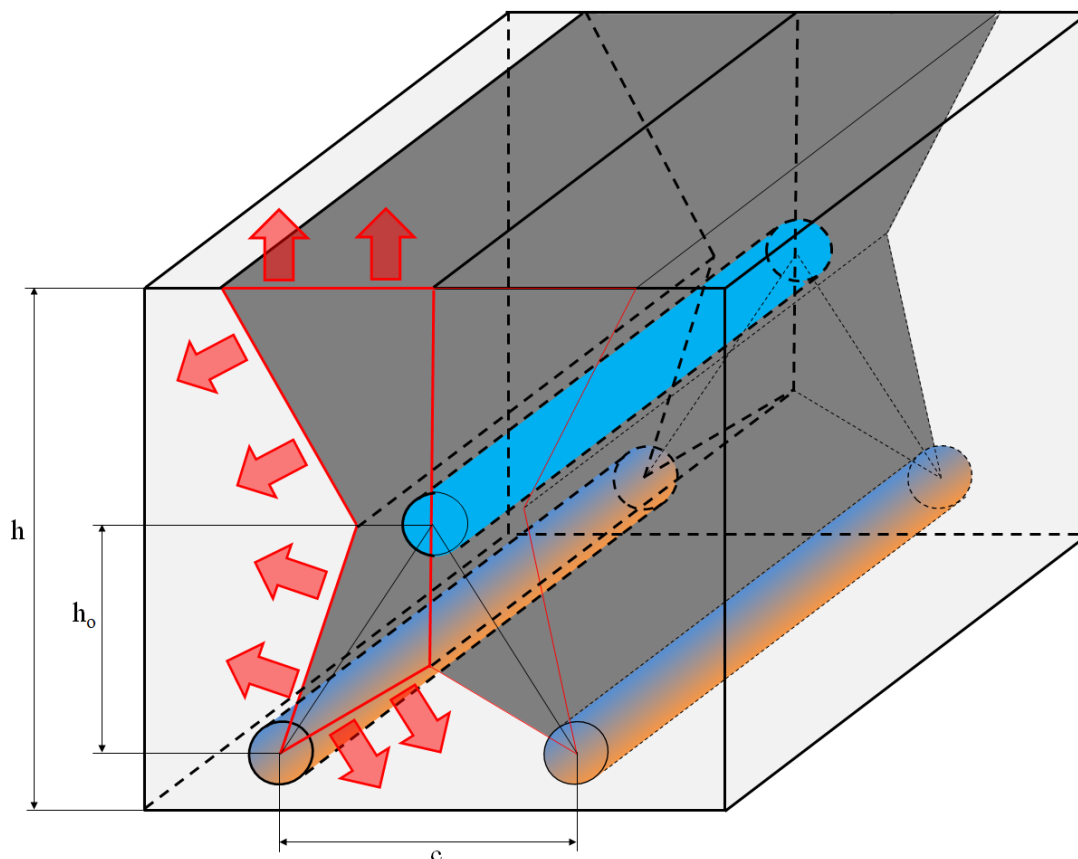


Рис. 2.3.15. Шахматная схема расположения скважин.

Сравнение традиционной и шахматной схем расположения скважин проводится на примере модельного пласта (табл. 2.3.5). При таких параметрах критический расход пара для инициации процесса парогравитационного дренажа в случае традиционной схемы расположения скважин составляет 10,4 т/сут., в случае шахматной – 37,3 т/сут. При этом, как показывают расчёты, прогрев межскважинной зоны идёт в 2 раза дольше для шахматной схемы расположения скважин, а конечный охват пласта тепловым

воздействием составляет 0,53 в обоих случаях. Поэтому рекомендуется использовать традиционную схему расположения скважин для процесса парогравитационного дренажа.

Таблица 2.3.5. Характеристики модельного пласта для анализа влияния схемы расположения скважин.

Параметр	Значение	Параметр	Значение
T_0 , К	288	h , м	30
$T_{s1}; T_{s2}$, К	438; 438	m , д. е.	0,4
l , МДж/кг	2,3	$c_s; c_r$, Дж/(кг·К)	4400; 450
$c_o; c_w$, Дж/(кг·К)	4500; 4200	G_s , т/сут.	47,5
$\mu_s; \mu_w; \mu_{oh}$, мПа·с	0,164; 1; 1	$\rho_o; \rho_s$, кг/м ³	850; 114
$\rho_w; \rho_r$, кг/м ³	1000; 2500	α_1, α_2 , Вт/(м ² ·К)	0,1; 0,3
$h_0; d$, м	15; 100	$S_{wr}; S_{or}$, д. е.	0; 0
$\Delta P_l/\Delta P_p$	0,2	c , м	93

В соответствии с *шестым пунктом* разработанной комплексной методологии определяется эффективное расстояние между парами скважин по критерию максимального коэффициента извлечения нефти для месторождения Fengcheng (Китай) (табл. 2.3.6) [56]. При таких условиях прогнозный коэффициент извлечения нефти составит 45%. Проведено определение эффективного расстояния между соседними парами скважин (рис. 2.3.16) для достижения максимального коэффициента извлечения нефти. Это расстояние равно 25 м.

Таблица 2.3.6. Промысловые данные по месторождению Fengcheng [56].

Параметр	Значение	Параметр	Значение
T_0 , К	323	h , м	20
$T_{s1}; T_{s2}$, К	443; 403	m , д. е.	0,305
l , МДж/кг	2,3	$c_s; c_r$, Дж/(кг·К)	4400; 920
$c_o; c_w$, Дж/(кг·К)	4500; 4200	G_s , т/сут.	95
$\mu_s; \mu_w; \mu_{oh}$, мПа·с	0,164; 0,2; 3	$\rho_o; \rho_s$, кг/м ³	850; 50
$\rho_w; \rho_r$, кг/м ³	1000; 2500	α_1, α_2 , Вт/(м ² ·К)	0,165; 0,5
$h_0; d$, м	5; 490	$S_{wr}; S_{or}$, д. е.	0,2; 0,3
$\Delta P_l/\Delta P_p$	0,21	c , м	30

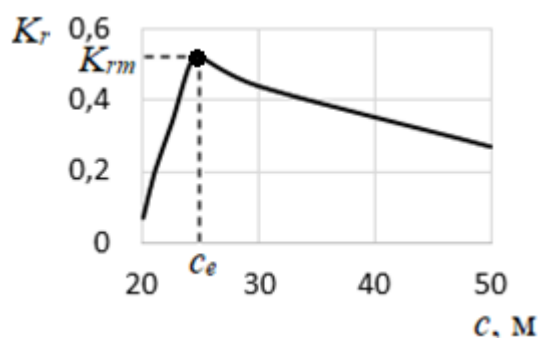


Рис. 2.3.16. Результаты определения эффективного расстояния между парами скважин для месторождения Fengcheng по критерию максимального коэффициента извлечения нефти.

Определение эффективного расстояния между соседними парами скважин позволяет повысить прогнозный коэффициент извлечения нефти на 7% по сравнению с базовым вариантом. Таким образом, повышена эффективность процесса SAGD по расстоянию между парами скважин и по результату от теплового воздействия, что имеет практическое значение при добыче нефти.

ГЛАВА 3. МЕТОД АНАЛИЗА МОДЕЛЕЙ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ВЫСОКОВЯЗКИХ ФЛЮИДОВ И ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

3.1. Подходы к моделированию устойчивости вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде

В настоящее время среди активно разрабатываемых месторождений существенную долю составляют месторождения высоковязкой нефти [1, 107]. Большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, предполагающих использование системы поддержания пластового давления путём закачки в пласт воды [108]. За счёт разности подвижностей нефти и воды может возникать неустойчивость фронта вытеснения, что приводит к преждевременному обводнению добываемой продукции по промытым каналам [109, 110] (рис. 3.1.1).

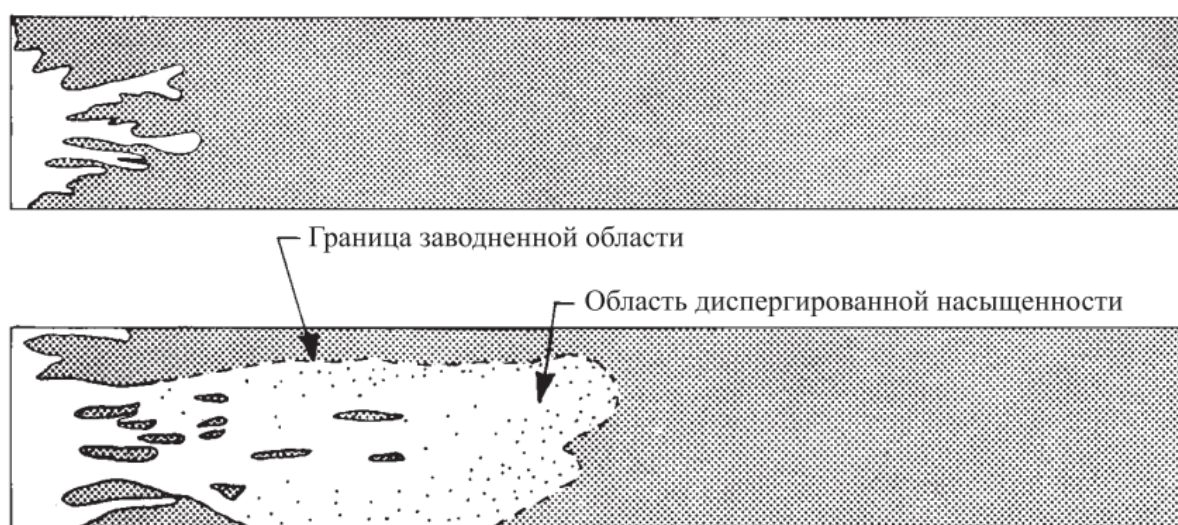


Рис. 3.1.1. Область преимущественного прорыва воды при неустойчивом вытеснении [109, 110].

Традиционным подходом к описанию процессов вытеснения нефти водой является использование моделей Баклея-Левретта [111–113] (поршневое вытеснение) и Рапопорта-Лиса [112, 113]. В модели Баклея-

Левретта выделяется чёткая граница, отделяющая вытесняемую и вытесняющую фазы. Эта граница является фронтом вытеснения. В основе модели Баклея-Левретта [111, 113] лежат законы сохранения массы и импульса фаз в изотермическом приближении. При этом считается, что моделируемые фазы являются несжимаемыми, фазовые переходы отсутствуют, динамические вязкости фаз постоянны, скелет пористой среды недеформируемый, пористость распределена однородно. Обычно рассматривается одномерное вытеснение. Эта модель подразумевает введение специальной функции, характеризующей долю воды в двухфазном потоке, и носящую название функции Баклея-Левретта. Основное уравнение модели является гиперболическим уравнением первого порядка, следствием чего является движение фронта вытеснения нефти водой в виде бегущей волны, движущейся с постоянной скоростью. Решение такого уравнения может быть получено аналитически с помощью метода характеристик или автомодельной переменной [113] или графически по методу Велджа [114].

Модель Баклея-Левретта в классическом случае не описывает влияние гравитационных сил. Однако возможно учесть наличие этих сил при описании перепада давления в законе Дарси. Подстановка скорости фильтрации с учётом гидростатического давления в закон сохранения массы позволяет получить модель Баклея-Левретта с учётом гравитационных сил. Это влияние проявляется в наклонных пластах. Поворот системы координат на угол наклона пласта позволяет рассматривать вытеснение нефти водой по-прежнему в одномерной постановке задачи. Вводится параметр, являющийся отношением гравитационных сил к вязкостным. Как правило, угол наклона пласта является небольшим, и основной вклад в вытеснение нефти водой вносят гидродинамические силы.

В модели Рапопорта-Лиса [112] выделяется переходная зона, вызванная наличием капиллярных сил, приводящих к размытию фронта вытеснения нефти водой. Такая переходная зона называется стабилизированной. Эта модель подразумевает учёт капиллярных сил в уравнении вытеснения нефти

водой в виде дополнительного слагаемого. В таком случае капиллярное число является малым параметром, определяющим ширину стабилизированной зоны.

В большинстве классических моделей вытеснения нефти водой пренебрегается явлениями неустойчивости, вызванными разностью подвижностей вытесняемой и вытесняющей фаз.

Одним из первых подходов к описанию образования «языков» обводнённости является модель С. Хилла [115]. В этой модели рост языка обводнённости обусловлен превышением давления за фронтом вытеснения над давлением перед фронтом. Условие устойчивости выводится из классического закона Дарси с учётом гравитационных сил [116].

В случае наклонного пласта существенное влияние на устойчивость фронта вытеснения нефти водой оказывают гравитационные силы [117]. При низких скоростях фильтрации за счёт гравитационных сил фронт вытеснения нефти водой становится горизонтальным (рис. 3.1.2а), что свидетельствует о гравитационной сегрегации фаз. В случае высокой скорости фильтрации из-за неустойчивости за счёт гравитационных сил вблизи нижней границы пласта образуется «язык», по которому прорывается вода (рис. 3.1.2б).

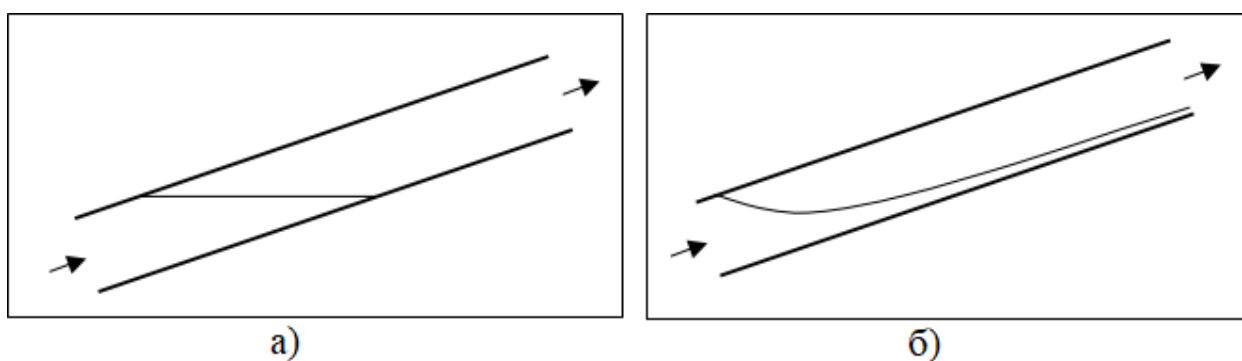


Рис. 3.1.2. Форма фронта вытеснения нефти водой в наклонном пласте при низкой (а) и высокой (б) скорости фильтрации.

Дитц [117] решал задачу в рамках следующих допущений: рассматривается одномерная фильтрация, ось координат x выбрана таким

образом, чтобы она совпадала с направлением наклона пласта, отсутствуют капиллярные силы, скелет пористой среды и флюиды считаются несжимаемыми. При этих допущениях записываются законы Дарси для фаз. В рамках такой задачи устойчивость фронта вытеснения нефти водой определяется значением угла наклона фронта к оси x . Если этот угол является положительным, то будет наблюдаться устойчивое вытеснение. Это позволяет ввести предельную скорость нагнетания воды, при которой фронт вытеснения ещё будет устойчивым.

Экспериментальные исследования устойчивости были проведены в работе Петерса и Флока [118]. На модели эффективного грунта было исследование влияния капиллярных сил и сил вязкого трения на устойчивость фронта вытеснения нефти водой. В случае, если вязкость нефти на порядок превышает вязкость воды, наблюдается процесс образования «языков» прорыва воды. Однако в случае гидрофильной породы действие капиллярных сил приводит к росту этих «языков» в поперечном направлении и выравниванию фронта вытеснения. Для гидрофобной породы этого процесса не наблюдается. Подтверждение указанных выводов было получено также в работах [119, 120].

Фундаментальные эксперименты по исследованию устойчивости фронта вытеснения нефти водой были проведены П. Саффманом и Г. Тэйлором [121]. Экспериментальная установка представляет собой две параллельные круглые пластины с небольшим зазором между ними (ячейка Хеле-Шоу) (рис. 3.1.3). В центре одной из них имеется отверстие для закачки воды. Нефть насыщает пространство между пластинами. При вытеснении высоковязкой нефти водой наблюдалось образование протяжённых «языков» преимущественного прорыва воды.

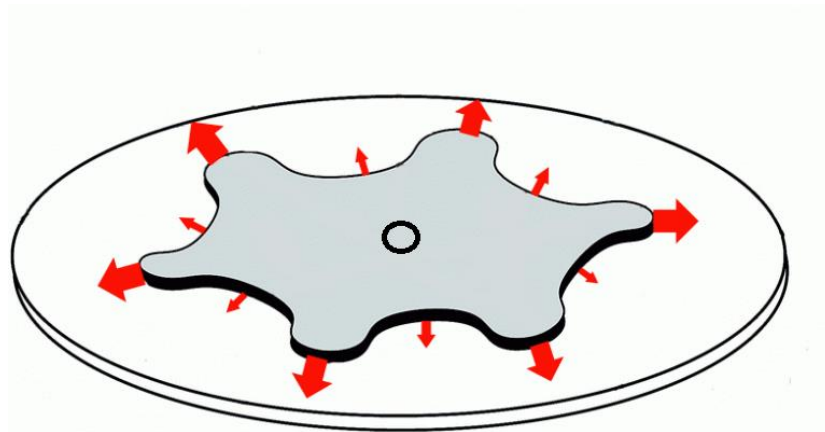


Рис. 3.1.3. Ячейка Хеле-Шоу.

Саффман и Тейлор [121] предложили критерий устойчивости вытеснения нефти водой на основе своей математической модели. Рассматривалась изотропная пористая среда, задана скорость вытеснения нефти водой. Поля давления определяются из закона Дарси, записанного для каждой из фаз. Вводится малое возмущение фронта вытеснения в виде флуктуационной волны. Сравниваются значения давления перед и за фронтом вытеснения. В результате делается вывод о наличии неустойчивости фронта вытеснения в случае, если вязкость нефти больше вязкости воды.

Моделирование процессов устойчивости фронта вытеснения проводилось также для реальных пластов с учётом адсорбции [122], переменного расхода [123, 124] и многофазного потока [125]. Во всех случаях закачка значительно менее вязкой жидкости по сравнению с вытесняемым флюидом приводит к образованию неустойчивости фронта вытеснения.

Для предотвращения указанной проблемы проводились исследования устойчивости процесса вытеснения нефти водой с добавлением загустителей [126]. Такими загустителями могут быть полимерные добавки, суспензии, в том числе графитовые. На основе подобных исследований Бублик и Семин [127] делают вывод, что в случае несмешивающихся жидкостей определяющим фактором, препятствующим развитию неустойчивости, являются капиллярные силы, характеризуемые капиллярным числом.

В задачах нефтегазовой промышленности наиболее частым режимом вытеснения является плоскорадиальная фильтрация [116]. Поэтому в работе [127] рассматривается круговой элемент пласта, вскрытый одной нагнетательной скважиной (рис. 3.1.4), вокруг которой расположено 8 добывающих скважин. Нагнетательная скважина расположена в центре и предназначена для закачки воды, вытесняющей высоковязкую нефть. Расстояние между нагнетательной и любой добывающей скважиной составляет 3 м, а радиус пласта – всего 5 м. Радиус скважин традиционно принят равным 0,1 м [127].

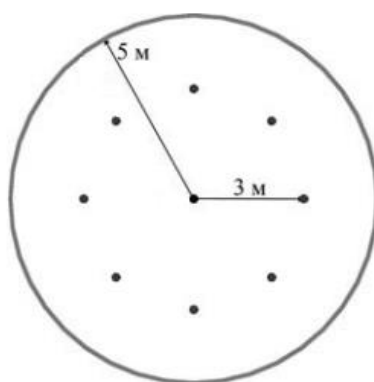


Рис. 3.1.4. Геометрия расчётной области в работе [127].

Математическая постановка задачи состоит в использовании закона сохранения и закона Дарси. На границах пласта задаются условия непротекания, на скважинах – постоянное давление. Относительные фазовые проницаемости аппроксимированы по корреляциям Брукса-Кори [127]. Полученная система уравнений решается методом конечных объёмов. Численная сетка сформирована из элементов треугольной формы. В качестве критерия устойчивости вводится отношение коэффициентов динамической вязкости нефти и воды.

Вопросами устойчивости вытеснения неньютоновских жидкостей занимался В. А. Байков [128]. В этом случае постановка задачи должна учитывать нелинейность законов фильтрации. Флуктуационные возмущения

градиента давления при различии вязкостей нефти воды на несколько порядков приводят к возникновению и развитию «языков» вытесняющей жидкости.

Особую актуальность вопросы устойчивости вытеснения одного флюида другим приобретают при закачке пара в пласт, поскольку отношение подвижностей пара и нефти, как правило, более 10, что, как показано в работе К. М. Федорова и Р. Ф. Шарафутдинова [40], приводит к развитию неустойчивости. Постановка задачи в таком случае, как отмечено в работе А. Ф. Зазовского [129], осложняется фазовыми переходами, что приводит к необходимости оценки устойчивости поверхности фазового перехода. Эта оценка проводится в рамках классической теории Саффмана-Тейлора [121]. Математическая модель неизотермической фильтрации включает не только законы сохранения массы фаз и импульса с учётом межфазного обмена, но и закон сохранения энергии [40]. Для оценки устойчивости поверхности фазового перехода вносятся флуктуационные возмущения концентрации фаз [129]. Условие устойчивости определяется только отношением подвижностей фаз и не зависит от применяемого метода увеличения нефтеотдачи [129].

Одним из аспектов, определяющих эффективность парогравитационного дренажа, является устойчивость фронта вытеснения нефти паром. Именно этот фронт и является фронтом конденсации. Устойчивость фронта вытеснения определяет форму паровой камеры, следовательно, и охват пласта тепловым воздействием. В свою очередь, это влияет на дебит нефти [130].

Метод парогравитационного дренажа применяется на месторождениях со сверхвысокой вязкостью нефти, поэтому отношение подвижностей пара и нефти может достигать десятков миллионов. Сейсмические исследования, проведённые на работающих скважинах месторождения Christina Lake [130], показывают образование «языков» прорыва пара. Наличие этих «языков» в первую очередь обусловлено именно разницей подвижностей нефти и пара, а не анизотропией фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Для оценки устойчивости фронта вытеснения нефти паром при парогравитационном дренаже Жу и Гейтсом [130] разработана математическая модель, сформулированная в двухфазной постановке. Фазами в этой модели являются нефть и пар. Предполагается, что фазы имеют постоянную вязкость, а на границах поровых каналов ставится условие прилипания. Критериальный анализ, проведённый в работе [130], показывает, что влияние капиллярных и вязких сил незначительно по сравнению с влиянием гравитационных. Пар и нефть движутся в поровом канале в виде слоистой системы из-за гравитационного разделения фаз.

Критериями устойчивости, в соответствии с работой [130], являются равенство скоростей фаз на границе раздела и равенство вязких напряжений, рассчитываемых по закону вязкого трения Ньютона. В основе модели лежат законы сохранения массы и энергии. Для оценки устойчивости вносится флуктуационное возмущение температуры. Авторы работы [130] показывают, что при большом отношении подвижностей пара и нефти скорость роста паровой камеры зависит от времени нелинейно.

Таким образом, в настоящее время теория устойчивости фронта вытеснения нефти водой разработана для различных пластовых процессов. Однако часть критериев в этой теории остаётся размерной, в то время как другая часть – безразмерной. Это не позволяет установить критические значения, когда вытеснение нефти водой будет неустойчивым, а также найти связь различных критериев между собой. Кроме того, анализ устойчивости вытеснения нефти водой остаётся отдельной задачей, не рассматриваемой в комплексе с другими задачами, описывающими пластовые процессы. Поэтому применение разработанной в диссертационной работе комплексной методологии для анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей является целесообразным.

3.2. Современное состояние описания фильтрации вязкопластичных жидкостей

Высоковязкая нефть характеризуется сложными реологическими свойствами. Для движения такой нефти необходимо преодолеть предельный градиент давления, при котором начинается процесс фильтрации. В этом случае нефть является вязкопластичной жидкостью.

В исследованиях [131] отмечается, что при высоком содержании смолистых компонентов, парафинистых и асфальтеновых отложений в нефти она приобретает неньютоновские свойства. При этом в химическом составе нефти преобладают тяжёлые углеводородные фракции, которые, во многом, и определяют её физико-химические свойства. Фильтрации такой нефти в пласте затруднительна, а скорости фильтрации невысоки и не описываются законом Дарси.

Петрофизические исследования показывают, что при течении тяжёлой нефти в керне при низких перепадах давления значение скорости фильтрации не соответствует закону Дарси, при котором скорость фильтрации линейно зависит от градиента давления (рис. 3.2.1) [113, 132–134]. Указанное явление сохраняется при многофазной фильтрации при различных соотношениях насыщенностей [135]. Помимо нефти, неньютоновскими свойствами обладают суспензии [136], нередко используемые при физико-химических методах интенсификации притока нефти.

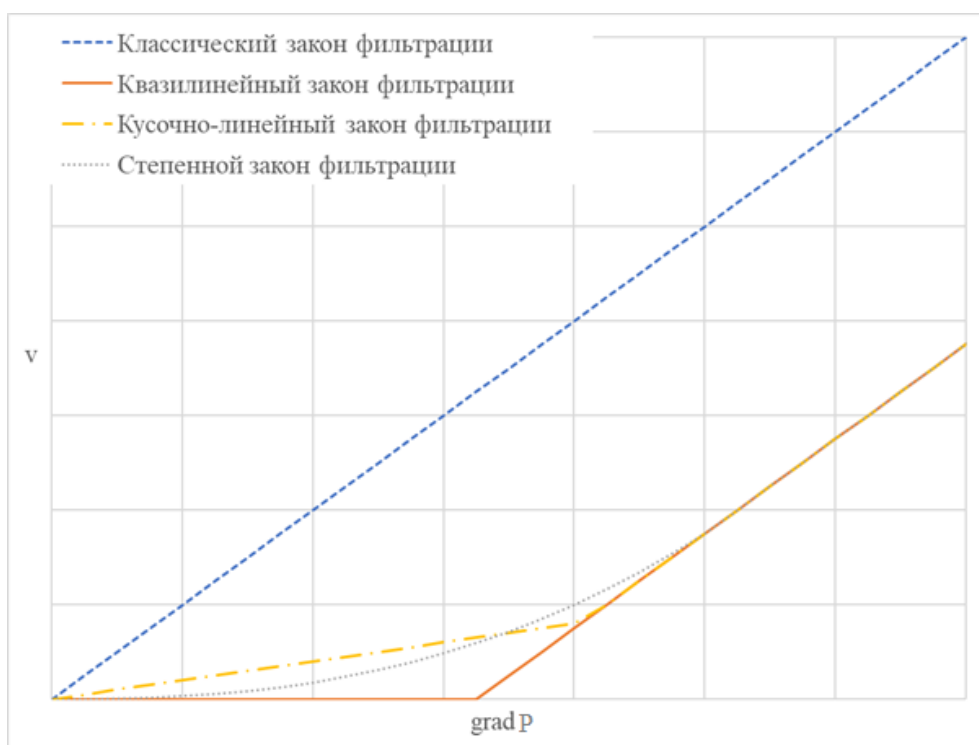


Рис. 3.2.1. Различные зависимости скорости фильтрации от градиента давления.

В пластах со сверхнизкой проницаемостью также наблюдаются отклонения от классического закона фильтрации. В работах Байкова и его соавторов [134, 135] приводятся эксперименты, по результатам которых установлено, что при проницаемостях менее $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ проявляются реологические свойства фильтрующихся флюидов [134, 135]. Это значение проницаемости соответствует нижней границе применимости закона Дарси [137, 138]. При значениях проницаемости выше 10^{-14} м^2 нелинейные эффекты фильтрации практически не проявляются [135]. Помимо проницаемости, существенное влияние на процесс фильтрации флюида оказывает градиент давления. Отклонения от классического закона фильтрации могут наблюдаться уже при депрессиях порядка 10^6 Па , что сопоставимо с промысловыми данными большинства месторождений нефти.

Существуют различные определения предельного градиента давления. В работе Лея и его соавторов [139, 140] этот параметр определяется равенством нулю скорости фильтрации v , что соответствует пересечению

графика её зависимости от градиента давления $\text{grad}P$ с осью абсцисс. Тогда скорость фильтрации является кусочно-непрерывной функцией, терпящей разрыв при равенстве градиента давления значению предельного градиента (рис. 3.2.1). Такой закон фильтрации называется квазилинейным. Другое определение [135] таково: предельный градиент давления – значение градиента давления, начиная с которого производная функции скорости фильтрации от градиента давления по этому аргументу становится постоянной. Точка пересечения графика зависимости скорости фильтрации от градиента давления с осью абсцисс называется начальным градиентом давления [135].

Кроме вязкопластичной жидкости, существуют и другие реологические модели [141]. В частности, используются степенная зависимость скорости фильтрации от градиента давления (рис. 3.2.1) [142], упрощённые эмпирические корреляции [135], кусочно-линейные функции проницаемости от градиента давления с использованием лабораторных или промышленных данных [139, 143] (рис. 3.2.1).

Для объяснения отклонения фильтрации от классического закона Дарси можно использовать теорию пограничного слоя [135, 144]. В результате взаимодействия флюида и поверхности пористой среды выделяется пограничный слой, в котором свойства флюида (вязкость, термодинамические параметры) отличны от тех, что имеются в середине порового пространства [134, 145]. Влияние пограничного слоя особенно заметно в маленьких порах [146, 147]. При превышении предельного градиента давления в таких порах пограничный слой вовлекается в процесс фильтрации. Высокопроницаемые пористые среды характеризуются большими радиусами поровых каналов, за счёт чего эффект влияния пограничного слоя незаметен. Данные экспериментов по фильтрации дистиллированной воды в капиллярах разного диаметра подтверждают, что нелинейные эффекты фильтрации проявляются сильнее в трубках меньшего радиуса [145]. Нелинейные законы фильтрации за

счёт обозначенного эффекта могут наблюдаться и при движении ньютоновских жидкостей [134, 135].

Другой причиной наличия предельного градиента давления являются особенности межмолекулярного взаимодействия в фильтрующемся флюиде. Эти особенности обуславливают реологические свойства флюида, что сильнее проявляется в низкопроницаемом пласте [145, 146].

Экспериментами также было установлено, что значение предельного градиента давления возрастает при уменьшении проницаемости пласта [133, 135, 144], что подтверждает указанные рассуждения. При этом само значение предельного градиента давления определяется геолого-физическими свойствами пористой среды [139].

Большой объём лабораторных исследований, проведённый на керновом материале Приобского месторождения, позволяет установить зависимость скорости фильтрации от градиента давления [148]. Выделены зоны, в которых проявлялись нелинейные эффекты. На основе этого проведена классификация пород, учитывающая фильтрацию в низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых пористых средах. В ряде случаев при разработке таких пористых сред отмечается развитие техногенных трещин [148] вследствие роста давления и его превышения предела прочности породы. Указанные эффекты учитываются при выборе системы разработки.

Развитием такого подхода являются работы Луо и его соавторов [149]. Показано, что для пористых сред со сверхнизкой проницаемостью закачка воды приводит к большему коэффициенту извлечения нефти, чем закачка газа, в то время как для более проницаемых пористых сред наблюдалась большая нефтеотдача именно при закачке газа.

Поскольку проведённые эксперименты позволяют выделить различные типы пород и пластов по проницаемости, фильтрация в которых описывается по разным законам, предсказание параметров работы скважин без предварительного математического моделирования не представляется возможным. В вопросах моделирования разработки нефтяных месторождений

широко распространённым подходом является использование коммерческих гидродинамических симуляторов. В большинстве из них используется классический закон фильтрации Дарси, не учитывающий реологию нефти. Те, из них, что учитывают нелинейные законы фильтрации, требуют большого объёма входных данных и не позволяют проводить экспресс-оценки процесса добычи нефти.

Одним из наиболее распространённых подходов для описания процесса фильтрации высоковязкой нефти является учёт в законе Дарси предельного градиента давления. Тогда закон фильтрации соответствует вязкопластичной жидкости и при превышении градиентом давления значения предельного градиента выглядит следующим образом [135]:

$$\vec{v}_o = -\frac{k}{\mu_o} (\text{grad } P - \vec{\gamma}_l), \quad (3.2.1)$$

где v_o – скорость фильтрации нефти, k – абсолютная проницаемость пласта, γ_l – предельный градиент давления.

Модуль скорости зависит от градиента давления в виде кусочно-линейной функции:

$$v_o = \begin{cases} \frac{k}{\mu_o} (|\text{grad } P| - \gamma_l), & |\text{grad } P| > \gamma_l, \\ 0, & |\text{grad } P| \leq \gamma_l. \end{cases} \quad (3.2.2)$$

В работе Байкова и его соавторов [134] предлагается при значениях градиента давления, близких к значению предельного градиента давления, описывать скорость фильтрации по следующему закону:

$$v_o = \frac{k}{\mu_o} f_1(|\text{grad } P|) (|\text{grad } P| - \gamma_l), \quad (3.2.3)$$

где $f_1(|\text{grad } P|)$ – функция, определяющая кривизну зависимости скорости фильтрации от градиента давления при значениях $\text{grad } P$, близких к γ_l .

Иной подход к описанию скорости фильтрации высоковязкой нефти – использование при небольших скоростях фильтрации степенного закона [142]

$$v_o = \frac{k}{\mu_o} C_v \left(\frac{dP}{dr} \right)^{n_v}, \quad (3.2.4)$$

где C_v – эмпирический безразмерный коэффициент, n_v – показатель степени.

В случае, если скорость фильтрации достаточно велика, для её описания используется уравнение (3.2.1).

В общем случае вязкость нефти существенно зависит от термобарических условий, причём для высоковязкой нефти при небольшом изменении температуры вязкость нефти изменяется на несколько порядков. Однако реологические свойства флюида могут быть учтены не только в формуле для определения динамической вязкости, но и зависимостью проницаемости пласта k от градиента давления, что, однако, является моделью, т.к. в общем случае проницаемость пласта от градиента давления не зависит. В такой модели скорость фильтрации определяется из уравнения [139]:

$$v_o = \frac{k(|\text{grad } P|)}{\mu_o} |\text{grad } P|, \quad (3.2.5)$$

где функция $k(|\text{grad } P|)$ определяется в ходе лабораторных экспериментов по фильтрации флюида через образец горной породы с низкой или сверхнизкой проницаемостью. Наиболее корректно считать, что

$$k(|\text{grad } P|) = k f_2(|\text{grad } P|), \quad (3.2.6)$$

где $f_2(|\text{grad } P|)$ – нормированная безразмерная функция, определяемая экспериментально, значения которой не превышают единицы. Выражение (3.2.6) учитывает неизменность абсолютной проницаемости пласта.

Помимо проницаемости и вязкости, на расходные характеристики фильтрационных течений оказывает влияние распределение давления в пласте. Уравнением, определяющим это распределение, является уравнение пьезопроводности, получаемое из законов сохранения массы и импульса. Для вязкопластичной жидкости оно имеет вид [95]:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \begin{cases} \alpha \text{div} \left(\left(1 - \frac{\gamma_l}{|\text{grad } P|} \right) \text{grad } P \right), & |\text{grad } P| > \gamma_l, \\ 0, & |\text{grad } P| \leq \gamma_l, \end{cases} \quad (3.2.7)$$

где α – коэффициент пьезопроводности, определяемый как

$$\alpha = \frac{k}{\beta_r m \mu_o}, \quad (3.2.8)$$

здесь β_r – коэффициент сжимаемости насыщенной пористой среды.

Анализ уравнения (3.2.7) с учётом (3.2.8) показывает, что в более проницаемых пластах возмущения давления распространяются быстрее, а наличие сжимаемости препятствует мгновенному установлению давления на любых расстояниях. Учёт реологических свойств нефти приводит к отсутствию фильтрации при значениях градиента давления меньшего предельного, в таком случае и распределение давления будет стационарным.

После нахождения распределения давления можно определить расходы на добывающих скважинах с учётом законов фильтрации.

Следует отметить, что в низкопроницаемых пористых средах только использование нелинейных законов фильтрации при математическом моделировании позволяет корректно спрогнозировать управляющие параметры работы скважин в долгосрочной перспективе [133, 139]. При этом в большинстве случаев получение аналитических решений затруднительно, поэтому моделирование требует применения численных методов. В работе [143] проводится численное моделирование нелинейных эффектов фильтрации в пластах со сверхнизкой проницаемостью. Установлено, что радиус контура питания скважины в таких пористых средах составляет не более 50-60 м. В работе [146] показано, что с увеличением значения предельного градиента давления расход нефти в добывающей скважине ожидаемо снижается сильнее, чем при фильтрации нефти по классическому закону. Указывается, что нелинейные эффекты фильтрации наблюдаются в пористых средах с высоким содержанием глин, что и обуславливает их низкую проницаемость.

При этом анализ формулы (3.2.2) показывает, что при превышении градиентом давления значения предельного градиента на несколько порядков процесс фильтрации нефти может быть описан классическим законом Дарси.

В настоящее время недостаточно проработано исследование переходных режимов между фильтрацией по нелинейному закону и по классическому закону. Большинство исследователей не вводят критерии подобия указанных процессов, не анализируется физический смысл этих критериев. На сегодняшний момент времени существует большое количество эмпирических зависимостей, описывающих нелинейные эффекты фильтрации, однако универсальных закономерностей не имеется [146].

3.3. Метод анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей

Для введения критериев подобия, позволяющих проанализировать модели тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей в пористой среде для выявления характерных особенностей и стадий процесса, целесообразно применить разработанную комплексную методологию. На её основе можно сформулировать метод анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей в пористой среде (критериальный метод), заключающийся в следующем:

1. Применение *первого пункта* комплексной методологии, заключающегося в выделении симметрии моделируемого процесса, что приводит к снижению размерности рассматриваемой задачи. Осуществляется переход к соответствующей системе координат для снижения размерности уравнений, описывающих процесс вытеснения высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей. В частности, при описании процесса тепломассопереноса высоковязкого флюида выделяется радиальная симметрия, позволяющая записать закон сохранения импульса в одномерном виде [150–152]. В рамках единой концепции при моделировании тепломассопереноса вязкопластичных жидкостей в пористой среде уравнение пьезопроводности, являющееся следствием законов сохранения массы и импульса, также записывается в системе координат с радиальной осью r [153, 154].

2. Применение *пятого пункта* комплексной методологии, заключающегося в анализе условий сохранения массы, импульса и энергии на разрывах и сведение динамики процесса к упрощенному анализу эволюции разрывных решений. Это позволяет записать соотношения для скорости фильтрации на разрыве при анализе устойчивости процесса вытеснения нефти водой [150–152]. При выявлении устойчивого режима вытеснения нефти указанный анализ позволяет определить условие неразрывности потока в рамках классического анализа устойчивости Саффмана-Тейлора [121].

3. Применение *второго пункта* комплексной методологии, заключающегося в обезразмеривании уравнений, описывающих процесс фильтрации высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей, с целью введения критериев подобия, характеризующих устойчивость вытеснения и длительность развития процессов перехода от режима фильтрации, описываемой классическими законами, к фильтрации с предельным градиентом давления. Этот пункт является ключевым при применении метода анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей в пористой среде.

4. Аппроксимация зависимостей безразмерных критериев от безразмерных переменных, позволяющая получить общую формулу для экспресс-оценки режимов течения реологической жидкости в рамках *четвёртого пункта* разработанной комплексной методологии. В рамках анализа модели тепломассопереноса высоковязкого флюида для характеристики устойчивости вытеснения нефти водой рассчитывается зависимость безразмерной критической скорости фильтрации, при которой достигается максимально возможное значение градиента давления, обеспечивающее сохранение устойчивости вытеснения нефти водой, от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов, а затем выявляется упрощённая корреляция между этими параметрами [150–152]. При анализе модели тепломассопереноса вязкопластичной жидкости аналогично выявляется корреляция между безразмерным критическим временем, характеризующим

длительность развития процессов перехода от режима фильтрации, описываемой классическими законами, к фильтрации с предельным градиентом давления, от безразмерного градиента давления в билогарифмических координатах [153, 154].

Применение разработанного критериального метода, опирающегося на комплексную методологию, рассматривается на примере задач устойчивости фронта вытеснения нефти водой и фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления в изотермическом приближении.

3.4. Применение разработанного метода для определения условий устойчивости вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде

Сначала проводится анализ устойчивости фронта вытеснения нефти водой. Рассматривается задача о закачке воды в нефтенасыщенный пласт через вертикальную нагнетательную скважину. Фильтрация нефти описывается законом Дарси (3.2.1). В общем случае устойчивость процесса вытеснения нефти водой определяется градиентом давления перед и за фронтом и подвижностями вытесняемого и вытесняющего фаз. Подвижностью i -ой фазы называется выражение

$$\lambda_i = \frac{kk_{ri}}{\mu_i}. \quad (3.4.1)$$

Подвижности характеризуют отношения фазовых проницаемостей (произведений абсолютной проницаемости на относительную фазовую проницаемость) к вязкости.

Процесс вытеснения является устойчивым в том случае, если подвижность вытесняемой фазы не ниже, чем у вытесняющей:

$$\lambda^+ \geq \lambda^-, \quad (3.4.2)$$

где λ^+ и λ^- обозначают значения подвижности перед и за фронтом вытеснения соответственно.

В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии и *первым пунктом* критериального метода учитывается радиальная симметрия. Тогда

закон Дарси для поршневого вытеснения может быть записан для каждой области в отдельности:

$$U_i = -\frac{kk_{ri}}{\mu_i} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - \rho_i g \sin \Omega \right), \quad (3.4.3)$$

где U_i – скорость в области, насыщенной i -ой фазой, Ω – угол наклона пласта. Давление в фазах считается одинаковым. В случае многофазного потока по закону Дарси записывается суммарная скорость фильтрации:

$$U = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - \rho_w g \sin \Omega \right) - \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - \rho_o g \sin \Omega \right). \quad (3.4.4)$$

Применение *пятого пункта* разработанной комплексной методологии и второго пункта критериального метода для выявления устойчивого режима вытеснения нефти позволяет определить условие неразрывности потока в рамках классического анализа устойчивости Саффмана-Тейлора [121]:

$$\overline{U^+} = \overline{U^-}, \quad (3.4.5)$$

где U^+ и U^- – значения скорости фильтрации перед и за фронтом вытеснения соответственно.

Первоначально рассматривается поршневое вытеснение нефти водой (рис. 3.4.1). На рис. 3.4.1 z – вертикальная координата. Распределение насыщенности при поршневом вытеснении получается из решения классической задачи Баклея-Левретта [111]:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rF(S_w)U) = 0 \quad (3.4.6)$$

при начальном

$$S_w(t = 0, r > r_w) = S_{wr} \quad (3.4.7)$$

и граничном условии

$$S_w(\forall t, r = r_w) = 1 - S_{or} \quad (3.4.8)$$

при постоянной скорости флюида.

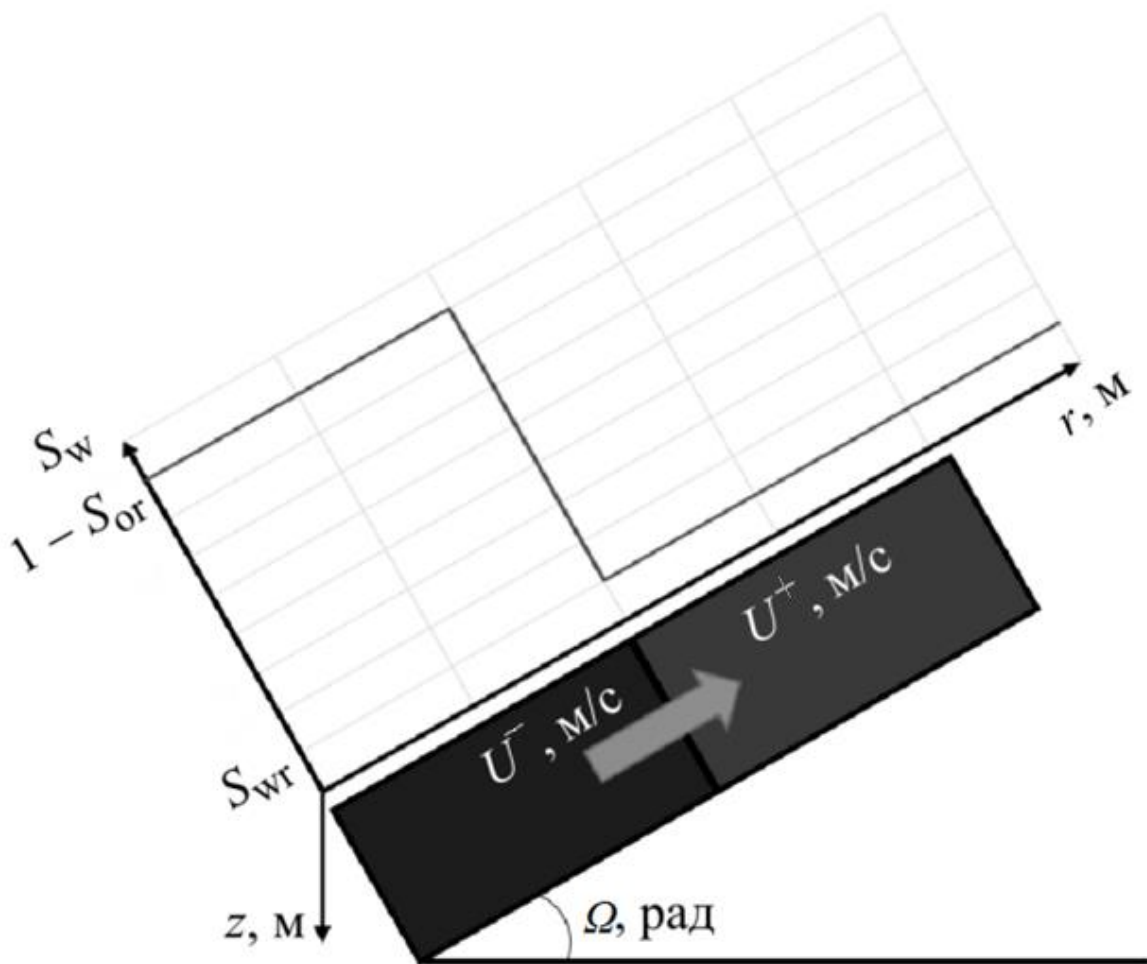


Рис. 3.4.1. Распределение насыщенности при поршневом вытеснении нефти водой.

В формуле (3.4.6) $F(S_w)$ – функция Баклея-Левретта, характеризующая долю воды в общем потоке флюида. Эта функция имеет вид:

$$F(S_w) = \frac{k_{rw}}{k_{rw} + \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro}}. \quad (3.4.9)$$

Значение скоростей фильтрации до и после разрыва насыщенности определяются по закону Дарси как

$$U^+ = k \frac{k_{ro}}{\mu_o} \Big|_{S_{wr}} (|\text{grad } P|^+ - \rho_o g \sin \Omega), \quad (3.4.10)$$

$$U^- = k \frac{k_{rw}}{\mu_w} \Big|_{1-S_{or}} (|\text{grad } P|^- - \rho_w g \sin \Omega). \quad (3.4.11)$$

Значения скоростей флюидов (3.4.10) и (3.4.11) существенным образом зависят от температуры, поскольку коэффициент динамической вязкости также является функцией от температуры. Для высоковязкой нефти зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры имеет экспоненциальный вид (рис. 1.3.1).

При подстановке в выражение (3.4.5) закона Дарси (3.4.3) условия устойчивости Саффмана-Тейлора представляются в следующем виде:

$$M = \frac{\lambda^+}{\lambda^-} > 1, \quad (3.4.12)$$

$$|\nabla P|^+ > |\nabla P|^-, \quad (3.4.13)$$

где λ^+ и λ^- – подвижности (отношения фазовых проницаемостей к вязкости) флюида перед и за фронтом вытеснения соответственно, $|\nabla P|^+$ и $|\nabla P|^-$ – абсолютные значения градиента давления перед и за фронтом вытеснения соответственно, M – отношение подвижностей. При выполнении условия (3.4.13) невозможно попадание потока с большей подвижностью в область с большим градиентом давления, что способствовало бы развитию неустойчивости.

Недостатком классического анализа устойчивости вытеснения нефти водой (3.4.12), (3.4.13) является размерный вид условия (3.4.13), при том что критерий (3.4.12) является безразмерным параметром. Поэтому следует привести выражение для оценки условия устойчивости через введённый критерий M , а затем завершить процедуру обезразмеривания в рамках *второго пункта* разработанной комплексной методологии и *третьего пункта* критериального метода.

С использованием формул (3.4.10), (3.4.11) условие устойчивости (3.4.5) при введении обозначения (3.4.1) принимает вид

$$\lambda^- (|\text{grad } P|^- - \rho_w g \sin \Omega) = \lambda^+ (|\text{grad } P|^+ - \rho_o g \sin \Omega). \quad (3.4.14)$$

Для приведения выражения (3.4.14) к виду, содержащему критерий (3.4.12), необходимо разделить левую и правую части уравнения (3.4.14) на подвижность флюида за фронтом вытеснения, тогда

$$|\text{grad } P|^- - \rho_w g \sin \Omega = \frac{\lambda^+}{\lambda^-} (|\text{grad } P|^+ - \rho_o g \sin \Omega). \quad (3.4.15)$$

С учётом обозначения (3.4.12) выражение (3.4.15) переписывается в виде

$$M |\text{grad } P|^+ = |\text{grad } P|^- + (M \rho_o - \rho_w) g \sin \Omega. \quad (3.4.16)$$

Для получения безразмерного вида выражения (3.4.16) в рамках разработанной комплексной методологии следует провести обезразмеривание градиента давления следующим образом:

$$C_U = \frac{|\text{grad } P|}{(M \rho_o - \rho_w) g}. \quad (3.4.17)$$

Скорость фильтрации, являющаяся важным параметром при оценке устойчивости вытеснения нефти водой, также нужно обезразмерить. Безразмерная скорость фильтрации вводится как:

$$\hat{U}_i = \frac{U_i \mu_w}{k k_{rw} (1 - S_{or}) (\rho_w - \rho_o) g}. \quad (3.4.18)$$

Тогда можно ввести безразмерную критическую скорость, при которой достигается максимально возможное значение градиента давления, обеспечивающее сохранение устойчивости вытеснения нефти водой. Эта скорость с учётом (3.4.16)–(3.4.18) при поршневом вытеснении определяется по формуле

$$C_U = \frac{\sin \Omega}{M - 1}. \quad (3.4.19)$$

При скорости фильтрации выше той, что определяется выражением (3.4.19), вытеснение нефти водой будет неустойчивым.

В случае непоршневого вытеснения появляется зона смешанного вытеснения, а распределение насыщенности в пласте принимает вид, показанный на рис. 3.4.2.

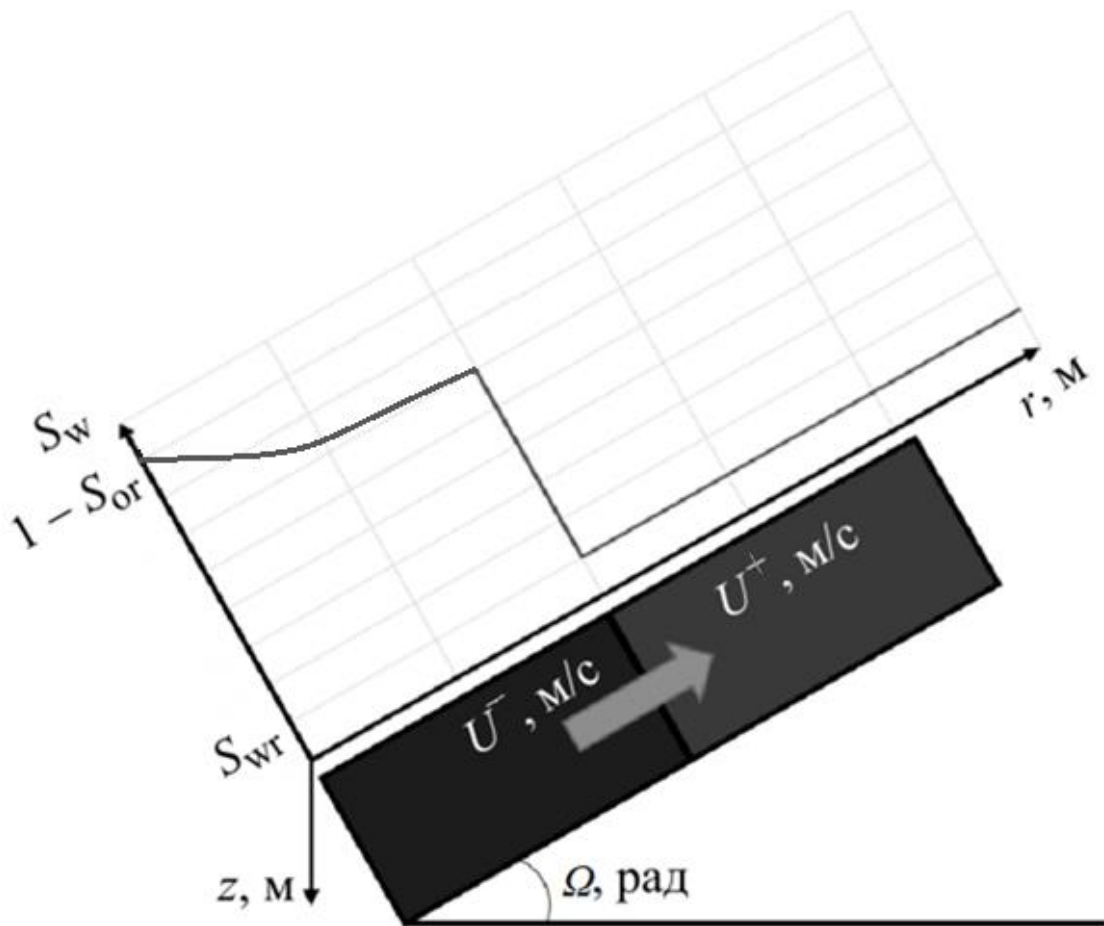


Рис. 3.4.2. Распределение насыщенности при непоршневом вытеснении нефти водой.

Суммарную скорость фильтрации (3.4.4) в этом случае удобно переписать в виде

$$U = k \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} - k \left(\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \rho_o + \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\rho_w - \rho_o) \right) g \sin \Omega. \quad (3.4.20)$$

С учётом обозначения подвижностей (3.4.1), выражения (3.4.20) условие устойчивости Саффмана-Тейлора (3.4.5) принимает вид

$$\lambda^+ \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^+ - (\lambda^+ \rho_o + K_\mu^+ \Delta \rho) g_z = \lambda^- \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^- - (\lambda^- \rho_o + K_\mu^- \Delta \rho) g_z, \quad (3.4.21)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей фаз, а также введены обозначения

$$K_\mu = \frac{k_{rw}}{\mu_w}, \quad (3.4.22)$$

$$g_z = g \sin \Omega. \quad (3.4.23)$$

Аналогичная случаю поршневого вытеснения процедура обезразмеривания с учётом закона Дарси для двух фаз позволяет определить безразмерную критическую скорость вытеснения нефти водой в непоршневом случае:

$$C_U = \left(\Lambda^+ \frac{\left([M - 1] + \left(1 - \frac{k_{rw}^-}{k_{rw}^+} \right) \Delta D \right)}{M - 1} - (\Lambda^+ + \Delta D) \right) \sin \Omega, \quad (3.4.24)$$

где k_{rw}^+ и k_{rw}^- – относительные фазовые проницаемости воды перед и за фронтом вытеснения нефти водой соответственно, а также введены безразмерные комплексы

$$\Lambda^+ = \frac{\lambda^+ \mu_w}{k_{rw}^+}, \quad (3.4.25)$$

$$\Delta D = \frac{\Delta \rho}{\rho_o}. \quad (3.4.26)$$

Критерий устойчивости вытеснения нефти водой (3.4.12) определяется отношением подвижностей нефти и воды, которые, в свою очередь, зависят от относительных фазовых проницаемостей. Значения этих функций зависят не только от насыщенностей фаз, но и от характера смачиваемости этими фазами скелета пористой среды. По значению краевого угла смачивания θ_s выделяют два типа смачиваемой поверхности по отношению к конкретной фазе (рис. 3.4.3): гидрофильная (краевой угол смачивания меньше 90°) и гидрофобная (краевой угол смачивания больше 90°).

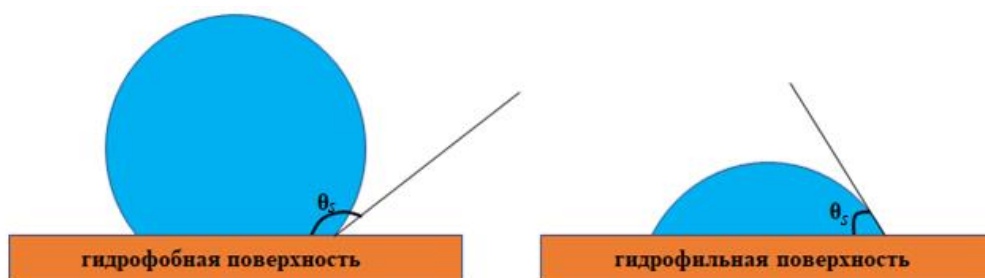


Рис. 3.4.3. Два типа смачиваемости скелета пористой среды.

В качестве примера гидрофильной и гидрофобной пористых сред можно привести терригенный и карбонатный пласты соответственно. В этих пластах значения относительных фазовых проницаемостей и сам вид функций существенно различаются (табл. 3.4.1). В таблице n_w и n_o – показатели степени для корреляций Кори [155] для относительных фазовых проницаемостей воды и нефти соответственно.

Таблица 3.4.1. Модельные значения параметров для корреляций Кори в различных типах породы.

Параметр	Тип пористой среды	
	Гидрофильный	Гидрофобный
S_{wr}	0,1	0,1
S_{or}	0,1	0,2
$k_{ro}(S_{wr})$	0,8	0,4
$k_{rw}(1-S_{or})$	0,1	0,8
n_w	2,0	2,0
n_o	3,0	3,0

Помимо смачиваемости, на значение критерия (3.4.12) существенным образом влияют коэффициенты динамической вязкости флюидов. Зависимость критерия M от отношения вязкости воды к вязкости нефти M_μ для терригенной (гидрофильной) пористой среды приведена на рис. 3.4.4, а для карбонатной (гидрофобной) – на рис. 3.4.5. Пунктирной линией на этих рисунках обозначено критическое значение M , выше которого наблюдается начинается устойчивое вытеснение нефти. Анализ полученных зависимостей показывает, что диапазон отношения вязкостей флюидов, при которых наблюдается устойчивое вытеснение, различен для указанных типов пород.

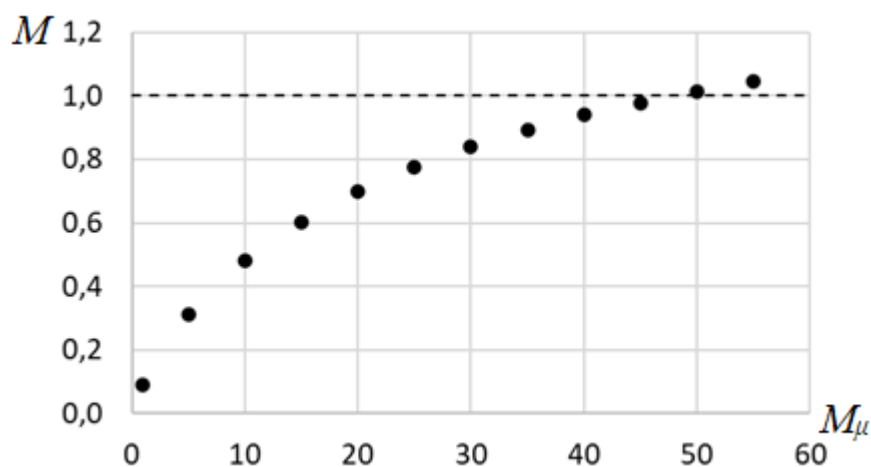


Рис. 3.4.4. Зависимость критерия устойчивости M от соотношения вязкостей флюидов для гидрофильной породы в случае непоршневого вытеснения.

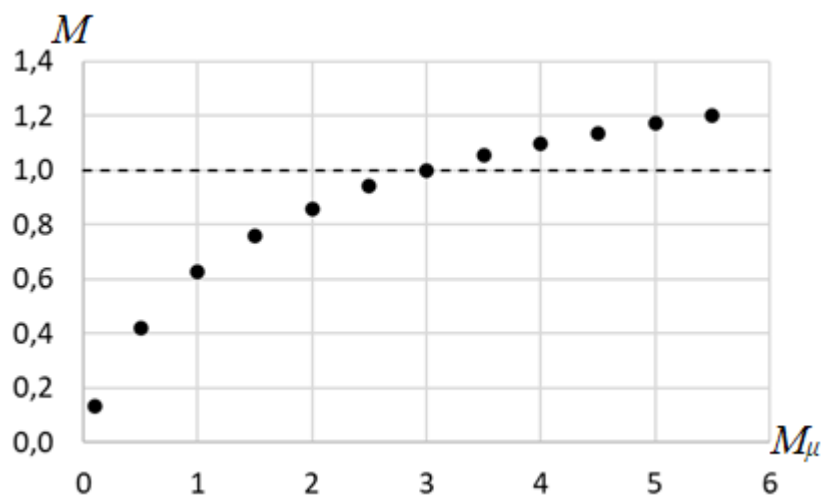


Рис. 3.4.5. Зависимость критерия устойчивости M от соотношения вязкостей флюидов для гидрофобной породы в случае непоршневого вытеснения.

Установленная зависимость критерия M от соотношения вязкостей флюидов имеет существенный недостаток: она изменяется при различном типе смачиваемости породы. Поэтому она не позволяет получать универсальных соотношений для оценок устойчивости вытеснения нефти водой.

В соответствии с *четвёртым пунктом* комплексной методологии и *четвёртым пунктом* критериального метода для получения корреляционных

зависимостей безразмерных критериев от безразмерных переменных необходимо провести расчёты введённых критериев. Такой расчёт можно провести на примере модельного пласта, параметры которого приведены в табл. 3.4.2.

Таблица 3.4.2. Параметры модельного пласта для расчёта критериев устойчивости вытеснения нефти водой.

Параметр	Значение
k	1 Д
$k_{ro}(S_{wr})$	0,8 д.е.
$k_{rw}(1-S_{or})$	0,5 д.е.
S_{wr}	0,1 д.е.
S_{or}	0,1 д.е.
n_w	2,0 д.е.
n_o	3,0 д.е.
ρ_w	1000 кг/м ³
ρ_o	800 кг/м ³
Ω	10°

Результаты этих расчётов приведены на рис. 3.4.6. Анализ этих расчётов показывает, что, в отличие от классического критерия устойчивости M , зависимость предложенного критерия C_U от соотношения вязкостей для разных моделей сохраняет прежний вид.

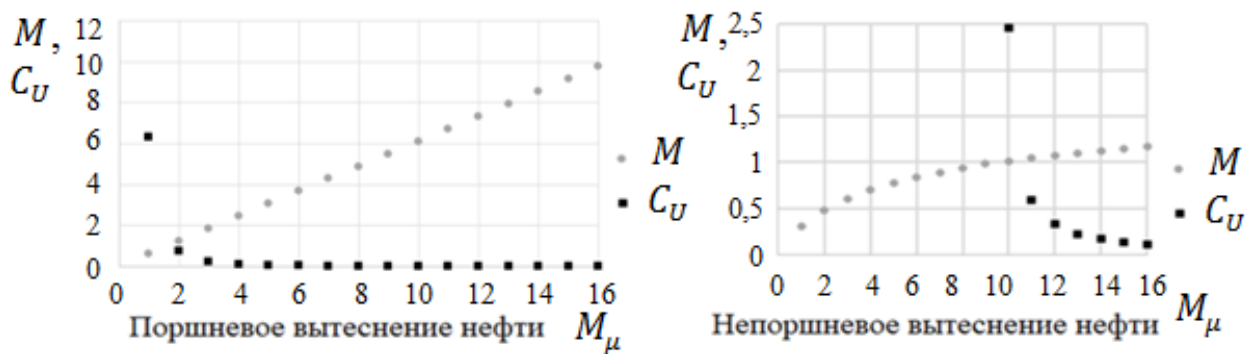


Рис. 3.4.6. Зависимость критериев устойчивости вытеснения нефти водой от отношения вязкостей для различных моделей вытеснения

Для упрощения процедуры оценок устойчивости вытеснения нефти водой удобно использовать аппроксимационные зависимости введённой безразмерной критической скорости от отношения вязкостей флюидов в виде степенных функций:

$$C_U = A_U M_\mu^{B_U}, \quad (3.4.27)$$

где коэффициенты $A_U=6,29$, $B_U=-3,04$ для поршневого вытеснения и $A_U=2 \cdot 10^6$, $B_U=-6,046$ для непоршневого вытеснения.

Таким образом, применение разработанного критериального метода для определения условий устойчивости вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде позволило установить критическую скорость фильтрации, которая характеризует устойчивость вытеснения высоковязкой нефти, в отличие от классических критериев устойчивости не зависящую от режима вытеснения и типа смачиваемости породы флюидом.

3.5. Применение разработанного метода для анализа нелинейных эффектов фильтрации вязкопластичных жидкостей

Другим рассматриваемым примером использования разработанного на основе комплексной методологии метода анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей является физико-математическое моделирование задачи о фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления.

Классически распределение давления [116] в пласте описывается уравнением пьезопроводности

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha \Delta P. \quad (3.5.1)$$

Это уравнение описывает распространение возмущения давления в пластах с ньютоновской жидкостью. В низкопроницаемых пористых средах даже маловязкие нефти могут проявлять неньютоновские свойства. В таком случае уравнение пьезопроводности в виде (3.5.1) не применимо. Тогда предельный градиент давления учитывается в законе Дарси, с использованием которого вместе с законом сохранения массы может быть получено уравнение пьезопроводности неньютоновской жидкости [116] (3.2.7). Анализ этого закона показывает, что расчёты по нему на первых этапах процесса фильтрации жидкости практически совпадают с расчётами по закону (3.5.1). Поэтому необходим анализ нелинейных эффектов фильтрации вязкопластичных жидкостей.

Применение комплексной методологии и критериального метода рассматривается на примере неограниченного по латерали пласта толщиной (мощностью) h . Начальное пластовое давление равно P_r . В центре пласта пробурена вертикальная добывающая скважина радиуса r_w .

В рамках *первого пункта* комплексной методологии и *первого пункта* критериального метода учитывается радиальная симметрия. Тогда уравнение пьезопроводности в одномерной системе координат с радиальной координатой r имеет вид:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\mu_o \nu}{k \alpha} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \psi \left(\frac{Q_o}{\gamma_l r}, \frac{r}{l_d(t)}, \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right], \quad (3.5.2)$$

где ν – характерное значение скорости фильтрации, γ_l – предельный градиент давления, l_d – граница зоны возмущения, ψ – безразмерная функция, связывающая скорость фильтрации и градиент давления, имеющая для вязкопластичной жидкости вид

$$\psi\left(\frac{Q_o}{\gamma_l r}, \frac{r}{l_d(t)}, \frac{\partial P}{\partial r}\right) = \begin{cases} \frac{Q_o \mu_o}{2\pi r h k \gamma_l} \left(1 - \frac{r}{l_d(t)}\right), \frac{\partial P}{\partial r} > \gamma_l, \\ 0, \frac{\partial P}{\partial r} \leq \gamma_l. \end{cases} \quad (3.5.3)$$

Классическое уравнение пьезопроводности (3.5.1) с учётом выделенной симметрии процесса распространения возмущения давления в радиальных координатах принимает вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right). \quad (3.5.4)$$

Для задачи фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления начальное условие соответствует пластовому давлению в невозмущённой части пористой среды:

$$P(r > r_w, t = 0) = P_r. \quad (3.5.5)$$

Одномерное уравнение параболического типа требует задания двух граничных условий. В качестве граничных условий задаётся давление на забое добывающей скважины P_w и давление на бесконечном удалении от этой скважины, равное давлению невозмущённого пласта:

$$P(r = r_w, t > 0) = P_w, \quad (3.5.6)$$

$$P(r \rightarrow \infty, \forall t) = P_r. \quad (3.5.7)$$

Анализ уравнения (3.5.2) с учётом вида функции ψ (3.5.3), проведённый в соответствии с *пятым пунктом* разработанной комплексной методологии и *вторым пунктом* критериального метода, позволяет установить, что фильтрация нефти происходит только в случае превышения градиентом давления значения предельного градиента.

В рамках *второго пункта* комплексной методологии и *третьего пункта* критериального метода проводится процедура обезразмеривания уравнения (3.5.2). Для того чтобы безразмерное давление изменялось в пределах от нуля до единицы, оно вводится следующим образом:

$$\hat{P} = \frac{P - P_w}{P_r - P_w}. \quad (3.5.8)$$

Радиальная координата обезразмеривается на радиус скважины,

поскольку вторая граница удалена на бесконечность. Тогда безразмерная радиальная координата имеет вид:

$$\hat{R} = \frac{r}{r_w}. \quad (3.5.9)$$

Безразмерное время θ вводится таким образом, чтобы уменьшить количество параметров уравнения. Тогда это время принимает вид:

$$\theta = \frac{\alpha t}{r_w^2}. \quad (3.5.10)$$

Важной характеристикой вытеснения нефти водой является объёмный расход нефти Q_o в добывающей скважине, определяемый по закону Дарси:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_o} r_w \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w}. \quad (3.5.11)$$

Он обезразмеривается с учётом формулы Дюпюи так:

$$\hat{Q}_o = \frac{Q_o \mu_o}{2\pi kh (P_r - P_w)}. \quad (3.5.12)$$

Тогда он равен

$$\hat{Q}_o = \left(\frac{\partial \hat{P}}{\partial \hat{R}} \right)_{\hat{R}=1}. \quad (3.5.13)$$

Функция ψ содержит предельный градиент давления, который в рамках *второго пункта* комплексной методологии обезразмеривается следующим образом:

$$\hat{\Gamma} = \frac{\gamma l r_w}{P_r - P_w}. \quad (3.5.14)$$

В таком случае уравнение пьезопроводности (3.5.2) принимает вид:

$$\frac{\partial \hat{P}}{\partial \theta} = \frac{\Pi}{\hat{R}} \frac{\partial}{\partial \hat{R}} \left[\hat{R} \Psi \left(\frac{\hat{Q}_o}{\hat{\Gamma} \hat{R}} \right) \right], \quad (3.5.15)$$

где Π – безразмерный комплекс вида

$$\Pi = \frac{\mu_o v r_w}{k (P_r - P_w)}, \quad (3.5.16)$$

а безразмерная функция, связывающая скорость фильтрации и градиент давления, принимает вид

$$\Psi\left(\frac{\hat{Q}_o}{\hat{\Gamma}\hat{R}}, \frac{\partial\hat{P}}{\partial\hat{R}}\right) = \begin{cases} \frac{\hat{Q}_o}{\hat{\Gamma}\hat{R}}, \frac{\partial\hat{P}}{\partial\hat{R}} > \hat{\Gamma}, \\ 0, \frac{\partial\hat{P}}{\partial\hat{R}} \leq \hat{\Gamma}. \end{cases} \quad (3.5.17)$$

Классическое уравнение пьезопроводности (3.5.1) в безразмерном виде с учётом (3.5.8)–(3.5.10) принимает вид:

$$\frac{\partial\hat{P}}{\partial\theta} = \frac{\partial^2\hat{P}}{\partial\hat{R}^2} + \frac{1}{\hat{R}} \frac{\partial\hat{P}}{\partial\hat{R}}. \quad (3.5.18)$$

Начальное условие (3.5.5) в безразмерном виде записывается так:

$$\hat{P}(\hat{R} > 1, \theta = 0) = 1. \quad (3.5.19)$$

Граничные условия (3.5.6), (3.5.7) с учётом (3.5.8)–(3.5.10) имеют вид:

$$\hat{P}(\hat{R} = 1, \forall\theta) = 0, \quad (3.5.20)$$

$$\hat{P}(\hat{R} \rightarrow \infty, \forall\theta) = 1. \quad (3.5.21)$$

Решение уравнения (3.5.18) можно получить с помощью метода автомодельной переменной. Поскольку это уравнение параболического типа, то автомодельная переменная имеет вид:

$$\xi = \frac{\hat{R}}{2\sqrt{\theta}}. \quad (3.5.22)$$

Это позволяет свести уравнение в частных производных (3.5.18) к обыкновенному дифференциальному уравнению

$$\frac{d^2\hat{P}}{d\xi^2} + \left(\frac{1}{\xi} + 2\xi\right) \frac{d\hat{P}}{d\xi} = 0. \quad (3.5.23)$$

Уравнение (3.5.23) допускает понижение порядка путём замены

$$y_z = \frac{d\hat{P}}{d\xi}. \quad (3.5.24)$$

После интегрирования, обратной замены и вторичного интегрирования, определения констант с учётом начального (3.5.19) и граничных (3.5.20), (3.5.21) условий решение безразмерного уравнения пьезопроводности (3.5.18) принимает вид:

$$\hat{P} = 1 - \frac{\text{Ei}\left(-\frac{\hat{R}^2}{4\theta}\right)}{\text{Ei}\left(-\frac{1}{4\theta}\right)}, \quad (3.5.25)$$

где введена интегральная показательная функция $\text{Ei}(x_{in})$, x_{in} – её аргумент, по определению равная:

$$\text{Ei}(x_{in}) = \int_{-\infty}^{x_{in}} \frac{e^{z_{in}}}{z_{in}} dz_{in}, \quad (3.5.26)$$

а z_{in} – переменная интегрирования.

В безразмерных переменных в случае классического закона фильтрации из решения уравнения пьезопроводности (3.5.18) и закона Дарси динамика дебита нефти (3.5.13) принимает вид:

$$\hat{Q}_o = -\frac{2}{\text{Ei}\left(-\frac{1}{4\theta}\right)} e^{-1/(4\theta)}. \quad (3.5.27)$$

Характерный вид зависимости (3.5.27) показан на рис. 3.5.1.

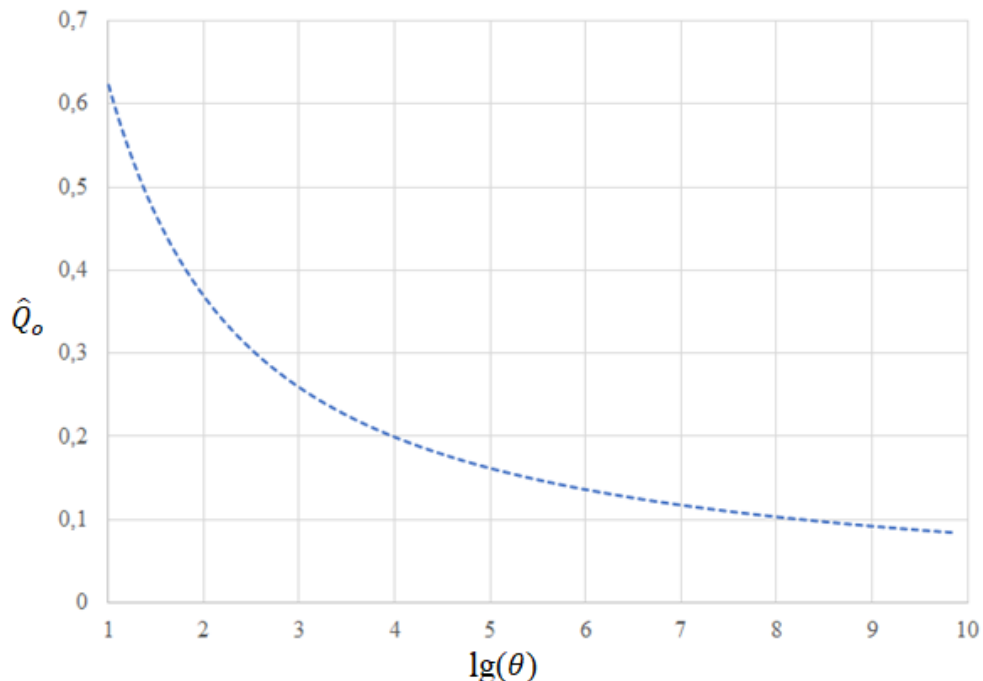


Рис. 3.5.1. Зависимость безразмерного дебита нефти от безразмерного времени при фильтрации по классическому закону.

При рассмотрении фильтрации вязкопластичной жидкости ещё одним важным параметром является граница l_p зоны возмущения давления. Она определяется из уравнения материального баланса нефти в виде уравнения [153, 154]:

$$\frac{d}{dt} \int_0^{l_p} 2\pi r m h \beta_r (P(r, t) - P_r) dr = -Q_o(t). \quad (3.5.28)$$

Внутри этой границы скорость фильтрации нефти задаётся следующим образом:

$$v(r, t) = \frac{Q_o(t)}{2\pi r h} \left[1 - \frac{r}{l_p(t)} \right], \quad r \leq l_p. \quad (3.5.29)$$

Граница зоны возмущения давления обезразмеривается аналогично радиальной координате (3.5.9)

$$\hat{L} = \frac{l_p}{r_w}. \quad (3.5.30)$$

Тогда уравнение для определения давления с учётом (3.5.8)–(3.5.10), (3.5.14), (3.5.28), (3.5.30) имеет вид:

$$\hat{P} - 1 = - \int_{\hat{R}}^{\hat{L}} \left(\frac{\hat{Q}_o}{\hat{R}} - \frac{\hat{Q}_o}{\hat{L}} + \hat{\Gamma} \right) d\hat{R}. \quad (3.5.31)$$

Интегрирование (3.5.31) даёт выражение для связи безразмерных давления и дебита нефти:

$$\hat{P} = 1 - \hat{Q}_o \left[\ln \left(\frac{\hat{L}}{\hat{R}} \right) + \left(1 - \frac{\hat{R}}{\hat{L}} \right) \left(\frac{\hat{\Gamma}}{\hat{Q}_o} \hat{L} - 1 \right) \right]. \quad (3.5.32)$$

Подстановка граничного условия на скважине (3.5.20) в уравнение (3.5.32) даёт безразмерный дебит нефти на добывающей скважине:

$$\hat{Q}_o = \frac{1 - \hat{\Gamma}(\hat{L} - 1)}{\ln \hat{L} + \frac{1}{\hat{L}} - 1}, \quad 1 \ll \hat{L} \ll \hat{\Gamma}^{-1}. \quad (3.5.33)$$

Первое условие в (3.5.33) следует из определения безразмерной границы зоны возмущения и уравнения для скорости фильтрации нефти (3.5.28).

Второе условие в (3.5.33) свидетельствует о необходимости превышения градиентом давления значения предельного градиента.

Тогда (3.5.32) с учётом (3.5.33) принимает вид

$$\hat{P} = 1 - \frac{1 - \hat{\Gamma}(\hat{L} - 1)}{\ln \hat{L} + \frac{1}{\hat{L}} - 1} \left[\ln \left(\frac{\hat{L}}{\hat{R}} \right) + \left(1 - \frac{\hat{R}}{\hat{L}} \right) \left(\frac{\hat{\Gamma}}{\hat{Q}_o} \hat{L} - 1 \right) \right], 1 \ll \hat{L} \ll \hat{\Gamma}^{-1}. \quad (3.5.34)$$

В уравнениях (3.5.33), (3.5.34) неизвестной является граница зоны возмущения, поэтому необходимо её определить. Для этого проводится обезразмеривание уравнения материального баланса (3.5.28) с учётом (3.5.8)–(3.5.10), (3.5.30):

$$\frac{d}{d\theta} \int_0^{\hat{L}} \hat{R}(\hat{P} - 1) d\hat{R} = -\hat{Q}_o. \quad (3.5.35)$$

Интегрирование (3.5.35) с учётом уравнения для давления (3.5.32) даёт выражение вида:

$$\frac{d}{d\theta} (\hat{Q}_o \hat{L}^2 + 2\hat{\Gamma} \hat{L}^3) = 12\hat{Q}_o. \quad (3.5.36)$$

С учётом производной от \hat{Q}_o как сложной функции $\hat{Q}_o(\hat{L}(\theta))$ уравнение (3.5.36) принимает вид:

$$\hat{L}^2 \frac{d\hat{Q}_o}{d\hat{L}} \frac{d\hat{L}}{d\theta} + 2\hat{L}\hat{Q}_o \frac{d\hat{L}}{d\theta} + 6\hat{\Gamma}\hat{L}^2 \frac{d\hat{L}}{d\theta} = 12\hat{Q}_o. \quad (3.5.37)$$

С учётом (3.5.33) выражение (3.5.37) представляется как:

$$\left(\hat{L}^2 \hat{\Gamma} \frac{6 \ln(\hat{L}) + \frac{6}{\hat{L}} - 7}{1 - \hat{\Gamma}(\hat{L} - 1)} - \frac{\hat{L} - 1}{\ln(\hat{L}) + \frac{1}{\hat{L}} - 1} + 2\hat{L} \right) \frac{d\hat{L}}{d\theta} = 12. \quad (3.5.38)$$

На начальных этапах процесса распространения возмущений давления в пласте справедливо неравенство в (3.5.33). С учётом этого (3.5.38) упрощается до обыкновенного дифференциального уравнения вида:

$$2\hat{L}d\hat{L} \approx 12d\theta. \quad (3.5.39)$$

Решение этого уравнения при начальном условии

$$\hat{L}(\theta = 0) = 0 \quad (3.5.40)$$

имеет вид [153, 154]:

$$\hat{L} \approx \sqrt{12\theta}. \quad (3.5.41)$$

Тогда динамика безразмерного дебита нефти (3.5.33) с учётом полученного решения для безразмерной границы зоны возмущения (3.5.41) записывается как:

$$\hat{Q}_o = \frac{1 - \hat{\Gamma}\sqrt{12\theta}}{\ln(\sqrt{12\theta} + 1) + \frac{1}{\sqrt{12\theta} + 1} - 1}, \quad 1 \ll \sqrt{12\theta} + 1 \ll \hat{\Gamma}^{-1}. \quad (3.5.42)$$

Следует проанализировать влияние безразмерного градиента давления на динамику безразмерного дебита нефти, чтобы проанализировать отклонение фильтрации от классического закона. Для этого необходимо оценить диапазон изменений значений предельного градиента давления. В размерном виде на практике максимальный предельный градиент давления не превышает 1 МПа/м [149, 156]. Минимальный предельный градиент давления, который наблюдался в экспериментальных исследованиях [132], равен 100 Па/м. Пусть в модельной пористой среде пластовое давление равно 200 атм, давление на забое добывающей скважины 100 атм, радиус скважины 0,1 м. Тогда максимальное значение безразмерного градиента давления равно 0,01, а минимальное – 10^{-6} .

Влияние безразмерного предельного градиента давления на динамику безразмерного дебита нефти в указанном диапазоне $\hat{\Gamma}$ приведено на рис. 3.5.2. С уменьшением предельного градиента давления динамика дебита нефти приобретает вид, близкий к классическому закону (рис. 3.5.1).

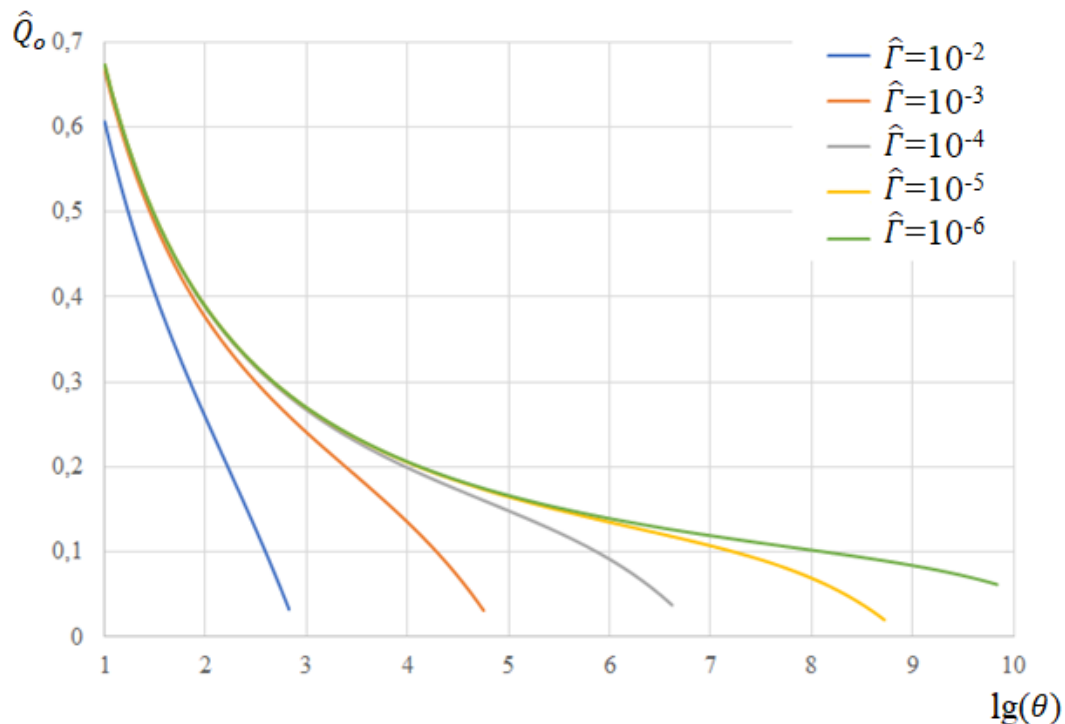


Рис. 3.5.2. Влияние безразмерного предельного градиента давления на динамику безразмерного дебита нефти.

Проведённые исследования приводят к необходимости асимптотического анализа динамики дебита вязкопластичной жидкости. При устремлении предельного градиента давления к нулю закон фильтрации вязкопластичной жидкости должен переходить к классическому закону фильтрации. Результаты такого анализа приведены на рис. 3.5.3. Несовпадение кривых при небольших значениях времени обусловлены приближённым численным расчётом интегрально-показательной функции.

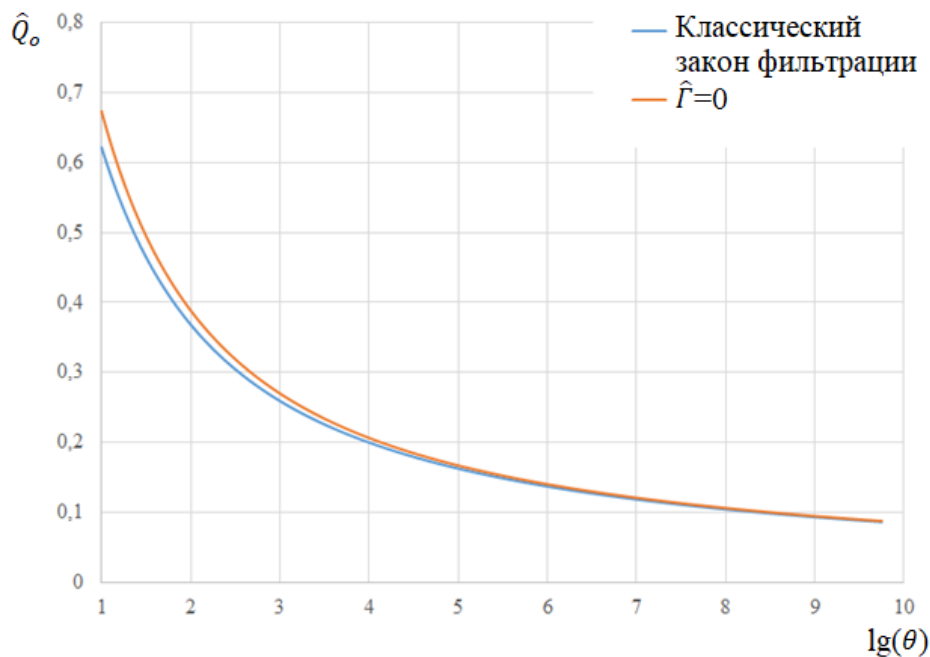


Рис. 3.5.3. Асимптотический анализ динамики безразмерного дебита нефти при различных законах фильтрации.

На основе *второго пункта* разработанной комплексной методологии и третьего пункта критериального метода основной критериального анализа является определение критического безразмерного времени, до которого фильтрация вязкопластичной жидкости не отклоняется от классического закона с погрешностью 2%. Для этого необходимо рассчитать динамику безразмерного дебита нефти по классическому закону фильтрации и динамику безразмерного дебита вязкопластичной жидкости при различных значениях безразмерного предельного градиента давления с учётом минимально возможного значения, оценённого выше. Результаты таких расчётов приведены на рис. 3.5.4.

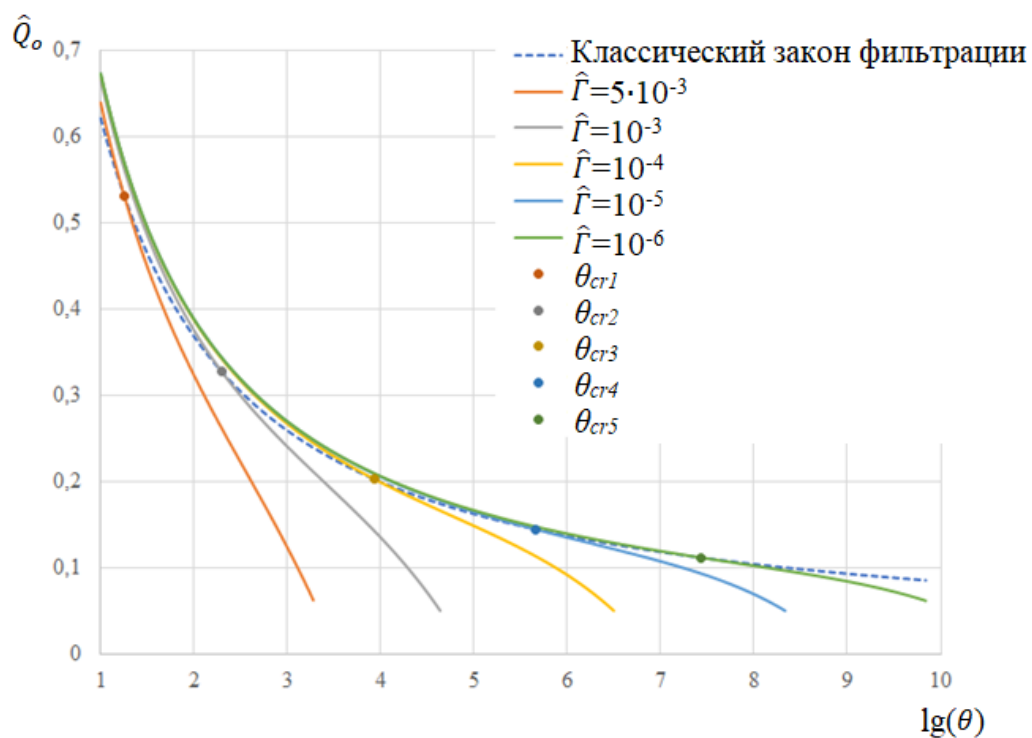


Рис. 3.5.4. Сравнение динамик безразмерных дебитов нефти при фильтрации по классическому закону и при наличии предельного градиента давления.

На рис. 3.5.4 приведены значения введённого безразмерного критического времени θ_{cr1} , θ_{cr2} , θ_{cr3} , θ_{cr4} , θ_{cr5} для значений безразмерного предельного градиента давления, равных $5 \cdot 10^{-3}$, 10^{-3} , 10^{-4} , 10^{-5} , 10^{-6} соответственно. При достижении этого времени значения безразмерного дебита вязкопластичной жидкости оказываются заниженными по сравнению с фильтрацией по классическому закону. Следовательно, в низкопроницаемых пористых средах использование линейных законов фильтрации позволяет делать прогнозы дебита нефти с высокой степенью точности до достижения безразмерного критического времени.

Анализ рис. 3.5.4 показывает, что с ростом безразмерного предельного градиента давления безразмерное критическое время уменьшается, следовательно, длительность начального этапа процесса, при котором фильтрация вязкопластичной жидкости может быть описана как фильтрация по классическому закону, уменьшается.

Из проведённого анализа следует, что в рамках *второго* и *четвёртого*

пунктов комплексной методологии и третьего и четвертого пунктов критериального метода в качестве критерия применимости классических законов фильтрации можно использовать безразмерное критическое время θ_{cr} , которое в билогарифмических координатах линейно зависит от безразмерного предельного градиента давления, рис. 3.5.5, и определяется по формуле

$$\lg \theta_{cr} = -1,662 \lg \hat{\Gamma} - 2,638. \quad (3.5.43)$$

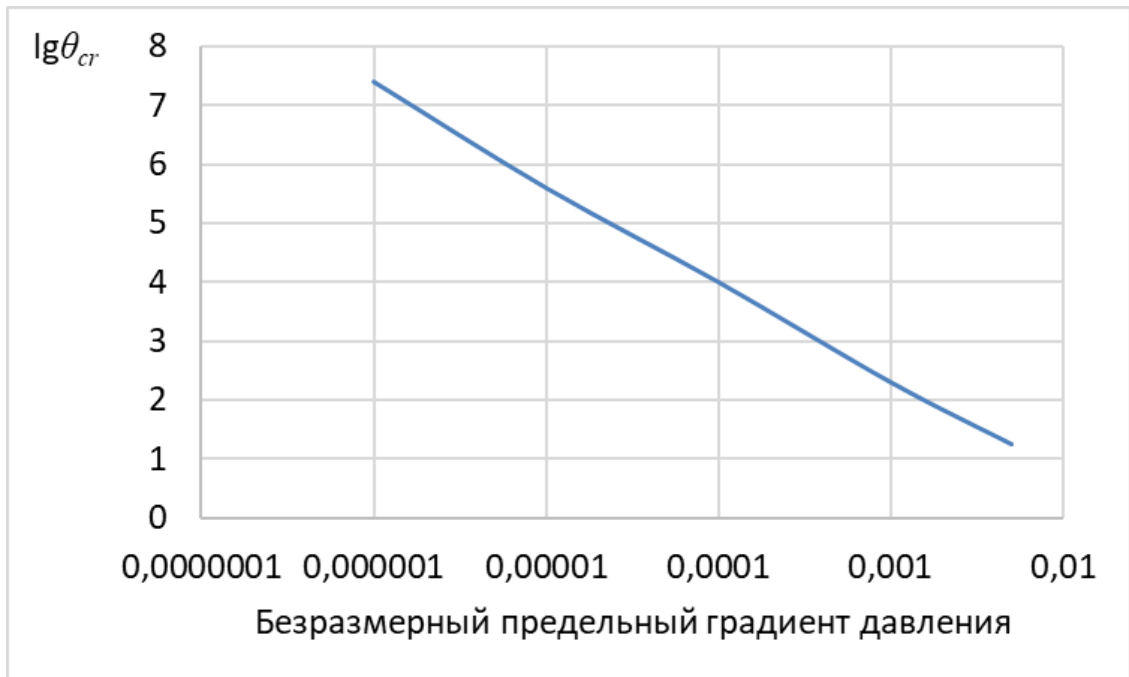


Рис. 3.5.5. Зависимость безразмерного критического времени от безразмерного предельного градиента давления

Физический смысл введённого критерия θ_{cr} заключается в том, что он характеризует длительность развития процессов перехода от режима фильтрации, описываемой классическими законами, к фильтрации с предельным градиентом давления. Введённый критерий зависит от значения предельного градиента давления и уменьшается с ростом $\hat{\Gamma}$.

При анализе рис. 3.5.4 можно отметить, что динамика безразмерного дебита нефти меняет свой вид при различных значениях безразмерного предельного градиента давления. Поэтому необходимо провести анализ диапазонов безразмерного предельного градиента давления, в которых

динамика безразмерного дебита нефти сохраняет свой вид. Для этого проведён расчёт такой динамики при большем количестве значений безразмерного предельного градиента давления, указанных на рис. 3.5.6. На основании анализа полученных результатов можно выделить четыре типа пористых сред со своим диапазоном значений безразмерного предельного градиента давления.

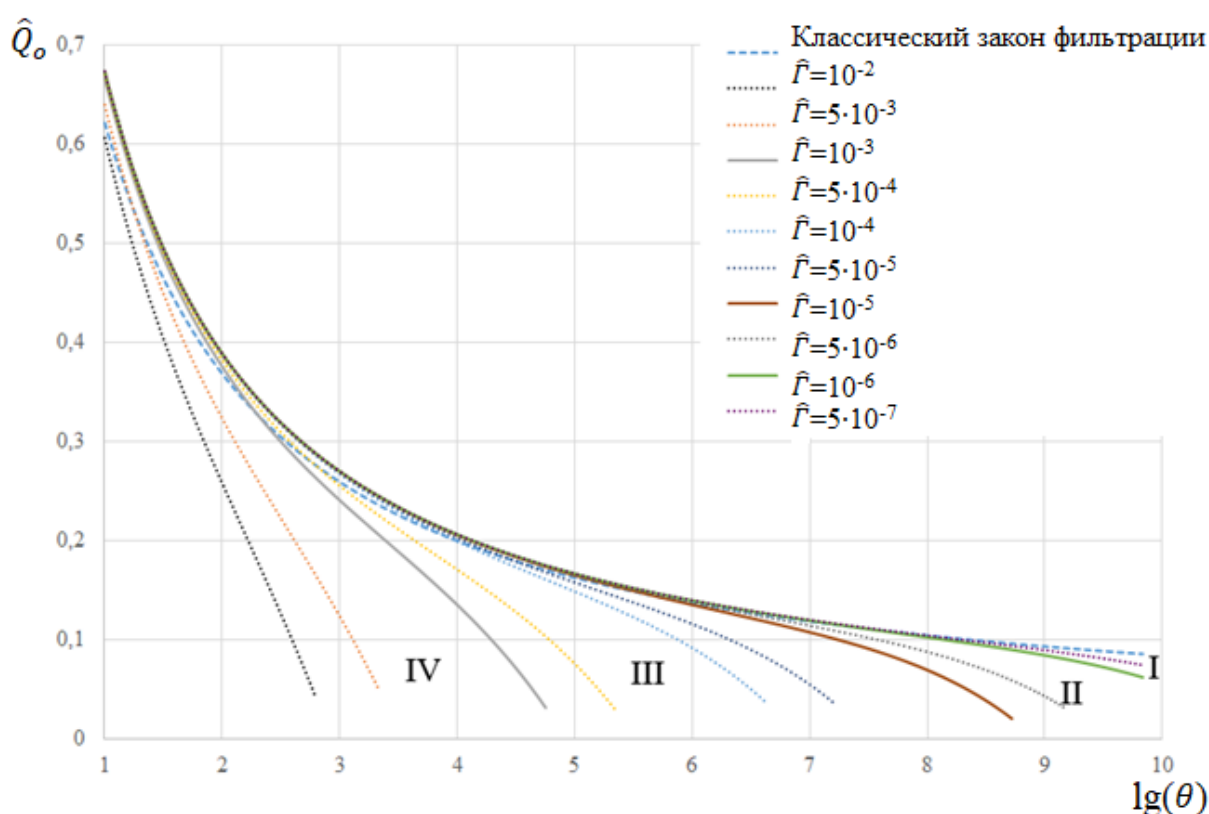


Рис. 3.5.6. Выделение типов пористых сред по значению предельного градиента давления

К первому типу пористых сред относятся пласты, у которых безразмерный предельный градиент давления меньше 10^{-6} . В таких пластах практически не наблюдается отклонения фильтрации от классического закона.

Ко второму типу пористых сред относятся пласты, у которых безразмерный предельный градиент давления находится в диапазоне от 10^{-6} до 10^{-5} . В таких пластах нелинейные эффекты фильтрации проявляются на

завершающих стадиях добычи нефти.

К третьему типу пористых сред относятся пласты, у которых безразмерный предельный градиент давления находится в диапазоне от 10^{-5} до 10^{-3} . В таких пластах сопоставимы период фильтрации нефти по классическому закону и период проявления нелинейных эффектов.

К четвёртому типу пористых сред относятся пласты, у которых безразмерный предельный градиент давления превышает значение 10^{-3} . В таких пластах нелинейные эффекты фильтрации проявляются уже на ранних стадиях добычи нефти.

В качестве примера применения полученных результатов можно рассмотреть расчёт размерного времени начала отклонения фильтрации от классического закона t_{cr} на примере модельного пласта, параметры которого приведены в табл. 3.5.1.

Таблица 3.5.1. Параметры модельного пласта.

Параметр	Значение
k	0,25 мД
m	0,1 д.е.
μ_o	3 сП
β_r	$2 \cdot 10^{-9}$ 1/Па
r_w	0,1 м
P_r	20 МПа
P_w	10 МПа
h	10 м

Результаты расчётов t_{cr} и дебита нефти Q_{ocr} в момент начала отклонения фильтрации от классического закона при различных значениях предельного градиента давления γ_l приведены в табл. 3.5.2.

Таблица 3.5.2. Результаты расчётов времени начала отклонения фильтрации от классического закона.

γ_l	t_{cr}	Q_{ocr}
10 атм/м	3 мин	$4,30 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
5 атм/м	7 мин	$3,36 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
1 атм/м	1 ч	$2,05 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
0,5 атм/м	4 ч	$1,74 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
0,1 атм/м	2 сут	$1,27 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
$5 \cdot 10^{-2}$ атм/м	8 сут	$1,14 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$
10^{-2} атм/м	4 мес	$9,11 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$
$5 \cdot 10^{-3}$ атм/м	1 год	$8,36 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$
10^{-3} атм/м	21 год	$7,03 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$

Анализ полученных результатов свидетельствует, что время начала отклонения фильтрации от классического закона лежит в широком диапазоне: от нескольких минут до десятков лет.

Таким образом, решение приведённых в главе задач с помощью разработанной комплексной методологии позволяет сформулировать метод анализа моделей тепломассопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей.

ГЛАВА 4. АЛГОРИТМ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ МИНИМИЗИРОВАТЬ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ СМЕСЬЮ ВОДЫ И ГАЗА В СПЕЦИАЛЬНОМ ФАЗОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ

4.1. Особенности моделирования задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа

В процессе разработки нефтяных месторождений можно выделить две основные стадии: добыча нефти за счёт упругой энергии пласта и поддержание пластового давления с закачкой вытесняющего нефть агента. Вторая стадия занимает значительную часть всего времени разработки месторождения. Традиционным агентом для вытеснения нефти в России является вода.

Существенную роль в процессе вытеснения нефти водой играет смачиваемость породы флюидами. В случае гидрофильных пластов вода за счёт капиллярных сил вытесняет нефть как из крупных, так и из мелких пор. Однако в гидрофобных пластах вода вытесняет нефть только из крупных пор [157]. Поэтому актуальным остаётся использование иных агентов вытеснения нефти.

Другим агентом вытеснения нефти является газ. Это может быть природный попутный газ, углекислый газ, азот и некоторые другие газы [158–160]. Преимуществами закачки газа являются снижения вязкости нефти за счёт его растворения в ней; высокая скорость фильтрации; снижение межфазного натяжения, способствующее вовлечению нефтяной плёнки с поверхности пористой среды в процесс фильтрации [87; 161]. Однако применение газа в качестве вытесняющего агента приводит к его преждевременному прорыву к добывающим скважинам.

Классически при использовании газовых методов увеличения нефтеотдачи осуществляется вытеснение нефти большими объёмами газа с последующей закачкой воды [162]. Такая технология зачастую приводит к

образованию «языков» прорыва газа к добывающим скважинам. Численное моделирование такого явления затруднительно [112].

Сочетание двух рассмотренных агентов позволяет повысить эффективность извлечения нефти. Такой метод называется водогазовым воздействием [158]. При его применении происходит закачка как газа, так и воды. В пласте возникает два фронта вытеснения нефти: нефти газом и нефти водой. Закачка газа позволяет уменьшить капиллярные силы, что снижает остаточную нефтенасыщенность. При использовании в качестве вытесняющего агента только газа за счёт большой разности подвижностей газа и нефти возникает неустойчивость фронта вытеснения [163]. Совместная закачка воды и газа позволяет поддерживать фронт вытеснения устойчивым. Другим преимуществом метода водогазового воздействия является довытеснение нефти из мелких каналов пористой среды, не промытых водной фазой, в гидрофобной пористой среде.

Реализация метода водогазового воздействия (ВГВ) подразумевает как одновременную закачку воды и газа, так и чередующуюся закачку этих агентов в виде оторочек (рис. 4.1.1). Для закачки вытесняющего агента используется нагнетательная скважина (1), приток нефти идёт к добывающей скважине (2), в скважину попеременно закачивается вода и газа, в результате внутри пласта формируются зоны: газовая (3), водогазовая (4), водяная (5), газовая (6), смешанная газонефтяная (7), вытесняемой нефти (8) и невозмущённой нефти (9). Сравнение двух описанных методов ВГВ осуществлялось с помощью лабораторных экспериментов с образцами горной породы [164, 165]. Эксперименты показали, что при малых объёмах закачки оторочек (менее 10% от порового объёма) достигаются те же показатели эффективности воздействия, что и при одновременной закачке газа и воды.

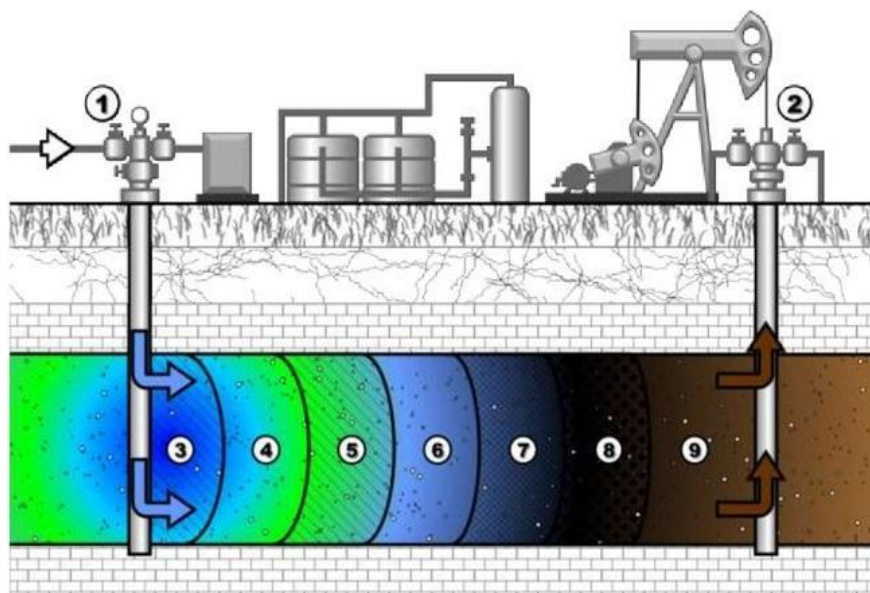


Рис. 4.1.1. Водогазовое воздействие с закачкой оторочек воды и газа.

Одновременная закачка газа и воды позволяет снизить подвижности обеих фаз [166] для предотвращения образования «языков» прорыва газа. При этом основным влияющим параметром является соотношение расходов нагнетаемых газа и воды [167]. Только при определённых соотношениях достигается устойчивое вытеснение.

Применение ВГВ в Западной Сибири началось в 1970-х годах в виде закачки оторочек газа и воды [157]. В качестве вытесняющего агента использовались различные газы, конкретный вид которых определялся термобарическими условиями и доступностью источников газа [158, 168, 169].

Процесс ВГВ может происходить в двух режимах: смешивающегося и несмешивающегося вытеснения нефти газом [170, 171]. При несмешивающемся вытеснении газ с нефтью практически не смешивается, в отличие от смешивающегося вытеснения. Считается, что для эффективного смешивающегося вытеснения более 90% газа должно быть растворено в нефти [172]. Для достижения смешивающегося вытеснения необходимо превышение пластовым давлением минимального давления смесимости [173]. Именно смешивающееся вытеснение обеспечивает большую скорость притока нефти к добывающим скважинам за счёт снижения вязкости нефти при растворении

в ней газа, при этом также межфазное натяжение на границе нефть-газ бесконечно мало [174]. Однако повышение пластового давления до значений выше минимального давления смесимости – практически сложный для реализации процесс, который, к тому же, может сопровождаться образованием трещин в породе. Поэтому обычно не повышают пластовое давление, а снижают само минимальное давление смесимости с помощью закачки попутного нефтяного газа с большим содержанием легко конденсирующихся компонентов (как правило, начиная с этана) или закачки углекислого газа [175, 176].

Следует отметить, что универсального вытесняющего газообразного агента не существует. Закачка попутного нефтяного газа, имеющегося почти на всех месторождениях, приводит к интенсивной гравитационной сегрегации газа, нефти и воды за счёт существенной разницы в плотности газа и пластовых жидких флюидов. Углекислый газ имеет более высокую плотность, поэтому гравитационная сегрегация происходит не так интенсивно, однако при его закачке нередко наблюдается неустойчивое вытеснение нефти. Кроме того, применение CO_2 вызывает коррозию металлического оборудования. Применение азота и газообразных продуктов горения не позволяет добиться смешивающихся режимов вытеснения нефти [177]. Однако за счёт применения этих газов добиваются более однородного фронта вытеснения без образования «языков» прорыва газа. Кроме того, эти газы используются при вытеснении нефти в низкопроницаемых пористых средах.

Лабораторные фильтрационные эксперименты не могут в полной мере воспроизвести реальные пластовые условия, а в промысловых экспериментах возможности контроля фильтрационных процессов ограничены, а сами эксперименты дорогостоящи, особенно при наличии большого количества вариантов закачки флюидов. Поэтому актуальным является математическое моделирование фильтрационных течений при ВГВ.

Процесс ВГВ описывается уравнениями трёхфазной многокомпонентной фильтрации [178, 179] в рамках композиционной модели

[180–182]. Для такого моделирования важными параметрами, влияющими на расчёт распределения насыщенностей в пласте, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП). К настоящему времени накоплен большой объём экспериментальных данных для двухфазной фильтрации, описываемой эмпирическими корреляциями Кори [155], и ограничено количество экспериментов по трёхфазной фильтрации ввиду их высокой сложности. Эксперименты по определению трёхфазных ОФП, проведённые Кори [183] показали, что можно использовать комбинации двухфазных корреляций ОФП для моделирования трёхфазных ОФП [184]. Позднее были проведены другие экспериментальные исследования по определению трёхфазных ОФП [185–189]. Эти эксперименты показали, что прямое лабораторное определение трёхфазных ОФП является неоправданно сложным. Поэтому удобнее использовать комбинации двухфазных корреляций.

Идея Стоуна заключается в том, что смачивающая и несмачивающая фазы описываются двухфазными корреляциями Кори [184, 190]. Для фазы, имеющей промежуточную смачиваемость, ОФП должна учитывать наличие двух других фаз, для её описания наиболее распространены эмпирические модели Стоуна I [184], Стоуна II [190], Бейкера [191]. Позднее модель Стоуна I была модифицирована Азизом-Сеттари с нормировкой на ОФП нефти при связанной водонасыщенности [178, 192]. Во всех этих моделях в случае гидрофильной пористой среды предполагается, что вода является смачивающей фазой, газ – несмачивающей, а нефть имеет промежуточную смачиваемость. Для гидрофобной пористой среды смачивающей фазой является нефть, а промежуточную смачиваемость имеет вода.

При моделировании водогазового воздействия зачастую результаты расчёта ОФП, полученные по различным моделям, не совпадают между собой [192], что является недостатком рассмотренных моделей. Тогда прогноз работы месторождения существенным образом зависит от выбранной модели расчёта ОФП.

Удобным способом представления насыщенностей при ВГВ является использование специальных фазовых пространств. Наибольшее распространение получили треугольные диаграммы насыщенностей Гиббса-Розебома [165, 193, 194] (рис. 4.1.2). На этой диаграмме по сторонам равностороннего треугольника отложены насыщенности фаз, вершины соответствуют 100% содержанию конкретной фазы. Точки внутри треугольника показывают фазовое состояние системы, характеризующееся значениями насыщенностей всех фаз. Можно наглядно выделить область с преимущественной фильтрацией газа, воды или нефти, различные двухфазные комбинации фильтрационных течений и узкую трёхфазную область (рис. 4.1.2).

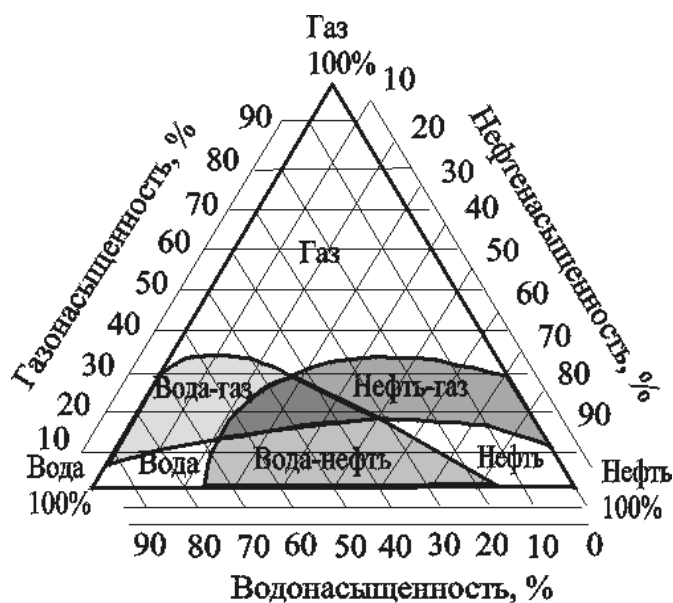


Рис. 4.1.2. Треугольная диаграмма насыщенностей Гиббса-Розебома.

Для определения фазового состава на диаграмме Гиббса-Розебома необходимо опустить перпендикуляры на противоположные вершинам стороны треугольника (рис. 4.1.3). Длина перпендикуляра L_{pi} , где индекс $i=1, 2, 3$ и соответствует номеру фазы, определяет процентное содержание i -ой фазы. Сумма длин перпендикуляров по свойству равностороннего

треугольника равна его высоте h_i , поэтому суммарное содержание фаз равно 100%.

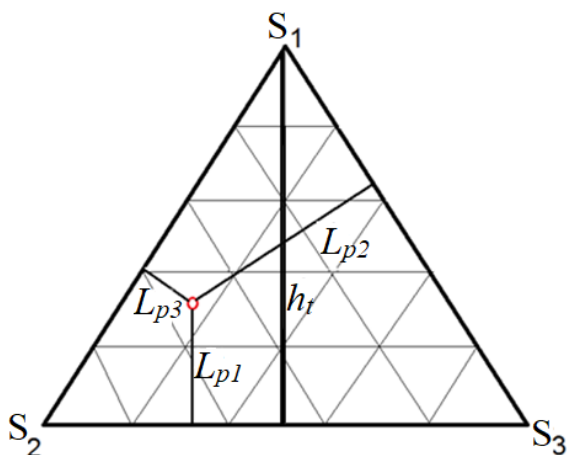


Рис. 4.1.3. Определение фазового состава на диаграмме Гиббса-Розебома.

Как отмечалось выше, трёхфазные ОФП для различных моделей различаются между собой. Для определения области, в которой они расходятся, необходимо на трёхфазные диаграммы насыщенностей наносить линии равной проницаемости – изопермы. Эти линии наносятся для различных постоянных значений ОФП (рис. 4.1.4).

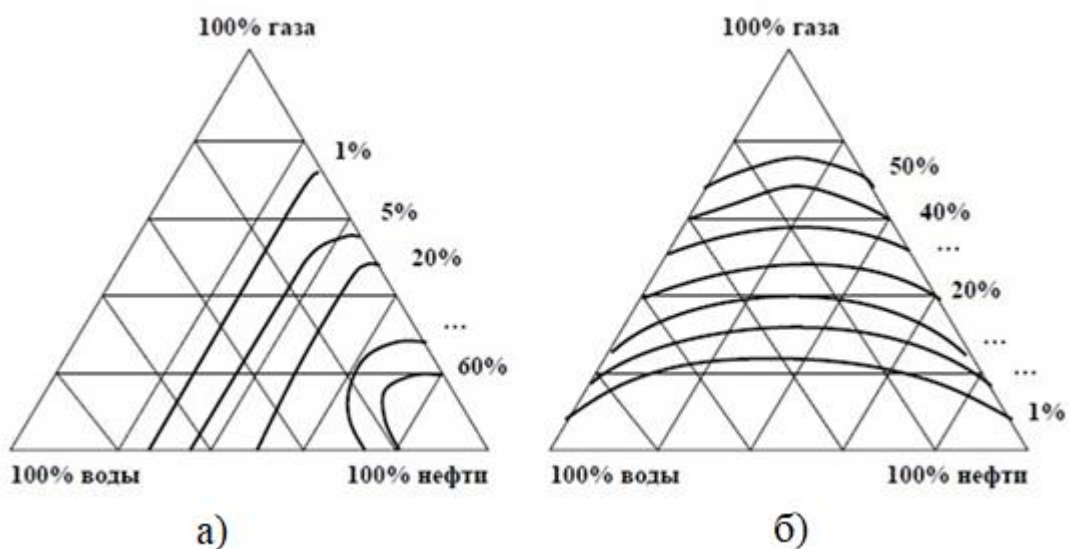


Рис. 4.1.4. Изопермы для нефти (а) и газа (б) на диаграмме Гиббса-Розебома.

Для решения задач добычи нефти с использованием метода водогазового воздействия большое распространение получило использование гидродинамических симуляторов [178, 195, 196]. При таком подходе численно решается классическая система уравнений механики многофазных систем в изотермическом приближении, состоящая из законов сохранения массы и импульса в форме закона Дарси. В качестве начальных условий задаётся распределение насыщенности в пласте, в качестве граничных – условия непротекания Неймана. Расчётное распределение насыщенности в пласте существенным образом зависит от выбора модели ОФП.

Следует отметить, что прогнозные расчёты по гидродинамическим моделям будут точнее тогда, когда расхождения в трёхфазных ОФП по различным моделям будут минимальны. Этот факт необходимо учитывать при выборе соотношения воды и газа при ВГВ, поэтому необходимо разработка алгоритма моделирования процессов тепломассопереноса при использовании ВГВ.

4.2. Алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа

Использование комплексной методологии позволяет сформулировать алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа, построенный в результате анализа усреднённых насыщенностей фаз в пласте в специальном фазовом пространстве. В рамках этой методологии подразумевается использование гидродинамических моделей для описания процесса ВГВ.

Преимуществом ВГВ перед вытеснением нефти однофазным потоком является то, что при вытеснении нефти только газом снижаются капиллярные силы, которые могут способствовать вытеснению ганглий остаточной нефти, а также наблюдается преждевременный прорыв газа к добывающим скважинам. С другой стороны, при вытеснении нефти только водой

подвижность вытесняющей фазы меньше, чем при использовании газа, что приводит к более низким скоростям фильтрации, кроме того, в гидрофобной пористой среде вода не попадает в мелкие поры.

Процесс водогазового воздействия на пласт описывается классической системой уравнений многофазной фильтрации. Как правило, в силу наличия большого количества компонентов, водогазовое воздействие моделируется в гидродинамических симуляторах. Для моделирования может быть использована модель «чёрной нефти» либо композиционная модель. Первая рассматривает наличие трёх фаз: вода, нефть, газ, причём газ может быть как растворён в нефти, так и находиться в свободном состоянии. Для приближённого описания водогазового воздействия этих фаз достаточно. Компонентный состав фаз в такой модели не учитывается. Постановка задачи является трёхмерной с декартовой прямоугольной системой координат с осями координат x , y , z , где ось z направлена вертикально. Модель «чёрной нефти» подразумевает использование системы уравнений механики многофазных систем в пористой среде, основанной на подстановке законов сохранения импульса в законы сохранения массы фаз [178]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \rho_{wm0} \frac{S_w}{B_w} \right) = \operatorname{div} \left(\rho_{wm} \left(\frac{k k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla z) \right) \right) + q_{vw}, \quad (4.2.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_{om0} \tilde{S}_o) = \operatorname{div} \sum_{i=o,g} \left(x_{oi} \rho_{im} \left(\frac{k k_{ri}}{\mu_i B_i} (\nabla P_i - \rho_i g \nabla z) \right) \right) + q_{vo}, \quad (4.2.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_{gm0} \tilde{S}_g) = \operatorname{div} \sum_{i=o,g} \left(x_{gi} \rho_{im} \left(\frac{k k_{ri}}{\mu_i B_i} (\nabla P_i - \rho_i g \nabla z) \right) \right) + q_{vg}, \quad (4.2.3)$$

$$P_o - P_g = P_{cog}, \quad (4.2.4)$$

$$P_o - P_w = P_{cow}, \quad (4.2.5)$$

$$\sum_{i=o,w,g} S_i = 1, \quad (4.2.6)$$

где i – индекс фазы (индекс o означает нефть, w – воду, g – газ), ρ_{im} и ρ_{im0} – плотность 1 моля i -ой фазы в пластовых и в стандартных условиях, B_i – объёмный коэффициент i -ой фазы, k_{ri} – относительная фазовая проницаемость i -ой фазы, μ_i – коэффициент динамической вязкости i -ой фазы, P_i – давление i -ой фазы в поровом пространстве, q_{vi} – удельная интенсивность массообмена i -ой фазы, R_{og} и R_{go} – объёмная растворимость нефти в газе и газа в нефти соответственно, x_{oi} и x_{gi} – мольная концентрация нефти в i -ой фазе и газа в i -ой фазе соответственно, P_{cog} и P_{cow} – капиллярные давления в системе нефть-газ и нефть-вода соответственно, а также введены обозначения

$$\tilde{S}_o = \frac{S_o}{B_o} + R_{og} \frac{S_g}{B_g}, \quad (4.2.7)$$

$$\tilde{S}_g = \frac{S_g}{B_g} + R_{go} \frac{S_o}{B_o}. \quad (4.2.8)$$

Уравнения (4.2.1)–(4.2.3) также носят название уравнений фильтрации. В них законы сохранения массы фаз (нефть, газ, вода) записаны с учётом закона Дарси. Производные по времени в левых частях уравнений (4.2.1)–(4.2.3) соответствуют изменениям масс фаз в рассматриваемом объёме пласта с течением времени. Правая часть этих уравнений учитывается конвективные слагаемые и источниковые члены.

Соотношение (4.2.4) и (4.2.5) являются определениями капиллярных давлений на межфазной границе. Уравнение (4.2.6) – замыкающее соотношение на насыщенности фаз.

Формула (4.2.7) учитывает наличие в газообразной фазе растворённых лёгких фракций нефти. Формула (4.2.8) показывает наличие как свободного газа, так и его растворённую в нефти часть. Водная фаза считается инертной по отношению к углеводородным фазам и растворимость этих фаз в ней не учитывается.

Неизвестными в системе уравнений (4.2.1)–(4.2.6) с учётом обозначений (4.2.7) и (4.2.8) являются $S_o, S_w, S_g, P_o, P_w, P_g$. Поскольку эта система уравнений содержит производные по времени и координате, необходима постановка

начальных и граничных условий. Задаются начальные распределения насыщенностей фаз в пласте в качестве начальных условий

$$S_i(t = 0, \forall x, \forall y, \forall z) = f_{si}(x, y, z), \quad (4.2.9)$$

где f_{si} – известная функция, задающая распределение насыщенности i -ой фазы.

Кроме того, задаются условия непротекания в качестве граничных условий:

$$\left. \frac{\partial P_i}{\partial N_j} \right|_{G_j} = 0, i = o, w, g, \quad (4.2.10)$$

где N_j – нормаль к j -ой границе G_j .

Более точное описание процесса ВГВ возможно при использовании композиционной модели, в которой учитывается тепломассоперенос каждого компонента в отдельности, а также их фазовое поведение. Однако сами уравнения фильтрации имеют аналогичный вид.

В рамках *второго пункта* комплексной методологии проводится обезразмеривание системы уравнений тепломассопереноса при моделировании ВГВ.

Насыщенности фаз уже являются безразмерными величинами, поэтому вводятся только безразмерные давления i -ой фазы \hat{P}_i , безразмерное время θ , безразмерные координаты X_1, X_2, X_3 следующим образом

$$\hat{P}_i = \frac{P_i}{P_r}, \quad (4.2.11)$$

$$T = \frac{t}{t_0}, \quad (4.2.12)$$

$$X_1 = \frac{x}{L_1}, \quad (4.2.13)$$

$$X_2 = \frac{y}{L_2}, \quad (4.2.14)$$

$$X_3 = \frac{z}{L_3}, \quad (4.2.15)$$

где P_r – давление невозмущённой части пласта, L_1, L_2, L_3 – характерные размеры пласта.

Характерное время вводится таким образом, чтобы уменьшить количество параметров, входящих в систему уравнений. Оно равно

$$t_0 = \frac{\rho_{wm0}}{q_{vw}}. \quad (4.2.16)$$

В результате обезразмеривания можно выделить следующие безразмерные комплексы:

$$D_{fm0} = \frac{\rho_{fm0}}{\rho_{wm0}}, \quad (4.2.17)$$

$$D_{im} = \frac{\rho_{im}}{\rho_{wm0}}, \quad (4.2.18)$$

$$Q_{vf} = \frac{q_{vf}}{q_{vw}}, \quad (4.2.19)$$

$$\hat{P}_{cof} = \frac{P_{cof}}{P_r}, f \neq o, \quad (4.2.20)$$

где $f=o, w, g$ – индексы фаз, определяемые по уравнению фильтрации, соответствующему каждой фазе, D_{fm0} – безразмерная молярная плотность фазы f в стандартных условиях, D_{im} – безразмерная молярная плотность i -ой фазы, Q_{vf} – безразмерная интенсивность массообмена фазы f .

Тогда система уравнений (4.2.1)–(4.2.6) с учётом (4.2.7) и (4.2.8) приводится к безразмерному виду:

$$\frac{\partial(mD_{fm0}\hat{S}_f)}{\partial\theta} = \sum_{a=1}^3 \frac{\partial}{\partial X_a} \sum_i \left(x_{fi} D_{im} \sum_{j=1}^3 \left(A_{aij} \frac{\partial \hat{P}_i}{\partial X_j} - B_{aij} \frac{\partial X_3}{\partial X_j} \right) \right) + Q_{vf}, \quad (4.2.21)$$

причём $f=w, o, g$,

$$\hat{P}_o - \hat{P}_f = \hat{P}_{cof}, f = w, g, \quad (4.2.22)$$

где a, j – индексы по координате, $b=o, g$ – индекс фазы. Уравнение (4.2.6) сохраняет свой вид. Здесь также введено обозначение

$$\hat{S}_f = \frac{S_f}{B_f} + \sum_{b \neq f} \left(R_{fb} \frac{S_b}{B_b} \right) \quad (4.2.23)$$

и следующие безразмерные комплексы:

$$A_{aij} = \frac{k_a k_{ri} P_r \rho_{wm0}}{\mu_i B_i q_{vw} L_a L_j}, \quad (4.2.24)$$

$$B_{aij} = \frac{k_a k_{ri} \rho_i \rho_{wm0} g L_3}{\mu_i B_i q_{vw} L_a L_j}. \quad (4.2.25)$$

Следует отметить, что

$$R_{wb} = 0, b = o, g, \quad (4.2.26)$$

$$x_{fw} = 0, f = o, g, \quad (4.2.27)$$

$$x_{fi} = 1, i = f, \quad (4.2.28)$$

$$x_{wi} = 0, i = o, g, \quad (4.2.29)$$

Начальные условия (4.2.9) принимают безразмерный вид:

$$S_i(\theta = 0, \forall X_1, \forall X_2, \forall X_3) = F_{si}(X_1, X_2, X_3), \quad (4.2.30)$$

где F_{si} – функция f_{si} , пересчитанная в координатах (4.2.13)–(4.2.15).

Граничные условия непротекания (4.2.10) принимают вид:

$$\left. \frac{\partial \hat{P}_i}{\partial N_j} \right|_{G_j} = 0, i = o, w, g. \quad (4.2.31)$$

Моделирование водогазового воздействия проводилось с использованием программного комплекса Schlumberger Eclipse [197–199].

Указанная модель требует задания ОФП, которые в случае расчёта процесса ВГВ являются трёхфазными. При моделировании водогазового воздействия в соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной методологии эти функции определяются с использованием эмпирических корреляций.

Сложность экспериментов по определению зависимостей трёхфазных ОФП от насыщенностей фаз обуславливает малое количество экспериментальных данных, необходимых для качественной аппроксимации результатов исследований универсальной кривой. Однако большой объём лабораторных исследований в области двухфазных ОФП позволил Кори сформулировать ставшие традиционными корреляции [155] (рис. 4.2.1):

$$k_{rw}(S_w) = 0, S_w \leq S_{wr}, \quad (4.2.32)$$

$$k_{rw}(S_w) = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^{n_w}, S_w \geq S_{wr}, \quad (4.2.33)$$

$$k_{ro}(S_w) = 0, S_w \geq 1 - S_{or}, \quad (4.2.34)$$

$$k_{ro}(S_w) = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{1,5}, S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or}, \quad (4.2.35)$$

$$k_{ro}(S_w) = 1, S_w \leq S_{wr}. \quad (4.2.36)$$

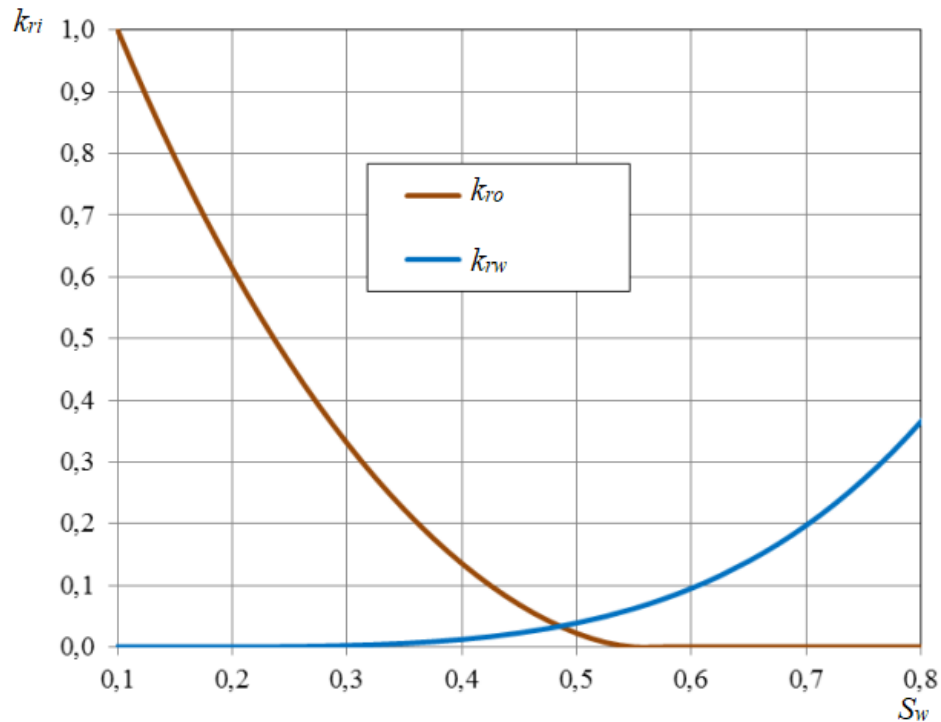


Рис. 4.2.1. ОФП по корреляциям Кори.

Напрямую эти двухфазные ОФП не применимы в случае трёхфазных систем. Однако существует ряд моделей, позволяющих использовать комбинации двухфазных ОФП в трёхфазном случае. Одной из таких является модель Стоуна I [184] в модификации Азиза-Сеттари [178]. В этой модели для гидрофильной пористой среды ОФП воды и газа рассчитываются по корреляциям Кори как следующие функции в системе с нефтью

$$k_{rw} = k_{rw}(S_w), \quad (4.2.37)$$

$$k_{rg} = k_{rg}(S_g). \quad (4.2.38)$$

В такой модели считается, что остаточная газонасыщенность равна нулю и в случае наличия двух фаз, и в случае наличия трёх. Поскольку нефть в гидрофильной пористой среде имеет промежуточную смачиваемость, то

предполагается, что её ОФП зависит как от газонасыщенности, так и от водонасыщенности. Поэтому ОФП нефти рассчитывается как

$$k_{ro} = \frac{S_{oe}k_{row}k_{rog}}{k_{rowr}(1 - S_{we})(1 - S_{ge})}, \quad (4.2.39)$$

где k_{row} и k_{rog} – двухфазные ОФП нефти в системе нефть-вода и нефть-газ соответственно, k_{rowr} – двухфазная ОФП нефти в системе нефть-вода при связанной водонасыщенности, а также введены нормированные насыщенности вида:

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wr} - S_{om}}, \quad (4.2.40)$$

$$S_{we} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wr} - S_{om}}, \quad (4.2.41)$$

$$S_{ge} = \frac{S_g}{1 - S_{wr} - S_{om}}, \quad (4.2.42)$$

где введена усреднённая остаточная нефтенасыщенность

$$S_{om} = \lambda_s S_{orw} + (1 - \lambda_s) S_{org}, \quad (4.2.43)$$

а также параметр

$$\lambda_s = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wr} - S_{org}}. \quad (4.2.44)$$

В случае гидрофобной пористой среды при моделировании ВГВ с использованием комплексной методологии предполагается, что ОФП нефти рассчитываются как двухфазные, а ОФП воды – как трёхфазные.

Другой распространённой моделью определения трёхфазных ОФП является модель Стоуна II [190]. В ней ОФП воды и газа в гидрофильной пористой среде рассчитываются как двухфазные, т.е. как функции (4.2.37) и (4.2.38), а ОФП нефти – по формуле

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rowr}k_{rw})(k_{rog} + k_{rowr}k_{rg}) - k_{rowr}(k_{rw} + k_{rg}). \quad (4.2.45)$$

Расчёт по этим, а также другим моделям трёхфазных ОФП даёт различный результат при ряде значений насыщенностей фаз. Это приводит к наличию области повышенной неопределённости ОФП, поскольку остаётся

непонятным, даёт ли какая-либо модель достоверный результат в этой области. Поэтому для достоверности прогноза технологических параметров в результате гидродинамического моделирования необходимо сначала проводить оценку области повышенной неопределённости ОФП.

Для этого необходимо апробировать комплексную методологию на примере процесса водогазового воздействия как в гидрофильном, так и гидрофобной пористой среде. Первоначально в соответствии со *вторым пунктом* разработанной методологии проводится оценка смачиваемости породы водой. Для этого рассчитывается капиллярное число

$$N_c = \frac{k|\text{grad}P| \cos \theta_s}{\sigma}, \quad (4.2.46)$$

где σ – межфазное поверхностное натяжение.

Значение капиллярного числа определяет тип смачиваемости породы флюидом. В соответствии с работой Лэйка [162] при значении модуля капиллярного числа от 10^{-5} до 10^{-3} наблюдается смачивание горной породы вытесняющей фазой, при значении модуля капиллярного числа менее 10^{-5} вытесняющая фаза не смачивает горную породу.

Компонентный состав нефти для апробации комплексной методологии взят с одного из месторождений Восточной Сибири [197]. Этот состав приведён в табл. 4.2.1. Он определён по данным стандартной сепарации с помощью хроматографии. Видно, что в данном составе по мольным процентам доминируют лёгкие фракции, особенно метан, поэтому для добычи такой нефти нет необходимости в применении тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Углеводородные фракции с количеством атомов углерода от 36 и более в молекуле объединены в псевдокомпонент C_{36+} . Углеводородные компоненты до C_{10} включительно соответствуют газовой фазе, остальные – жидкой. В нефти отсутствует часть углеводородных компонентов тяжёлых фракций, но за счёт высокой плотности массовая доля псевдокомпонента является наиболее высокой. Символ «н» означает «нормальный».

Таблица 4.2.1. Компонентный состав нефти с одного из месторождений Восточной Сибири [197].

Компонент	Концентрация		Компонент	Концентрация	
	Мольная, %	Массовая, %		Мольная, %	Массовая, %
Водород	0,0297	0,00	C ₁₂ H ₂₆	1,6758	2,60
Гелий	0,0140	0,00	C ₁₆ H ₃₄	1,0774	2,13
Азот	0,7510	0,19	C ₁₇ H ₃₆	1,0223	2,16
Углекислый газ	0,0206	0,01	C ₁₈ H ₃₈	1,1956	2,73
Метан	38,6858	5,59	C ₁₉ H ₄₀	0,9760	2,39
Этан	8,9385	2,42	C ₂₀ H ₄₂	0,8369	2,18
Пропилен	6,6465	2,64	C ₂₁ H ₄₄	0,6636	1,81
Изобутан	1,4964	0,78	C ₂₂ H ₄₆	0,8066	2,34
н-бутан	3,1451	1,65	C ₂₃ H ₄₈	0,4149	1,24
Изопентан	1,5432	1,00	C ₂₄ H ₅₀	0,4758	1,48
н-пентан	1,8782	1,22	C ₂₅ H ₅₂	0,5823	1,90
Гексан	3,2553	2,75	C ₂₆ H ₅₄	0,6499	2,23
Гептан	3,1295	2,86	C ₂₇ H ₅₆	0,4848	1,73
Октан	2,5011	2,52	C ₂₈ H ₅₈	0,5894	2,20
Нонан	2,6001	2,95	C ₂₉ H ₆₀	0,5599	2,19
Декан	3,0918	4,04	C ₃₀ H ₆₂	0,5505	2,27
C ₁₁ H ₂₄	2,2117	3,18	C ₃₆₊	3,8120	26,18

Свойства жидких компонентов определялись по данным атмосферно-вакуумной разгонки по температурам фазового перехода жидкость-пар. Для удобства задания параметров и свойств, зависящих от давления, температуры и объема (термодинамических свойств), в гидродинамической модели

проведено объединение нескольких фракций для уменьшения их количества, после чего осуществлено предварительное их моделирование в программе Calsep PVTsim NOVA 2.1 [197]. Получившиеся критические параметры приведены в табл. 4.2.2. Здесь M_w – молекулярный вес, P_{cr} и T_{cr} – критические давление и температура, ρ_f – плотность жидкости, ω – ацентрический фактор, T_b – температура кипения, V_{cr} – критический объём. Символ «i» означает «изо», «n» – нормальный.

Таблица 4.2.2. Критические параметры компонентов нефти с одного из месторождений Восточной Сибири [197].

Компоненты	CO ₂	N ₂ CH ₄	C ₂ H ₄ - C ₄ H ₁₀	iC ₅ + nC ₅ + C ₆	C ₇ H ₁₆ - C ₁₇ H ₃₆	C ₁₈ H ₃₈ - C ₃₀ H ₆₂	C ₃₁ H ₆₄ - C ₈₀ H ₁₆₂
Мольная доля, %	0,021	39,679	20,297	6,636	20,693	8,673	4,001
M_w	44,0	16,3	41,1	82,7	152,7	337,5	724,7
ρ_f , кг/м ³	–	–	–	–	798,5	869,7	920,7
T_{cr} , °C	31,05	–84,69	91,95	215,4 5	476,45	675,80	994,35
P_{cr} , МПа	7,376	4,560	4,292	3,153	1,853	1,259	1,118
V_{cr} , см ³ /моль	94	99	203	341	700	1520	3666
ω	0,2250	0,0090	0,1460	0,271 0	0,6530	1,0729	1,1899
T_b , °C	–78,5	–162,7	–44,8	52,4	194,6	381,8	608,6

Выбор числа псевдокомпонентов должен быть обоснован расчётом фазового состояния. Обычно объединяются фракции нефти, близкие по температурам кипения. Результаты расчётов по модели с меньшим количеством компонентов должны с удовлетворительной погрешностью в пределах 5% воспроизводить результаты расчётов по моделям с большим количеством псевдокомпонентов. Алгоритм расчёта фазового состояния

выглядит следующим образом [181, 182]:

1. Задаются количество компонентов N_c (нумерация компонентов начинается с неуглеводородных компонентов, а углеводородные располагаются в порядке увеличения их молярной массы), пластовые давление P_r и температура T_r , а также молярные n_i и массовые g_i концентрации компонентов в смеси углеводородов, относительные плотности компонентов при стандартных условиях ρ_{ri} (при температуре 20°C и давлении 1 атм), критические параметры компонентов (критическая температура T_{ci} и критическое давление P_{ci}) и их ацентрические факторы ω_i , молярные массы компонентов M_i , плотность сепарированной нефти ρ_{so} , потенциальное содержание стабильного конденсата $\Pi_{CD_{c+}}$ (в случае большого количества компонентов углеводороды с малым процентным содержанием смеси (как правило, тяжёлые углеводороды) объединяются в один псевдокомпонент, обычно таковым является C5+ (т.е. номер $D_c=5$), либо имеется 7 компонентов, тогда $D_c=7$), коэффициенты бинарного взаимодействия C_{ij} , точность вычислений ε , универсальная газовая постоянная R , минерализация пластовой воды m_w (при наличии). Здесь i, j – номера компонентов.

2. При введении псевдокомпонента его молярная масса рассчитывается по формуле

$$M_{CD_{c+}} = \frac{V_m \left(1 - \sum_{i=i_D}^{N_c} n_i\right) \Pi_{CD_{c+}} - \sum_{i=i_D}^{N_c-1} n_i M_i}{n_{N_c}}, \quad (4.2.47)$$

где i_D – номер углеводородного компонента, начиная с которого проводится объединение в псевдокомпонент, $V_m=0,02404$ м³/моль – объём 1 моля вещества при стандартных условиях.

3. Рассчитывается из закона Амага относительная плотность псевдокомпонента

$$\rho_{rCD_{c+}} = \frac{1 - \sum_{i=i_D-D_c+1}^{i_D-1} g_i}{\frac{1}{\rho_{so}} - \sum_{i=i_D-D_c+1}^{i_D-1} \frac{g_i}{\rho_{ri}}}, \quad (4.2.48)$$

4. По корреляции Сима-Дауберта рассчитывается температура кипения псевдокомпонента

$$T_{bCD_{c+}} = 60,5M_{CD_{c+}}^{0,421}\rho_{rCD_{c+}}^{0,394}, \quad (4.2.49)$$

где $M_{CD_{c+}}$ подставляется в г/моль, а температура кипения получается в К.

5. По корреляции Дауберта-Сима рассчитывается критическая температура псевдокомпонента (в К)

$$T_{cCD_{c+}} = \frac{\exp(4,2009T_{bCD_{c+}}^{0,08615}\rho_{rCD_{c+}}^{0,04614})}{1,8}, \quad (4.2.50)$$

где T_b подставляется также в К.

6. По корреляции Дауберта-Сима рассчитывается критическое давление псевдокомпонента (в МПа)

$$P_{cCD_{c+}} = \frac{6148300\rho_{rCD_{c+}}^{2,485}}{T_{bCD_{c+}}^{2,3177}}, \quad (4.2.51)$$

где T_b подставляется в К.

7. По корреляции Эдмистера рассчитывается ацентрический фактор псевдокомпонента

$$\omega_{cCD_{c+}} = \frac{3T_{bCD_{c+}}}{7(T_{cCD_{c+}} - T_{bCD_{c+}})} \lg \frac{P_{cCD_{c+}}}{P_a} - 1, \quad (4.2.52)$$

где P_a – атмосферное давление.

8. Рассчитываются из законов Рауля и Дальтона предварительные значения коэффициентов распределения (в случае идеального раствора и идеального газа) для каждого компонента системы:

$$K_i = \left(\frac{P_{ci}}{P_r} \cdot e^{5,372697(1-\omega_i)(1-T_{ci}/T_r)} \right)^{\frac{1}{4}}. \quad (4.2.53)$$

9. Задаётся первое приближение для мольной доли всей газовой фазы $G_{old}=0,5$.

10. Итерационным методом Ньютона рассчитывается следующее приближение для мольной доли всей газовой фазы

$$G_{new} = G_{old} - \frac{F(G_{old})}{F'(G_{old})}, \quad (4.2.54)$$

где уравнение материального баланса имеет вид

$$F(G_{old}) = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{n_i(K_i - 1)}{G_{old}(K_i - 1) + 1} = 0, \quad (4.2.55)$$

а F' – производная от суммы в выражении (4.2.55).

11. Определяется относительная ошибка вычислений

$$\varepsilon_G = \left| \frac{G_{new} - G_{old}}{G_{old}} \right|. \quad (4.2.56)$$

12. Вводится переобозначение $G_{old} = G_{new}$.

13. Проверяется условие $\varepsilon_G \leq \varepsilon$? Если условие выполняется, то мольная доля всей газовой фазы $G = G_{new}$, в противном случае осуществляется переход в пункт 10.

14. Рассчитывается мольная доля каждого компонента в жидкой фазе в случае идеального раствора

$$x_i = \frac{n_i}{G(K_i - 1) + 1}. \quad (4.2.57)$$

15. Рассчитывается мольная доля каждого компонента в газовой фазе в случае идеального газа

$$y_i = \frac{n_i K_i}{G(K_i - 1) + 1}. \quad (4.2.58)$$

16. Рассчитываются параметры уравнения Брусилковского:

$$\alpha = \Omega_c^3, \quad (4.2.59)$$

$$\beta = Z_c^* + \Omega_c - 1, \quad (4.2.60)$$

$$\sigma_b = -Z_c^* + \Omega_c(0,5 + \sqrt{\Omega_c - 0,75}), \quad (4.2.61)$$

$$\delta = -Z_c^* + \Omega_c(0,5 - \sqrt{\Omega_c - 0,75}), \quad (4.2.62)$$

где параметры Z_c^* и Ω_c обычно, в соответствии с работами Пенга-Робинсона, равны 0,3074 и 0,770395 соответственно.

17. Для каждого компонента рассчитываются функции ψ_i и φ_i , в случае уравнения Пенга-Робинсона равная

$$\psi_i = 0,37464 + 1,57\omega_i - 0,26992\omega_i^2, \quad (4.2.63)$$

$$\varphi_i = \left(1 + \psi_i \left(1 - \sqrt{\frac{T_r}{T_{ci}}} \right) \right)^2. \quad (4.2.64)$$

18. Рассчитываются коэффициенты уравнения состояния для каждого компонента:

$$a_i = \frac{\alpha\varphi_i R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}}, \quad (4.2.65)$$

$$b_i = \frac{\beta R T_{ci}}{P_{ci}}, \quad (4.2.66)$$

$$c_i = \frac{\sigma_b R T_{ci}}{P_{ci}}, \quad (4.2.67)$$

$$d_i = \frac{\delta R T_{ci}}{P_{ci}}, \quad (4.2.68)$$

в случае минерализованной воды (water) вместо формулы (4.2.65) для расчёта коэффициента a_i используется комбинация формул

$$\alpha_w = \left(1 + C_{1w} \left(1 - \frac{T_r}{T_{cw}} (1 - C_{2w} m_w^{1,1}) \right) + C_{3w} \left(\frac{T_{cw}^3}{T_r^3} - 1 \right) \right), \quad (4.2.69)$$

$$a_w = \frac{0,457235\alpha_w R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}}, \quad (4.2.70)$$

где m_w подставляется в г-молей соли на 1 кг чистой воды, коэффициенты $C_{1w}=0,453$, $C_{2w}=0,0103$, $C_{3w}=0,0034$.

19. Рассчитываются коэффициенты уравнения состояния для смеси по правилам смешения для газовой (G) и жидкой (L) фаз:

$$a_G = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} y_i y_j \sqrt{a_i a_j} (1 - C_{ij}), \quad (4.2.71)$$

$$a_L = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_c} x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - C_{ij}), \quad (4.2.72)$$

$$b_G = \sum_{i=1}^{N_c} y_i b_i, \quad (4.2.73)$$

$$b_L = \sum_{i=1}^{N_c} x_i b_i, \quad (4.2.74)$$

$$c_G = \sum_{i=1}^{N_c} y_i c_i, \quad (4.2.75)$$

$$c_L = \sum_{i=1}^{N_c} x_i c_i, \quad (4.2.76)$$

$$d_G = \sum_{i=1}^{N_c} y_i d_i, \quad (4.2.77)$$

$$d_L = \sum_{i=1}^{N_c} x_i d_i, \quad (4.2.78)$$

в случае минерализованной воды (w) значения коэффициентов бинарного взаимодействия с минерализованной водой рассчитываются по формулам:

для взаимодействия углеводородного компонента с минерализованной водой:

$$C_{i,w} = C_{cw} + A_{cw} \frac{T_r}{T_{ci}} - B_{cw} \left(\frac{T_r}{T_{ci}} \right)^2, \quad (4.2.79)$$

где введены обозначения

$$A_{cw} = (1 + C_{c4} m_w)(C_{c5} + C_{c6} \omega_i), \quad (4.2.80)$$

$$B_{cw} = (1 + C_{c7} m_w)(C_{c8} + C_{c9} \omega_i), \quad (4.2.81)$$

$$C_{cw} = (1 + C_{c1} m_w) \left(C_{c2} - \frac{C_{c3}}{\omega_i^{0,1}} \right), \quad (4.2.82)$$

коэффициенты $C_{c1}=0,017407$, $C_{c2}=1,112$, $C_{c3}=1,7369$, $C_{c4}=0,033516$, $C_{c5}=1,1001$, $C_{c6}=0,83$, $C_{c7}=0,011478$, $C_{c8}=0,15742$, $C_{c9}=1,0988$; для взаимодействия азота с минерализованной водой:

$$C_{N2,w} = -C_{c1} (1 + C_{c2} m_w^{0,75}) + C_{c3} (1 + C_{c4} m_w^{0,75}) \frac{T_r}{T_{cN2}}, \quad (4.2.83)$$

где коэффициенты $C_{c1}=1,70235$, $C_{c2}=0,025587$, $C_{c3}=0,44338$, $C_{c4}=0,08126$; для взаимодействия углекислого газа с минерализованной водой:

$$C_{CO2,w} = -C_{c1}(1 + C_{c2}m_w^{0,75}) + C_{c3}(1 + C_{c4}m_w^{0,98}) \frac{T_r}{T_{CCO2}} - C_{c5}e^{A_e}, \quad (4.2.84)$$

где введено обозначение

$$A_e = -C_{c6} \frac{T_r}{T_{CCO2}} - m_w, \quad (4.2.85)$$

коэффициенты $C_{c1}=0,31092$, $C_{c2}=0,15587$, $C_{c3}=0,2358$, $C_{c4}=0,17837$, $C_{c5}=21,2566$, $C_{c6}=6,7222$; для взаимодействия сероводорода с минерализованной водой:

$$C_{H2S,w} = -0,20441 + 0,23426 \frac{T_r}{T_{CH2S}}, \quad (4.2.86)$$

где m_w подставляется в г-молей соли на 1 кг чистой воды.

20. Рассчитываются коэффициенты, входящие в уравнения Брусилковского, записанные относительно коэффициентов сверхсжимаемости газовой z_G и жидкой z_L фаз:

$$A_{1G} = \frac{a_G P_r}{R^2 T_r^2}, \quad (4.2.87)$$

$$A_{1L} = \frac{a_L P_r}{R^2 T_r^2}, \quad (4.2.88)$$

$$B_{1G} = \frac{b_G P_r}{R T_r}, \quad (4.2.89)$$

$$B_{1L} = \frac{b_L P_r}{R T_r}, \quad (4.2.90)$$

$$C_{1G} = \frac{c_G P_r}{R T_r}, \quad (4.2.91)$$

$$C_{1L} = \frac{c_L P_r}{R T_r}, \quad (4.2.92)$$

$$D_{1G} = \frac{d_G P_r}{R T_r}, \quad (4.2.93)$$

$$D_{1L} = \frac{d_L P_r}{R T_r}. \quad (4.2.94)$$

21. Рассчитываются коэффициенты кубического уравнения состояния

$$z_G^3 + A_G z_G^2 + B_G z_G + C_G = 0, \quad (4.2.95)$$

$$z_L^3 + A_L z_L^2 + B_L z_L + C_L = 0, \quad (4.2.96)$$

$$A_G = C_{1G} + D_{1G} - B_{1G} - 1, \quad (4.2.97)$$

$$A_L = C_{1L} + D_{1L} - B_{1L} - 1, \quad (4.2.98)$$

$$B_G = A_{1G} - B_{1G} C_{1G} + C_{1G} D_{1G} - B_{1G} D_{1G} - D_{1G} - C_{1G}, \quad (4.2.99)$$

$$B_L = A_{1L} - B_{1L} C_{1L} + C_{1L} D_{1L} - B_{1L} D_{1L} - D_{1L} - C_{1L}, \quad (4.2.100)$$

$$C_G = -B_{1G} C_{1G} D_{1G} - C_{1G} D_{1G} - A_{1G} B_{1G}, \quad (4.2.101)$$

$$C_L = -B_{1L} C_{1L} D_{1L} - C_{1L} D_{1L} - A_{1L} B_{1L}. \quad (4.2.102)$$

22. Рассчитываются коэффициенты приведённого кубического уравнения для газовой и жидкой фаз

$$k_G = -\frac{A_G^2}{3} + B_G, \quad (4.2.103)$$

$$k_L = -\frac{A_L^2}{3} + B_L, \quad (4.2.104)$$

$$q_G = \frac{2A_G^3}{27} - \frac{A_G B_G}{3} + C_G, \quad (4.2.105)$$

$$q_L = \frac{2A_L^3}{27} - \frac{A_L B_L}{3} + C_L, \quad (4.2.106)$$

23. Рассчитывается дискриминант кубического уравнения состояния для газовой и жидкой фаз

$$Q_G = \left(\frac{k_G}{3}\right)^3 + \left(\frac{q_G}{2}\right)^2, \quad (4.2.107)$$

$$Q_L = \left(\frac{k_L}{3}\right)^3 + \left(\frac{q_L}{2}\right)^2, \quad (4.2.108)$$

24. Проводится расчёт корней приведённого уравнения в соответствии с условиями:

Если $Q_G < 0, k_G < 0$:

$$y_{1G} = 2 \cdot \sqrt{-\frac{k_G}{3}} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_G}{3}\right), \quad (4.2.109)$$

$$y_{2,3G} = -2 \cdot \sqrt{-\frac{k_G}{3}} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_G}{3} \pm \frac{\pi}{3}\right), \quad (4.2.110)$$

где введено обозначение

$$\alpha_G = \arccos\left(-\frac{q_G}{2 \cdot \sqrt{\left(-\frac{k_G}{3}\right)^3}}\right), \quad (4.2.111)$$

Если $Q_G \geq 0, k_G > 0$:

$$y_{1G} = -2 \cdot \sqrt{\frac{k_G}{3}} \operatorname{ctg}(2\alpha_G), \quad (4.2.112)$$

где введены обозначения

$$\alpha_G = \operatorname{arctg}\left(\sqrt[3]{\operatorname{tg}\left(\frac{\beta_G}{2}\right)}\right), \quad (4.2.113)$$

$$\beta_G = \operatorname{arctg}\left(\frac{2}{q_G} \cdot \sqrt{\left(\frac{k_G}{3}\right)^3}\right), \quad (4.2.114)$$

остальные корни комплексные, которые не имеют физического смысла и не используются в расчётах.

Если $Q_G \geq 0, k_G < 0$:

$$y_{1G} = -2 \cdot \sqrt{-\frac{k_G}{3}} \operatorname{cosec}(2\alpha_G), \quad (4.2.115)$$

где α_G введено аналогично (4.2.113), а

$$\beta_G = \arcsin\left(\frac{2}{q_G} \cdot \sqrt{\left(-\frac{k_G}{3}\right)^3}\right), \quad (4.2.116)$$

остальные корни комплексные, которые не имеют физического смысла и не используются в расчётах.

Если $Q_L < 0, k_L < 0$:

$$y_{1L} = 2 \cdot \sqrt{-\frac{k_L}{3}} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_L}{3}\right), \quad (4.2.117)$$

$$y_{2,3L} = -2 \cdot \sqrt{-\frac{k_L}{3}} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_L}{3} \pm \frac{\pi}{3}\right), \quad (4.2.118)$$

где введено обозначение

$$\alpha_L = \arccos\left(-\frac{q_L}{2 \cdot \sqrt{\left(-\frac{k_L}{3}\right)^3}}\right), \quad (4.2.119)$$

Если $Q_L \geq 0, k_L > 0$:

$$y_{1L} = -2 \cdot \sqrt{\frac{k_L}{3}} \operatorname{ctg}(2\alpha_L), \quad (4.2.120)$$

где введены обозначения

$$\alpha_L = \operatorname{arctg}\left(\sqrt[3]{\operatorname{tg}\left(\frac{\beta_L}{2}\right)}\right), \quad (4.2.121)$$

$$\beta_L = \operatorname{arctg}\left(\frac{2}{q_L} \cdot \sqrt{\left(\frac{k_L}{3}\right)^3}\right), \quad (4.2.122)$$

остальные корни комплексные, которые не имеют физического смысла и не используются в расчётах.

Если $Q_L \geq 0, k_L < 0$:

$$y_{1L} = -2 \cdot \sqrt{-\frac{k_L}{3}} \cdot \operatorname{cosec}(2\alpha_L), \quad (4.2.123)$$

где α_L введено аналогично (4.2.121), а

$$\beta_L = \arcsin\left(\frac{2}{q_L} \cdot \sqrt{\left(-\frac{k_L}{3}\right)^3}\right), \quad (4.2.124)$$

остальные корни комплексные, которые не имеют физического смысла и не используются в расчётах.

25. Из корней y_{1L}, y_{2L}, y_{3L} для жидкой фазы выбирается наименьший и обозначается y_L .

26. Из корней y_{1G}, y_{2G}, y_{3G} для газовой фазы выбирается наибольший и обозначается y_G .

27. Рассчитываются коэффициенты сверхсжимаемости для газовой и жидкой фаз

$$z_L = y_L - \frac{A_L}{3}, \quad (4.2.125)$$

$$z_G = y_G - \frac{A_G}{3}, \quad (4.2.126)$$

28. С использованием корреляций находится фугитивность для жидкой и газовой фаз:

$$f_{iG} = \exp\left(\frac{b_i}{b_G}(z_G - 1) - \ln(z_G - B_{1G}) - F_G S_G \ln W_G + \ln(y_i P_r)\right), \quad (4.2.127)$$

$$f_{iL} = \exp\left(\frac{b_i}{b_L}(z_L - 1) - \ln(z_L - B_{1L}) - F_L S_L \ln W_L + \ln(x_i P_r)\right), \quad (4.2.128)$$

где введены обозначения

$$S_G = 2 \sum_{j=1}^{N_c} \frac{y_i \sqrt{a_i a_j} (1 - C_{ij})}{a_G} - \frac{b_i}{b_G}, \quad (4.2.129)$$

$$S_L = 2 \sum_{j=1}^{N_c} \frac{x_i \sqrt{a_i a_j} (1 - C_{ij})}{a_L} - \frac{b_i}{b_L}, \quad (4.2.130)$$

$$W_G = \frac{z_G + (\sqrt{2} + 1)B_{1G}}{z_G + (1 - \sqrt{2})B_{1G}}, \quad (4.2.131)$$

$$W_L = \frac{z_L + (\sqrt{2} + 1)B_{1L}}{z_L + (1 - \sqrt{2})B_{1L}}, \quad (4.2.132)$$

$$F_G = \frac{A_{1G}}{B_{1G} \cdot 2\sqrt{2}}, \quad (4.2.133)$$

$$F_L = \frac{A_{1L}}{B_{1L} \cdot 2\sqrt{2}}. \quad (4.2.134)$$

29. Если выполняется условие

$$|f_{iL} - f_{iG}| \leq \varepsilon, \quad (4.2.135)$$

то расчёт завершается, иначе константы равновесия для каждого компонента пересчитываются по формуле

$$K_i = \frac{f_{iG}}{f_{iL}}, \quad (4.2.136)$$

после чего происходит возвращение в пункт 9.

Результаты расчёта фазового состояния с использованием данного алгоритма показывают, что нефть с количеством псевдокомпонентов менее 7 недостаточно точно воспроизводит фазовую диаграмму. Модели нефти с 7 и 24 псевдокомпонентами практически одинаково воспроизводят фазовое поведение системы (рис. 4.2.2). Поэтому было выбрано 7 компонентов, приведённых в табл. 4.2.2.

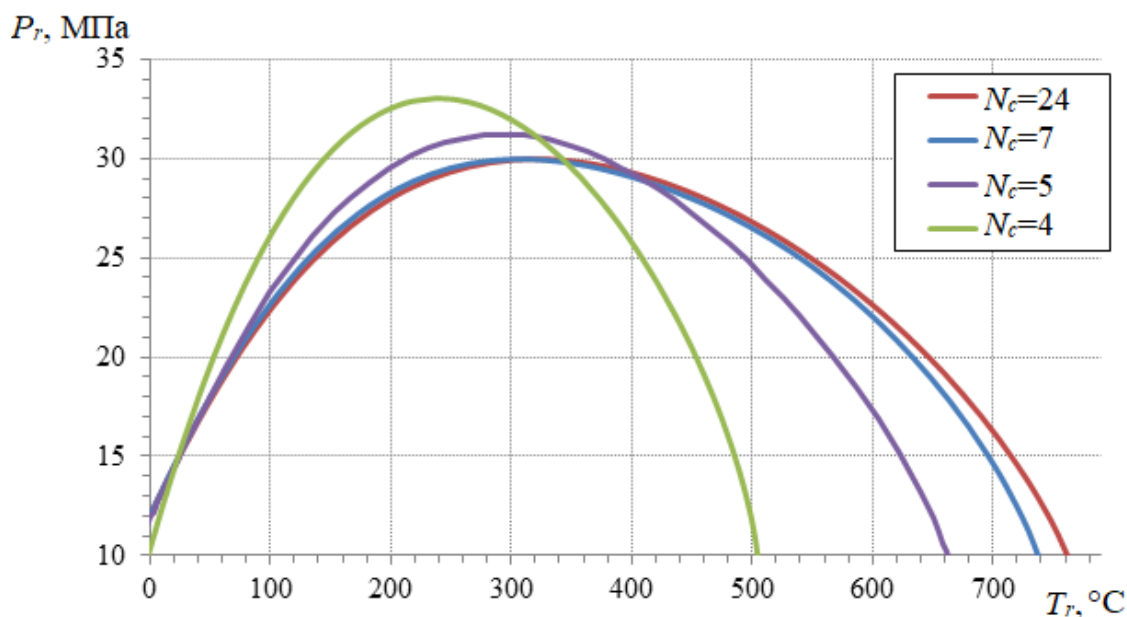


Рис. 4.2.2. Фазовые диаграммы нефти с различным количеством псевдокомпонентов.

Кроме термодинамических свойств в гидродинамическом симуляторе необходимо задание свойств модельной семикомпонентной нефти в пласте. Они приведены в табл. 4.2.3 [197]. Здесь P_b – давление насыщения, β_o – изотермический коэффициент сжимаемости нефти в диапазоне давлений от

пластового давления до давления насыщения, R_{gs} – объёмное газосодержание, R_{gm} – массовое газосодержание, ρ_{rg} – относительная плотность газа,

Таблица 4.2.3. Свойства пластовой семикомпонентной нефти для одного из месторождений Восточной Сибири [197].

Параметр	Значение
P_r	16,9 МПа
T_r	295 К
P_b	14,7 МПа
$\rho_o(P_r)$	746,1 кг/м ³
$\rho_o(P_b)$	744,1 кг/м ³
$\mu_o(P_r)$	1,6 сП
$\mu_o(P_b)$	1,54 сП
β_o	$1,27 \cdot 10^{-9}$ 1/Па
R_{gs}	118,7 м ³ /м ³
R_{gm}	141,9 м ³ /т
$B_o(P_r)$	1,283 д.е.
$B_o(P_b)$	1,287 д.е.
ρ_{so}	836,6 кг/м ³
ρ_{rg}	0,841 д.е.

Далее в соответствии с *четвёртым пунктом* этой методологии для определения области повышенной неопределённости ОФП осуществляется переход в специальное фазовое пространство, обобщёнными координатами в котором являются насыщенности фаз. В таком случае фазовый состав пластовой системы удобно представлять в виде диаграмм Гиббса-Розебома (рис. 4.2.3). На рис. 4.2.3 S_{c1} – насыщенность псевдокомпонента метан и азот, S_{c2} – насыщенность псевдокомпонента этан, пропан, бутан, пентант, гексан и углекислый газ, S_{c2} – насыщенность псевдокомпонента C_{7+} , C_0^0 – исходный

состав углеводородной системы, C_g^a – начальный состав попутного нефтяного газа, C_g^e – состав газа, обогащённого компонентами после второй ступени сепарации, $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – межфазные натяжения. Такое деление на три компонента позволяет использовать треугольные фазовые диаграммы, чтобы проиллюстрировать тип смесимости [197]. На поверхности раздела равновесных жидкости и газа межфазное поверхностное натяжение увеличивается от нод вблизи критической точки к нодам с малой концентрацией второго (промежуточного) компонента S_{c2} .

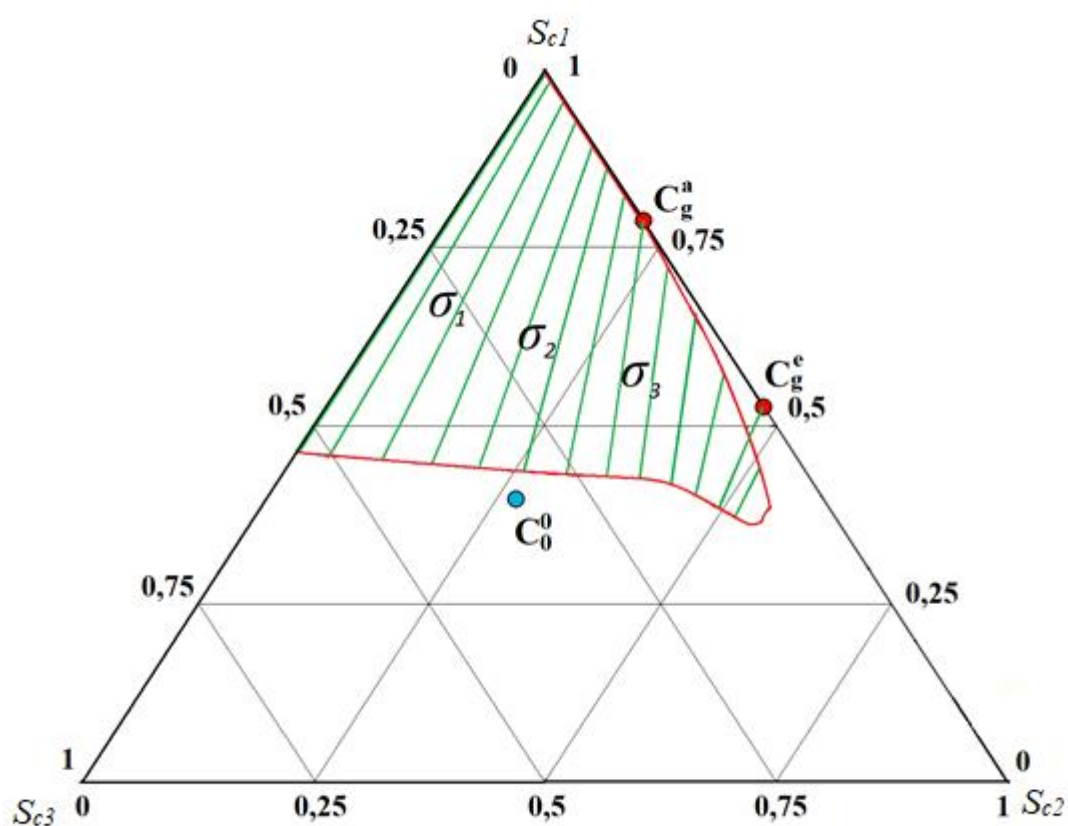


Рис. 4.2.3. Состав углеводородных компонентов на диаграмме Гиббса-Розебома.

Для снижения минимального давления смесимости обычно проводят обогащение газовой фазы промежуточным углеводородным компонентом. В качестве примера можно привести состав обогащённого газа (табл. 4.2.4) [197], при котором достигается его минимальная смешиваемость.

Таблица 4.2.4. Компонентный состав газовой фазы, состоящей из 80% газов второй ступени сепарации и 20% газов третьей ступени [197].

Псевдокомпонент	Мольная доля, %
Углекислый газ	0,051
Азот и метан	55,058
Этан, пропан, бутан	42,671
Пентан, гексан	2,220
Углеводородный компонент с гептана до C ₁₇ включительно	0,000
Углеводородный компонент с C ₁₈ до C ₃₀ включительно	0,000
C ₃₁₊	0,000

Молярная масса газа из табл. 4.2.4 равна 28,3 г/моль, минимальное давление смесимости составляет 17,4 МПа, относительная плотность 0,9781.

Во введённом фазовом пространстве обе модели Стоуна для одного и того же соотношения насыщенностей фаз в ряде случаев дают различные значения ОФП. Область, в которой расхождение значений ОФП, построенных по различным моделям, превышает заданную точность, называется областью повышенной неопределённости.

Для определения такой области сначала необходимо задать двухфазные ОФП. Для рассматриваемого месторождения они приведены на рис. 4.2.4 для системы вода-нефть и на рис. 4.2.5 для системы нефть-газ [197].

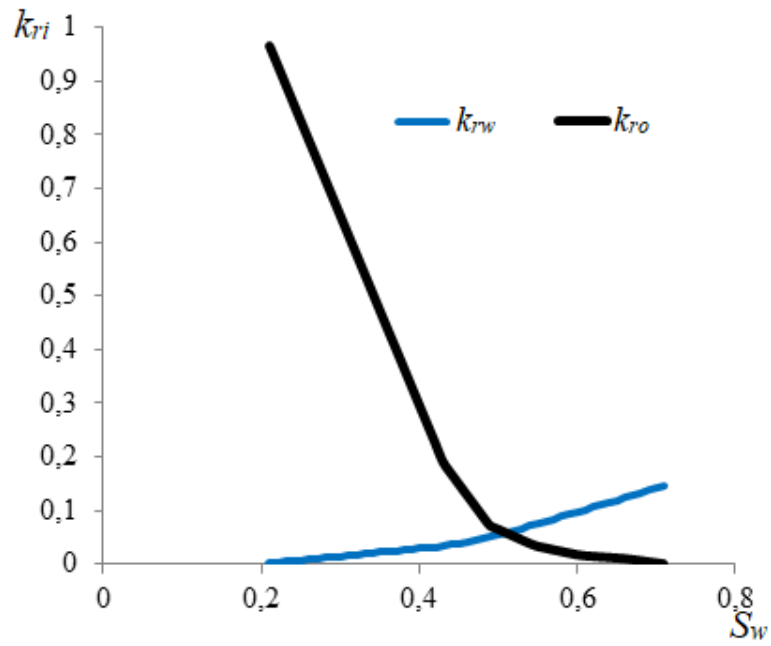


Рис. 4.2.4. Двухфазные ОФП в системе вода-нефть для одного из месторождений в Восточной Сибири.

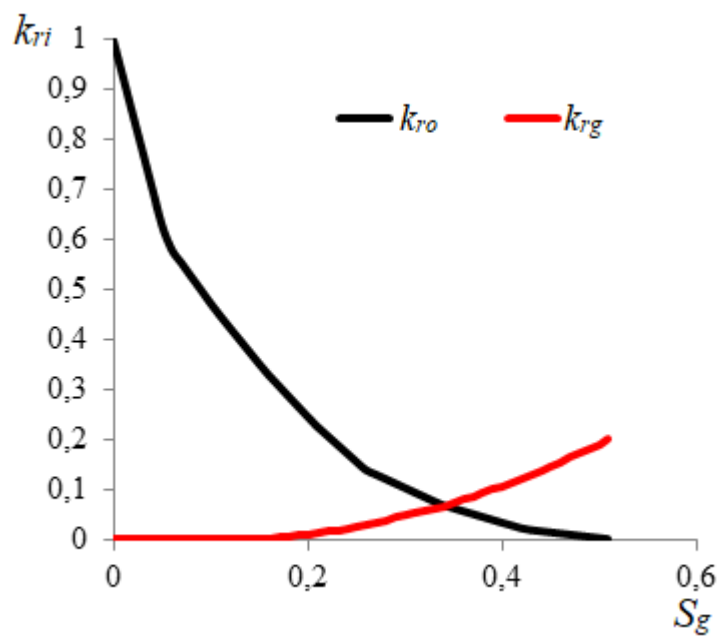


Рис. 4.2.5. Двухфазные ОФП в системе нефть-газ для одного из месторождений в Восточной Сибири.

Определение области повышенной неопределённости ОФП подразумевает нанесение изоперм – линий равной проницаемости на трёхфазные диаграммы Гиббса-Розебома. Область повышенной неопределённости ОФП задаётся как область, в которой при одном и том же наборе значений насыщенностей фаз значение ОФП по моделям Стоуна I и Стоуна II отличаются между собой по абсолютному значению более, чем на 10%, иначе это приводит к высокой неопределённости в прогнозах расходных характеристик добывающих скважин. Для гидрофильного случая рассчитанная область повышенной неопределённости ОФП для модельного объекта показана на рис. 4.2.6 [197–199].

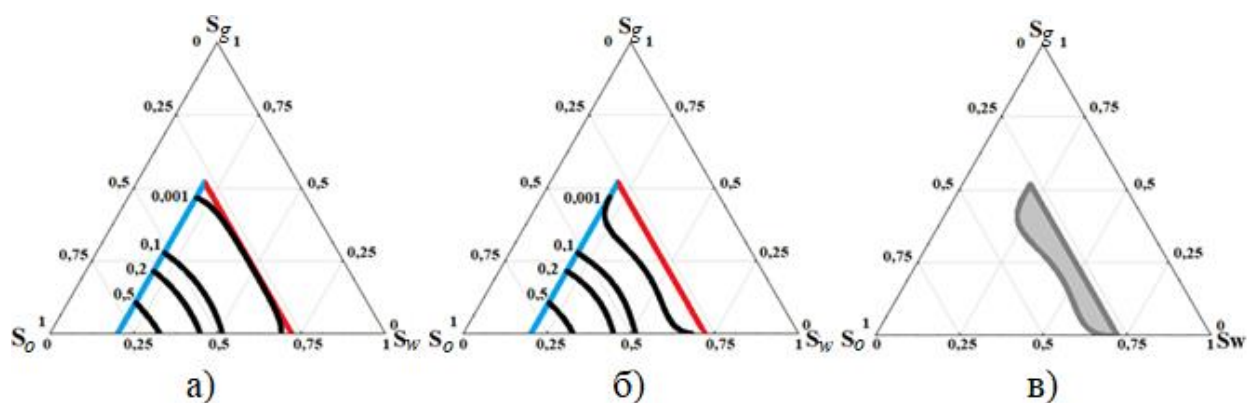


Рис. 4.2.6. Изопермы на диаграмме Гиббса-Розебома для модели Стоуна I (а), Стоуна II (б) и область неопределённости ОФП для гидрофильной среды в специальном фазовом пространстве (в).

В случае гидрофобной пористой среды область повышенной неопределённости ОФП строится аналогично при взаимной замене значений нефтенасыщенности на значения водонасыщенности.

Таким образом, применение комплексной методологии [200] при моделировании ВГВ позволило сформулировать алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа, построенный в результате анализа усреднённых насыщенностей фаз в пласте в специальном фазовом пространстве:

1. Проведение оценки смачиваемости пористой среды водой путём оценки значений капиллярного числа в соответствии со *вторым пунктом* разработанной методологии. Это позволяет определить фазу с промежуточной смачиваемостью, которая необходима для расчёта трёхфазных ОФП.
2. Применение *второго пункта* комплексной методологии, заключающегося в обезразмеривании уравнений, описывающих процесс тепломассопереноса флюидов в пористой среде. Это необходимо для получения универсальных решений, не зависящих от характеристик рассматриваемого объекта. Моделирование термодинамических свойств нефти проводится в соответствии с предложенным алгоритмом расчёта фазового состояния пластовой системы.
3. Использование *четвёртого пункта* разработанной комплексной методологии для определения трёхфазных ОФП с помощью эмпирических корреляций, использующих комбинации двухфазных ОФП.
4. Переход в специальное фазовое пространство в соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной комплексной методологии для определения области повышенной неопределённости ОФП. В таком пространстве обобщёнными координатами являются насыщенности фаз. Этот переход позволяет провести определение области неопределённости трёхфазных ОФП. Эта область задаётся как область, в которой при одном и том же наборе значений насыщенностей фаз значение трёхфазных ОФП по различным моделям отличаются между собой по абсолютному значению более, чем на 10%.

4.3. Применение комплексной методологии для выбора эффективного соотношения объёмов воды и газа при водогазовом воздействии

Выбирать соотношение объёмов воды и газа при ВГВ необходимо таким образом, чтобы не попадать в область повышенной неопределённости ОФП или проходить её в наиболее узкой части.

Существуют различные типы вытеснений нефти при ВГВ. В первом

случае происходит испарение в газовую фазу промежуточного компонента нефти (смешивающееся многоконтантное вытеснение). Схема изменения фазового состава в результате такого вытеснения приведена на рис. 4.3.1, где C_g^1 – точка, обозначающая начальный состав газа при таком вытеснении.

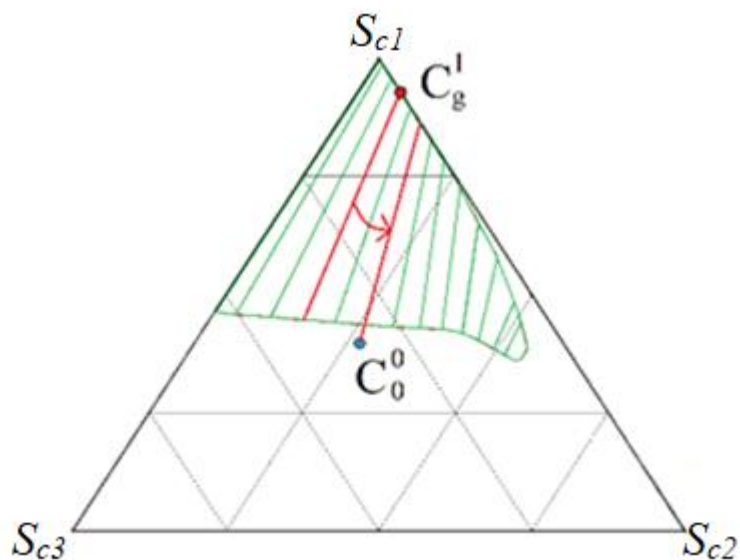


Рис. 4.3.1. Схема изменения фазового состава в результате смешивающегося многоконтантного вытеснения.

Во втором случае происходит конденсация газа в ходе вытеснения. Схема изменения фазового состава в результате такого вытеснения приведена на рис. 4.3.2, где C_g^2 – точка, обозначающая начальный состав газа при таком вытеснении.

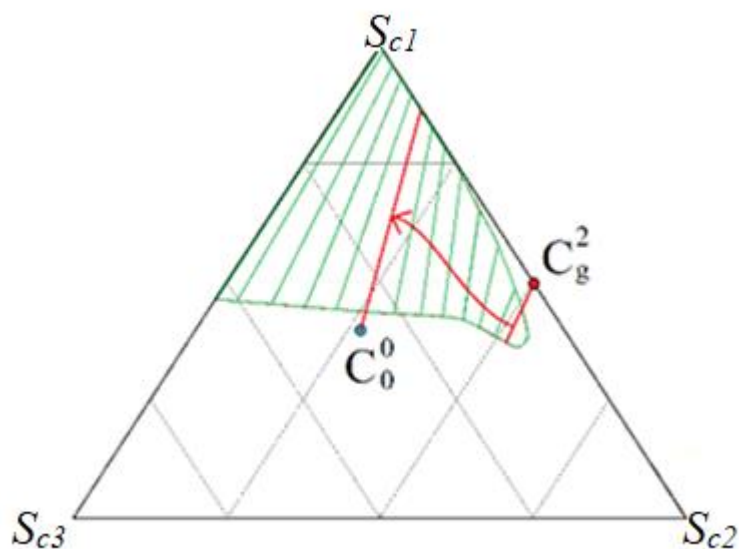


Рис. 4.3.2. Схема изменения фазового состава в результате вытеснения газом при его конденсации в ходе вытеснения.

В третьем случае имеется только один фронт вытеснения (полностью смешивающееся вытеснение). Схема изменения фазового состава в результате такого вытеснения приведена на рис. 4.3.3, где C_g^3 – точка, обозначающая начальный состав газа при таком вытеснении.

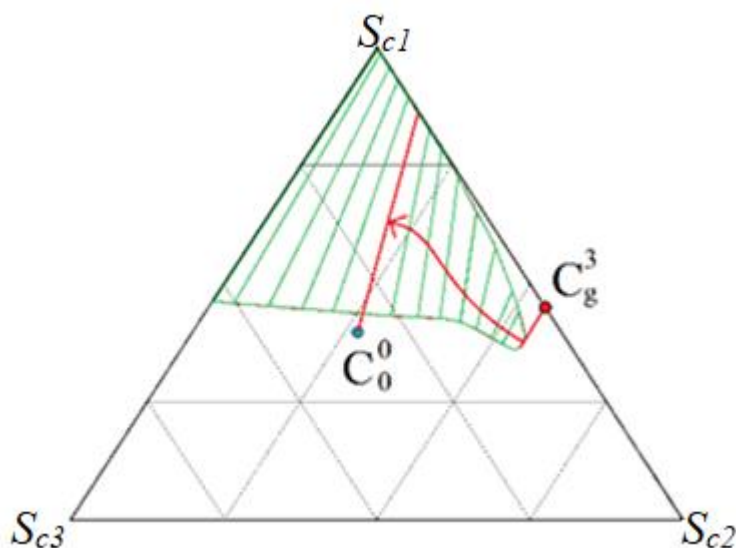


Рис. 4.3.3. Схема изменения фазового состава в результате полностью смешивающегося вытеснения.

Следует отметить, что можно определить состав смеси, при котором подвижности фаз (воды λ_w и газа λ_g) или равны между собой, или суммарная подвижность потока λ_s минимальна (рис. 4.3.4). При таком соотношении подвижностей процесс вытеснения нефти при ВГВ является наиболее устойчивым.

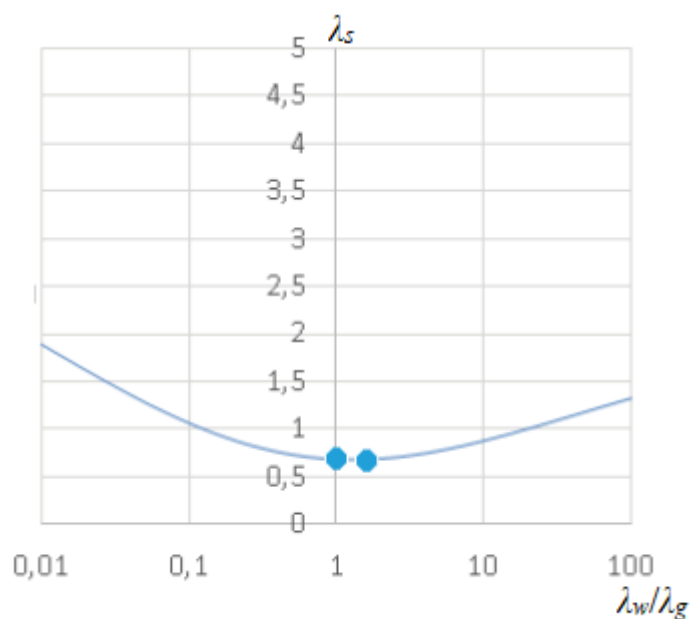


Рис. 4.3.4. Зависимость суммарной подвижности фаз при ВГВ от их относительной подвижности.

Процесс тепломассопереноса для трехфазной системы необходимо осуществлять таким образом, чтобы не попадать в область повышенной неопределённости ОФП или проходить её в наиболее узкой части. На примере пласта одного из месторождений Восточной Сибири [197] сравнивались процессы, заключающиеся в закачке только воды или газа в пласт, а также совместная закачка воды и газа.

Для выбора эффективного соотношения воды и газа при ВГВ на треугольные диаграммы Гиббса-Розебома через равные промежутки времени наносились усреднённые по всему пласту насыщенности нефти в ходе процесса разработки, рис. 4.3.5. Путём или траекторией решения системы

уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации называется линия в специальном фазовом пространстве, соответствующая динамике усреднённых насыщенных фаз в пласте для выбранного эффективного соотношения воды и газа.

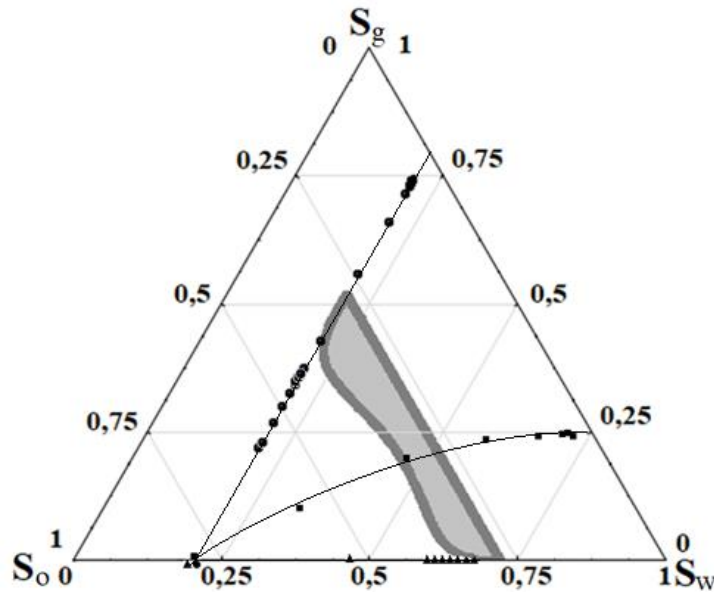


Рис. 4.3.5. Динамика насыщенных фаз при различных соотношениях воды и газа (круг – закачка газа, квадрат – закачка эффективных объемов воды и газа, треугольник – закачка воды).

Анализ полученных результатов показывает, что с течением времени скорость вытеснения нефти уменьшается. За счёт наличия только двух фаз варианты с закачкой только воды или газа не попадают в область неопределённости ОФП. При совместной закачке воды и газа часть траектории в любом случае попадает в эту область. В соответствии с шестым пунктом разработанной комплексной методологии эффективным соотношением объемов флюидов является то, при котором траектория решения проходит область неопределённости ОФП в наиболее узкой части, как показано на рис. 4.3.5. Эффективным для приведенной динамики насыщенных фаз для рассматриваемого в работе модельного пласта является соотношение газа в объёме закачанного флюида к воде 1 к 2. Погрешность расчётов по модели с

меньшим количеством компонентов (7) в сравнении с результатами моделирования с большим числом компонентов (24) составляет 5%, что свидетельствует о допустимости использования упрощённого подхода к моделированию [197].

Таким образом, применение комплексной методологии позволило сформулировать алгоритм, позволяющий минимизировать неопределенность решения задачи о вытеснении нефти смесью воды и газа, и определить эффективное соотношение объёмов закачиваемых воды и газа при ВГВ.

ГЛАВА 5. МЕТОД РЕШЕНИЯ МНОГОМАСШТАБНОЙ ЗАДАЧИ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ВЫРАВНИВАНИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

5.1. Современные подходы к моделированию физико-химических методов ограничения водопритока в добывающие скважины

Метод поддержания пластового давления на основе заводнения [201, 202] в условиях слоистой неоднородности пластов сопряжён с преждевременным прорывом воды к добывающим скважинам по пропласткам с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Это приводит к обводнению добываемого флюида свыше 90%. Ярким выраженным примером с высокой степенью слоистой неоднородности является Самотлорское месторождение [203]. Для борьбы с этим явлением хорошо себя зарекомендовали физико-химические методы ограничения водопритока в добывающие скважины [204–206].

Физико-химические методы ограничения водопритока в настоящее время занимают второе место по распространённости использования среди всех методов улучшения физико-химических свойств флюида и пористой среды в России [207, 208]. Одним из видов физико-химических методов ограничения водопритока является процесс выравнивания фильтрационных потоков [209, 210]. В сложно-построенных слоисто-неоднородных пористых средах возможен опережающий прорыв воды к добывающим скважинам по более продуктивным пропласткам (рис. 5.1.1, на котором k_1 , k_2 , k_3 – проницаемости первого, второго и третьего пропластков). Для предотвращения раннего роста обводнённости через нагнетательную скважину производится закачка химических реагентов для формирования низкопроницаемых барьеров (рис. 5.1.1). Реагент преимущественно проникает в более обводнённые пропластки за счёт их высоких фильтрационно-емкостных свойств и удерживается в них, создавая низкопроницаемый барьер.

В результате этого скорость фильтрации снижается сильнее в более высокопроницаемых пропластках. Такое перераспределение потоков приводит к временному снижению обводнённости добываемого флюида [211]. За счёт вертикальных перетоков между пропластками эффект от воздействия длится порядка 1 года.

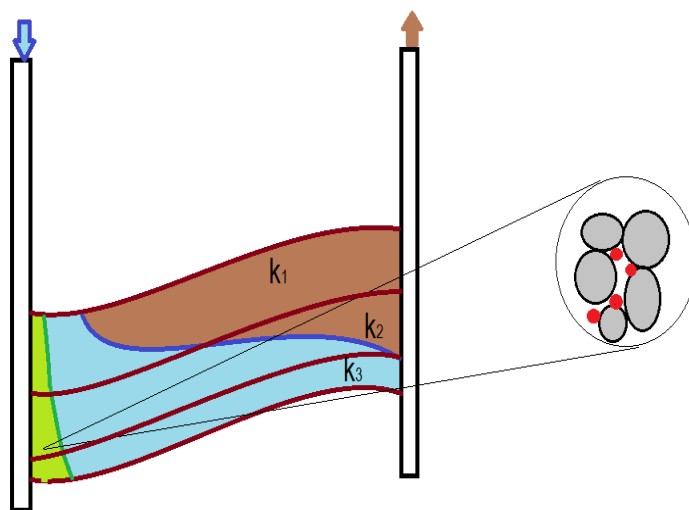


Рис. 5.1.1. Процесс выравнивания фильтрационных потоков, красным показаны осевшие частицы, синим цветом – вода, коричневым – нефть, зелёным – реагент.

В течение последних десятилетий ограничение водопритока к добывающим скважинам в слоисто-неоднородных пластах за счёт перераспределения профиля потока воды от нагнетательных скважин активно развивается в Китае [212].

Выделяют несколько механизмов осаждения частиц реагента в пористой среде. Первым механизмом, как отмечается в работе К. Сорби [213], является физическая адсорбция за счёт сил межмолекулярного взаимодействия. Другим механизмом является удерживание частиц за счёт гидродинамических сил или за счёт превышения частицами размеров поровых каналов [213–215] (рис. 5.1.2). На рис. 5.1.2 α обозначает концентрацию частиц в потоке, σ –

концентрацию удержанных и адсорбированных на поверхности пористой среды частиц.

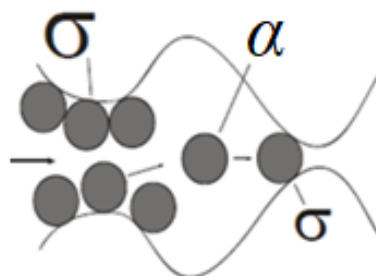


Рис. 5.1.2. Концентрации частиц в потоке и удержанных на поверхности пористой среды.

В общем случае выделяют 6 различных механизмов осаждения частиц (рис. 5.1.3): механическое удерживание (1), адсорбция за счёт межмолекулярного взаимодействия (2), химическая адсорбция (3), адсорбция за счёт электромагнитного взаимодействия (4), гравитационное удерживание (5) и гидродинамическое удерживание (6) [213].

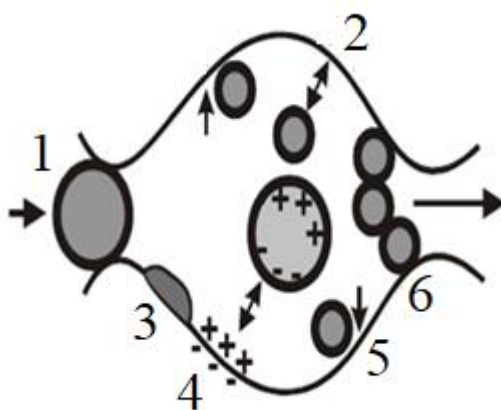


Рис. 5.1.3. Механизмы осаждения частиц.

Наибольшее распространение при выравнивании фильтрационных потоков получили осадко-гелеобразующие составы [216]. К таким составам

относятся полимер-дисперсные, гелеобразующие и осадкообразующие реагенты. Кроме них, нередко используются термотропные составы [217].

Полимер-дисперсные составы готовятся на основе дисперсных частиц бентонитовой глины, древесной муки или мела, в качестве несущей фазы выступает вода, а полимер препятствует гравитационной сегрегации частиц [218, 219], удерживая их во взвешенном состоянии [220, 221]. Дисперсные частицы в пласте ограничивают движение воды по крупным поровым каналам [222].

Гелеобразующие реагенты состоят из полимеров и их сшивателей [223]. Наибольшее распространение получила комбинация полиакриламида и ацетата хрома [224]. При этом сшитые полимерные системы более чем на 90% состоят из воды [225]. Указанные реагенты закачиваются в пористую среду отдельно друг от друга, а в пластовых условиях формируют гель с высокой вязкостью, препятствующий фильтрации воды.

Осадкообразующие составы представляют собой химические реагенты, которые не взаимодействуют или слабо взаимодействуют между собой при нормальных условиях, но в пластовых условиях вступают в реакцию, образуя нерастворимый осадок. К таким составам относится, например, реагент, состоящий из силиката натрия и карбоната кальция [204].

Термотропные реагенты гелируют за счёт действия пластовой температуры. Их состав более сложен, а реакции идут в несколько этапов [207].

В настоящее время в Китае большое распространение получила закачка гелевых частиц, формирующих непроницаемые барьеры на достаточно большом удалении от нагнетательной скважины [226, 227]. В работах Бая и его соавторов эта технология получила название Preformed Particle Gel (PPG) [226].

Для эффективного применения процесса выравнивания фильтрационных потоков необходимо определение фильтрационных характеристик реагента и пористой среды. Среди таких параметров выделяют

константы адсорбции и удерживания [179], недоступный поровый объём [228], коэффициенты фильтрации [229] и повреждения породы [229]. Следует отметить, что недоступный поровый объём – объём пористой среды, не участвующий в фильтрации флюида; коэффициент фильтрации характеризует интенсивность массообмена между частицами, находящимися в потоке во взвешенном состоянии, и удержанными частицами; коэффициент повреждения породы характеризует то, насколько сильно снижается проницаемость в результате удержания частиц.

Эти параметры определяются с помощью экспериментальных исследований образцов горной породы [230]. Большинство методик по определению параметров адсорбции и удерживания полимера проводятся на деструктурированных образцах пористой среды [231, 232]. В результате этого невозможно определить недоступный поровый объём, а параметры адсорбции становятся определёнными неверно, поскольку при измельчении образца удельная поровая поверхность становится другой, чем была в исходном образце, кроме того, удерживание в таких экспериментах вообще исключается.

Более точными являются эксперименты по фильтрации оторочек реагентов через образцы пористой среды [233]. В частности, Ваз, Бедриковецкий и их соавторы [233] предлагают определять коэффициенты фильтрации и повреждения породы по данным замеров давлений на входе и выходе из образца, а также в его середине.

Первые эксперименты по определению недоступного порового объёма были проведены Доусоном и Лантцем в 1972 г. [228]. Наличие этого объёма проявилось в опережающем прорыве оторочки полимера на выходе из образца пористой среды. При этом на выходе объём полимера оказывается меньшим, чем был закачен. Считается, что наличие связанной воды (воды, удержанной пористой средой за счёт капиллярных сил) может приводить к существованию недоступного порового объёма. Как правило, такая вода находится в наиболее мелких порах, сопоставимых по размеру с радиусом молекул реагента [228].

Как правило, пористая среда состоит из капилляров различных диаметров. За счёт этого преобладающим механизмом задерживания частиц являются механическое и гидродинамическое удерживания, а не адсорбция полимера [234–237]. Следует отметить, что механическое удерживание определяется только размерами поровых каналов и молекул реагента, поэтому не зависит от скорости фильтрации и является необратимым. Эксперименты показали, что на гидродинамическое удерживание существенно влияет скорость фильтрационного потока [236], за счёт чего оно частично обратимо [234].

Ряд экспериментов показал, что на параметры удерживания реагента существенно влияют диаметр пор (фактически определяющий абсолютную проницаемость пористой среды), скорость фильтрационного потока, геолого-химический состав породы, наличие связанной воды и остаточной нефти, молекулярная масса реагента [234, 236, 238]. Однако отсутствует методика решения обратных задач по определению полного набора параметров по результатам этих экспериментов.

Для определения рассмотренных параметров необходимо математическое моделирование на основе экспериментальных данных. Для описания адсорбции обычно вводятся допущения о мономолекулярном слое оседающего вещества на поверхности пористой среды и о равновесности процесса, тогда на основе закона сохранения массы реагента можно получить закон Легмюра [179]:

$$a_a = \frac{\Gamma C_p}{1 + \frac{\Gamma C_p}{a_{amax}}}, \quad (5.1.1)$$

где C_p – концентрация реагента, a_a – концентрация адсорбированного вещества, Γ – константа адсорбции Генри, a_{amax} – максимальная концентрация адсорбированного вещества.

Уравнение (5.1.1) получено в предположении неизменности температуры и называется изотермой адсорбции. Как правило, параметры

адсорбции определяются в результате экспериментов с разрушением образцов горной породы [232]. Этот метод работает при любых концентрациях реагента. Максимальную концентрацию адсорбированного вещества можно определить в фильтрационных экспериментах на основе метода материального баланса [231].

При низких концентрациях реагента изотерма адсорбции Ленгмюра (5.1.1) путём асимптотического анализа приводится к классическому закону Генри $a_a = \Gamma C_p$.

Адсорбцию можно разделить на физическую и химическую [213]. Экспериментальные исследования химической адсорбции [239, 240] показали, что изотерма адсорбции описывается более сложной зависимостью. К сожалению, в большинстве коммерческих программных комплексов для моделирования физико-химических методов ограничения водопритока в добывающие скважины для описания адсорбции используется только закон Ленгмюра или табличные данные.

В теории в мономолекулярном (однослойном) приближении остаточная адсорбция отсутствует, т.е. весь реагент проходит через пористую среду. На переднем фронте оторочки наблюдается адсорбция реагента на скелете пористой среды, на заднем – десорбция. На практике адсорбция является необратимым или частично обратимым явлением [213].

Современным подходом к моделированию адсорбции и удерживания является использование единого уравнения, описывающего оба этих явления [237]:

$$a_j = \lambda_{hj} C_p \left(1 - \frac{a_j}{a_{jmax}} \right), \quad j = a, r, \quad (5.1.2)$$

где j – индекс, обозначающий адсорбцию (a) или удерживание (r), a_j – концентрация вещества в ходе процесса j , a_{jmax} – максимальная концентрация вещества в ходе процесса j , λ_{hj} – эмпирический коэффициент для процесса j .

Авторы работы [241] учитывают неравновесный характер удерживания путём записи закона сохранения массы удержанного реагента:

$$\frac{\partial a_r}{\partial t} = \lambda(a_r)C_p v, \quad (5.1.3)$$

где λ – коэффициент фильтрации, v – скорость фильтрации. В этом случае моделируется ещё и диссипация фронтов оторочек реагента.

В таком подходе необходимо определять не только параметры адсорбции-удерживания, но и фильтрационные характеристики реагента и пористой среды, требуемые для эффективного применения процесса выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде.

Как упоминалось выше, эффект от выравнивания фильтрационных потоков является временным и компенсируется перетоками в пласте за зоной, охваченной воздействием. Оценить характерное время, за которое сказывается эффект от воздействия на продукции добывающих скважин, можно из уравнения пьезопроводности в линейном случае по формуле [242, 243]:

$$\tau_p \sim \frac{L_p^2 \beta_m \mu_e}{k_x}, \quad (5.1.4)$$

где β_m – сжимаемость насыщенной пористой среды, k_x – абсолютная проницаемость в горизонтальном направлении, μ_e – эффективный коэффициент динамической вязкости флюида, вычисляемый по формуле

$$\mu_e = \left(\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \frac{\partial F}{\partial S_w} \right)^{-1}, \quad (5.1.5)$$

где F – функция Баклея-Левретта.

Характерное время вертикальных перетоков между пропластками за счёт гравитационных сил оценивается из уравнения Баклея-Левретта по формуле:

$$\tau_v \sim \frac{h m \mu_e}{k_y g \Delta \rho}, \quad (5.1.6)$$

где k_y – абсолютная проницаемость в вертикальном направлении.

Оценки показывают, что время вертикальных перетоков составляет порядка 1-2 лет, а время распространения возмущения давления на порядки

меньше [243], что позволяет пренебречь этими перетоками при моделировании эффективности выравнивания фильтрационных потоков.

В общем случае фильтрация реагентов в процессе выравнивания фильтрационных потоков описывается моделью глубокого проникновения дисперсных частиц в пористую среду [229, 233, 241, 244], основы которой были заложены ещё в 1970-е годы. Вводится односкоростное приближение, природа удерживания не рассматривается, считается, что есть концентрация σ удержанных частиц. Закон сохранения массы частиц в потоке в общем случае имеет вид [229, 233, 241, 244–249]

$$\frac{\partial \left((m - \sigma)(1 - S_{or})C_p\rho_w + a_a(1 - m)\rho_r \right)}{\partial t} + \text{div}(C_p\rho_w\vec{v}) = -K_c\rho_w J_a, \quad (5.1.7)$$

где S_{or} – остаточная нефтенасыщенность, K_c – массовая доля реагента, необходимая для образования 1 кг удержанных частиц, J_a – интенсивность перехода в удержанное состояние.

Закон сохранения массы удержанных частиц:

$$\frac{\partial(\sigma\rho_p)}{\partial t} = \rho_p J_a, \quad (5.1.8)$$

где ρ_p – плотность реагента. Как правило, этот закон чаще записывается в виде (5.1.3).

В случае осадко-гелеобразующих составов J_a характеризует интенсивность осадко-гелеобразования и вычисляется по закону Аррениуса, а уравнение (5.1.7) записывается для каждого компонента в отдельности.

Снижение проницаемости пропластков в процессе выравнивания фильтрационных потоков учитывается в модифицированном законе Дарси с помощью гидродинамического сопротивления пористой среды g_h [229, 233, 241, 244]:

$$\vec{v} = -\frac{kk_{rwr}}{\mu_w g_h} \text{grad}P, \quad (5.1.9)$$

где k_{rwr} – ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности.

Как правило, гидродинамическое сопротивление зависит от концентрации удержанных частиц и коэффициента повреждения породы β по следующему закону [229, 233, 241, 244]:

$$g_h = 1 + \beta\sigma. \quad (5.1.10)$$

Иногда вместо этой формулы используется следующий степенной закон [203]:

$$g_h = (1 + \beta\sigma)^{n_r}, \quad (5.1.11)$$

где n_r – показатель степени.

Как правило, решение приведённой системы уравнений осуществляется методом характеристик [250].

Следует отметить, что актуальным остаётся вопрос определения эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков, которые не содержатся в рассмотренных моделях. Особенно остро стоит вопрос определения эффективного объёма закачанного реагента или его концентрации, что влияет на процесс выравнивания фильтрационных потоков.

5.2. Метод решения многомасштабной задачи тепломассопереноса при выравнивании фильтрационных потоков

При исследовании различных процессов, связанных с физико-химическими методами ограничения водопритока в добывающие скважины, таких как малообъёмные закачки реагента, возникает необходимость в решении многомасштабных задач. Применение комплексной методологии позволяет сформулировать метод решения таких задач. Этот метод заключается в следующем:

1. Анализ симметрии задачи и введение соответствующей системы координат с использованием *первого пункта* комплексной методологии для снижения размерности решаемой системы уравнений, использование изотермического приближения для уменьшения количества уравнений,

входящих в решаемую систему. Это позволяет пренебречь влиянием изменения вязкости реагента при изменении термобарических условий.

2. Применение *второго пункта* комплексной методологии, заключающегося в обезразмеривании уравнений, описывающих процесс многофазной фильтрации флюидов в пористой среде. Это необходимо для введения критериев подобия, характеризующих эффективность физико-химического воздействия.

3. Оценка масштабов процессов, в случае наличия разномасштабных процессов проводится разбиение рассматриваемой задачи на две: локальную и внешнюю с формулировкой соответствующих допущений на основе *третьего пункта* разработанной комплексной методологии. Это позволяет получать аналитические решения для локальной задачи, и только внешнюю решать численно. Кроме того, из анализа протекающих процессов возможно на основе *шестого пункта* комплексной методологии выделение прямой и обратной задачи.

4. В случае выделения локальной и внешней задач проводится их решение, после чего осуществляется сшивка получившихся решений на границе выделенных областей на основе *седьмого пункта* комплексной методологии. Для сшивки решений определяются параметры, одинаковые на границе локальной и внешней области.

5. Проводится анализ решений на разрыве в соответствии с *пятым пунктом* комплексной методологии. Это позволяет получить аналитические решения методом характеристик при движении фронта реагента в пористой среде.

6. При наличии обратных задач проводится их решение на основе *четвёртого пункта* разработанной комплексной методологии с использованием корреляций, полученных в результате обработки экспериментальных данных. Осуществляется формулировка алгоритма определения параметров адсорбции и удерживания и недоступного порового объёма. Алгоритм включает проведение эксперимента по фильтрации

оторочки раствора полимера через образец пористой среды, аппроксимацию экспериментальных точек по методу наименьших квадратов, решение обратной задачи по определению параметров адсорбции и удерживания и недоступного объёма пор.

7. При наличии промысловых или экспериментальных данных в соответствии с *восемью пунктом* комплексной методологии проводится валидация полученных решений путем сравнения с результатами практических данных.

8. В соответствии с *шестым пунктом* комплексной методологии осуществляется определение эффективных параметров моделируемых процессов.

Таким образом, применение комплексной методологии к задачам применения физико-химических методов ограничения водопритока позволило сформулировать метод решения многомасштабных задач.

5.3. Метод определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении

Применение разработанного метода решения многомасштабных задач и комплексной методологии рассматривается на примере задачи ограничения водопритока к добывающим скважинам за счёт перераспределения профиля приёмистости нагнетательных скважин с помощью закачки реагента в пласт и на примере решения обратной задачи определения параметров адсорбции, удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении на основе данных лабораторных экспериментов по фильтрации оторочки полимера через образец пористой среды.

Первоначально разработанный метод и комплексная методология апробируются на примере решения обратной задачи определения параметров адсорбции, удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении на основе данных лабораторных экспериментов по фильтрации оторочки полимера через образец пористой среды. В соответствии с *первым*

пунктом комплексной методологии и первым пунктом метода решения многомасштабных задач задача сводится к одномерной постановке, в которой ось x направлена вдоль образца горной породы. Физико-математическая модель тепломассопереноса оторочки полимера в образце горной породы записывается для одномерного случая в изотермическом приближении и состоит из законов сохранения массы фаз, закона сохранения импульса в виде закона Дарси и изотермы адсорбции Генри-Ленгмюра:

$$\frac{\partial (m\rho_w C_p (1 - S_{ipv}))}{\partial t} + v_w \frac{\partial (\rho_w C_p)}{\partial x} = -J_a, \quad (5.3.1)$$

$$\frac{\partial ((1 - m)\rho_r a_{ar} (1 - S_{ipv}))}{\partial t} = J_a, \quad (5.3.2)$$

$$v_w = - \frac{kk_{rw}(1 - S_{ipv})}{\mu_w R_h(a_{ar})} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (5.3.3)$$

$$a_{ar} = \frac{\Gamma C_p}{1 + \frac{\Gamma C_p}{a_{amax}}} + a_{rmax}, \quad (5.3.4)$$

где v_w – скорость фильтрации водной фазы, S_{ipv} – доля недоступного порового объёма среди всего порового пространства, J_a – интенсивность массообмена адсорбция-удерживание, a_{ar} – концентрация адсорбированного и удержанного вещества. Флюид и скелет пористой среды несжимаемы, масса адсорбированного полимера считается незначительной по сравнению с массой водной фазы, используются условия локального равновесия фаз. Распределение давления считается известным.

Изотерма адсорбции-удерживания (5.3.4) является суперпозицией явлений физической и химической адсорбции и всех видов удерживания, поскольку в пласте одновременно наблюдаются все обозначенные выше механизмы блокирования порового пространства реагентом.

Начальные условия для решения прямой задачи фильтрации оторочки полимера в пористой среде соответствуют отсутствию концентрации реагента в пористой среде в начальный момент времени:

$$t = 0, 0 < x < L: C_p = 0, \quad (5.3.5)$$

Граничные условия для решения этой задачи характеризуют закачку реагента с заданной его концентрацией в смеси C_0 на левой границе образца пористой среды, постоянным давлением на входе P_1 и выходе P_0 из образца пористой среды:

$$x = 0, t > 0: C_p = C_0, P = P_1, \quad (5.3.6)$$

$$x = L, t > 0: P = P_0. \quad (5.3.7)$$

Поскольку большинство методик по определению параметров адсорбции и удерживания полимера проводятся на деструктурированных образцах пористой среды [230, 231], то предлагается проводить фильтрационный эксперимент по движению оторочки полимера в пористой среде для определения этих параметров без разрушения образца горной породы [251, 252]. Эксперимент проводится по схеме, приведённой на рис. 5.3.1. Образец горной породы (1) помещается в кернодержатель (3) и удерживается обжимной манжетой (2), имитирующей горное давление обжимным прессом (4), которое контролируется с помощью манометра (6) и регулируется клапаном (5). Подготовленная в сосуде (7) суспензия с помощью насоса (8) направляется в кернодержатель и фильтруется через образец горной породы. Скорость подачи суспензии регулируется клапаном (9), а давление на входе в образец замеряется манометром (10). Давление на выходе из образца замеряется с помощью манометра (11) и регулируется клапаном (12). Вытекающая из насыщенного образца горной породы жидкость отбирается с помощью измерных стаканов (21). Существует возможность измерения перепада давления как между входом и выходом из образца, так и между одним из концов образца и давлением в средней точке. Для этого установлены манометр (17) и датчик перепада давления (13). Клапаны (14) и (15) позволяют измерять перепад давления между входом в образец и средней точкой в нём и между этой средней точкой и выходом из образца соответственно. Для обеспечения возможности измерять перепад давления между входом и

выходом из образца предусмотрен клапан (16). Сигнал с датчика давления попадает через модуль обработки данных (18) и конвертер сигнала (19) на компьютер (20). Такая установка позволяет замерять динамику перепада давления при различных объемах закачки реагента [251].

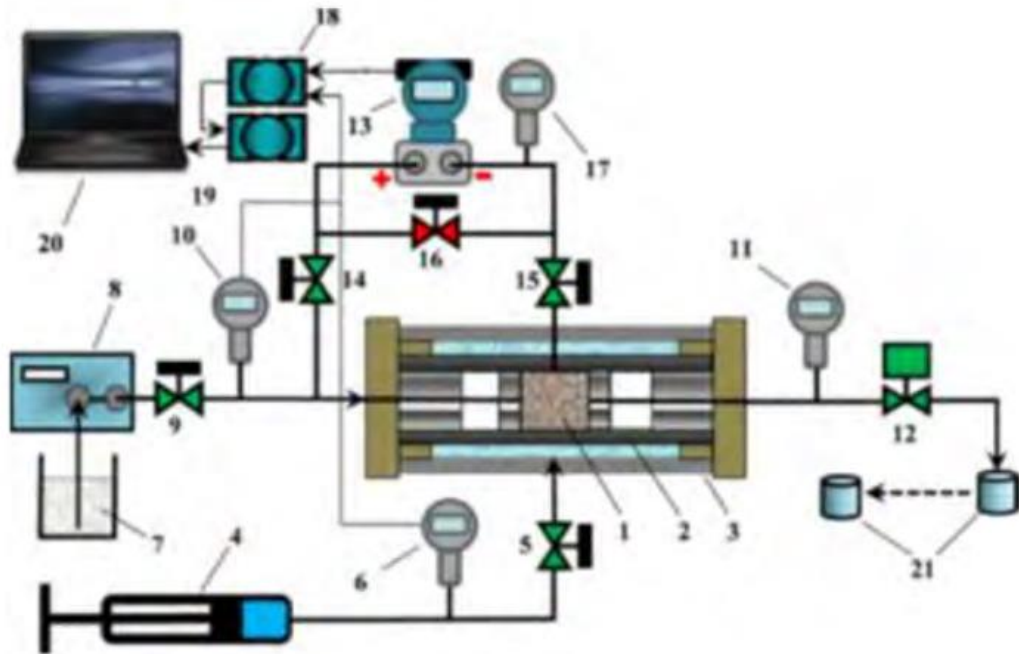


Рис. 5.3.1. Схема экспериментальной установки по фильтрации реагента через образец пористой среды [251].

На этой установке проводились измерения для образцов горной породы, параметры которых приведены в табл. 5.3.1 [251].

Таблица 5.3.1. Физические характеристики образцов горной породы [251].

Характеристика	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Пласт	Ю ₂	Ю ₂	Ю ₂
Литологическое описание	Песчаник мелкозернистый, насыщенный углеводородами, с примесью карбонатного материала в цементе, с углефицированным растительным детритом, со стяжениями сидерита, плотный	Песчаник мелко-тонкозернистый, насыщенный углеводородами, с примесью карбонатного материала в цементе, со стяжениями сидерита, плотный	Песчаник мелко-тонкозернистый, насыщенный углеводородами, с примесью карбонатного материала в цементе, со стяжениями сидерита, плотный
Длина	7,06 см	7,09 см	6,81 см
Диаметр	2,94 см	2,94 см	2,93 см
Проницаемость	52,3 мД	63,0 мД	166,5 мД
Пористость	16,7%	19,6%	19,6%
Закачиваемый реагент	Водный раствор полиакриламида с концентрацией 0,25% с добавлением 3% бентонитовой глины	Водный раствор полиакриламида с концентрацией 0,25% с добавлением 3% бентонитовой глины	Водный раствор полиакриламида с концентрацией 0,25% с добавлением 3% мела

Для обработки экспериментальных данных необходимо решение системы уравнений (5.3.1)–(5.3.4). В соответствии со *вторым пунктом* разработанной комплексной методологии и вторым пунктом метода решения многомасштабных задач система уравнений (5.3.1)–(5.3.4) приводится к безразмерному виду с помощью введения следующих безразмерных переменных [253]:

$$\theta = \frac{v_w t}{mL}, \quad (5.3.8)$$

$$X = \frac{x}{L}, \quad (5.3.9)$$

$$\hat{P} = \frac{P - P_0}{P_1 - P_0}, \quad (5.3.10)$$

$$V_w = \frac{v_w \mu_w L}{k(P_1 - P_0)}, \quad (5.3.11)$$

где L – длина образца горной породы или рассматриваемого участка пласта, X – безразмерная координата, V_w – безразмерная скорость.

Начальные условия для решения прямой задачи фильтрации оторочки полимера в пористой среде (5.3.5) в безразмерных переменных принимают вид:

$$\theta = 0, 0 < X < 1: C_p = 0, \quad (5.3.12)$$

Граничные условия (5.3.6), (5.3.7) для решения этой задачи обезразмериваются так:

$$X = 0, \theta > 0: C_p = C_0, \hat{P} = 1, \quad (5.3.13)$$

$$X = 1, \theta > 0: \hat{P} = 0. \quad (5.3.14)$$

Следует отметить, что из (5.3.11) можно получить

$$X = 0, \theta > 0: V_w = 1. \quad (5.3.15)$$

В безразмерных переменных (5.3.8)–(5.3.11) система уравнений (5.3.1)–(5.3.4) может быть сведена к уравнению для определения концентрации реагента

$$\frac{\partial C_p}{\partial \theta} + \frac{1}{\left[1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{\partial a_{ar}}{\partial C_p}\right] (1 - S_{ipv})} \frac{\partial C_p}{\partial X} = 0. \quad (5.3.16)$$

В соответствии с *шестым пунктом* разработанной комплексной методологии и *третьим пунктом* метода решения многомасштабных задач рассматриваемая задача разбивается на две: прямую и обратную. Прямая задача фильтрации оторочки полимера в пористой среде позволяет по известным значениям параметров адсорбции и удерживания и недоступного объёма пор восстановить распределение концентрации полимера в образце горной породы. Обратная задача заключается в определении фильтрационных параметров в изотермическом приближении с использованием лабораторных данных по фильтрации оторочки реагента через образец пористой среды и решается в настоящей работе впервые.

Четвёртый пункт метода решения многомасштабных задач и *седьмой пункт* комплексной методологии не применяются, поскольку анализ показывает одинаковый масштаб протекающих процессов при моделировании закачки реагента в образец горной породы.

Прямая задача решается методом характеристик. Уравнения характеристик из (5.3.16) имеют вид

$$\frac{dX}{d\theta} = \frac{1}{\left[1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{\partial a_{ar}}{\partial C_p}\right] (1 - S_{ipv})}, \quad (5.3.17)$$

$$\frac{dC_p}{d\theta} = 0. \quad (5.3.18)$$

В соответствии с *пятым пунктом* разработанной комплексной методологии и *третьим пунктом* метода решения многомасштабных задач передний фронт представляет собой контактный разрыв концентрации (рис. 5.3.2), движущийся со скоростью:

$$V_x = \frac{1}{\left[1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{\partial a_{ar}}{\partial C_p}\right] (1 - S_{ipv})}. \quad (5.3.19)$$

Скорость заднего фронта оторочки полимера, представляющего собой центрированную волну (рис. 5.3.2), определяется по формуле [253]

$$D_s = \frac{1}{\left[1 + \frac{(1-m)\rho_r}{m\rho_w} \frac{a_{ar}(C_0) - 0}{C_0 - 0}\right] (1 - S_{ipv})}. \quad (5.3.20)$$

На рис. 5.3.2 также введены обозначения: $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4$ – моменты времени, соответствующие значениям концентрации $C_0, C_0/2, C_0/4$ и 0 , θ_0 – момент времени, при котором сходятся характеристики заднего фронта, что соответствует началу вытеснения нефти водой, θ_f – время достижения передним фронтом оторочки реагента конца образца горной породы $X=1$.

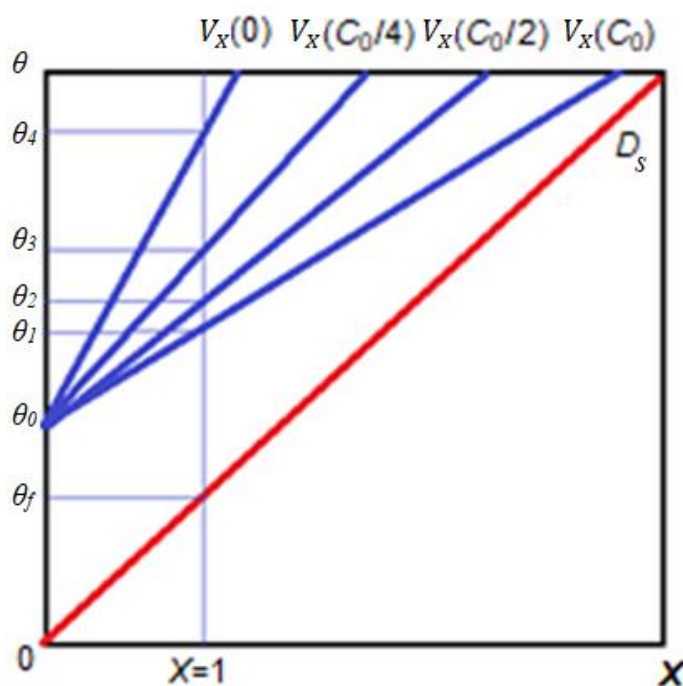


Рис. 5.3.2. Характеристики, соответствующие переднему и заднему фронтам оторочки полимера.

Зависимость концентрации полимера от безразмерного времени с отмеченными значениями $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4$ показана рис. 5.3.3.

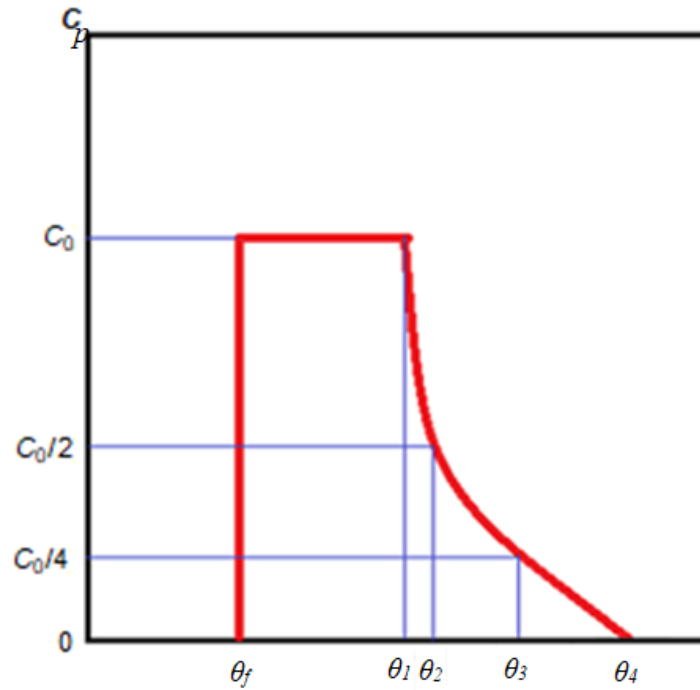


Рис. 5.3.3. Динамика концентрации полимера при решении прямой задачи.

В соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной методологии и *шестым пунктом* метода решения многомасштабных задач проводится решение обратной задачи.

Для решения обратной задачи используется следующая система уравнений, полученная из (5.3.1)–(5.3.4) при выбранных 4 значениях концентрации полимера: 1 значение концентрации, соответствующее переднему фронту, и 3 значения концентрации (C_0 , $C_0/2$, $C_0/4$) на заднем фронте, поскольку в систему уравнений (5.3.1)–(5.3.4) входит 4 неизвестных параметра (S_{ipv} , Γ , a_{rmax} , a_{amax}):

$$\theta_f = \left[1 + \frac{(1-m)\rho_r a_{ar}(C_0)}{m\rho_w C_0} \right] (1 - S_{ipv}), \quad (5.3.21)$$

$$\theta_i - \theta_0 = \left[1 + \frac{(1-m)\rho_r da_{ar}(C_{pi})}{m\rho_w dC_p} \right] (1 - S_{ipv}), \quad (5.3.22)$$

$$i = 1: C_{pi} = C_0, \quad i = 2: C_{pi} = \frac{C_0}{2}, \quad i = 3: C_{pi} = \frac{C_0}{4}, \quad (5.3.23)$$

где i – индекс.

Метод определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении заключается в следующем [251]:

1. Из экспериментов по фильтрации оторочки реагента в пористой среде определяется концентрация полимера на выходе из образца и перепад давления при различных объёмах закачки.
2. Полученные экспериментальные данные аппроксимируются по методу наименьших квадратов (рис. 5.3.4). В качестве исходных данных использовались лабораторные эксперименты по фильтрации оторочки полимера, проведённые в работе Аль-Софи [238]. В случае фильтрации полимера при аппроксимации зависимости перепада давления от прокачанного объёма используются кусочно-линейные тренды (рис. 5.3.5).
3. Выбираются 4 значения концентрации и соответствующие им объёмы закачанного реагента: 1 значение концентрации, соответствующее переднему фронту, и 3 значения концентрации (C_0 , $C_0/2$, $C_0/4$) на заднем фронте, поскольку в систему уравнений (5.3.1)–(5.3.4) входит 4 неизвестных параметра (S_{ipv} , Γ , a_{rmax} , a_{amax}).
4. По методу характеристик решается обратная задача с использованием уравнений (5.3.1)–(5.3.4), из характеристик определяются неизвестные параметры.
5. По значению тангенса угла наклона δ зависимости перепада давления от прокачанного порового объёма для половины образца пористой среды определяется безразмерная эффективная вязкость полимера $\mu_p R_h / \mu_w$, зависящая от температуры по закону Эйнштейна.
6. По излому зависимости перепада давления от прокачанного порового объёма для половины образца пористой среды определяется значение времени подхода фронта концентрации к выходу из образца θ_b .

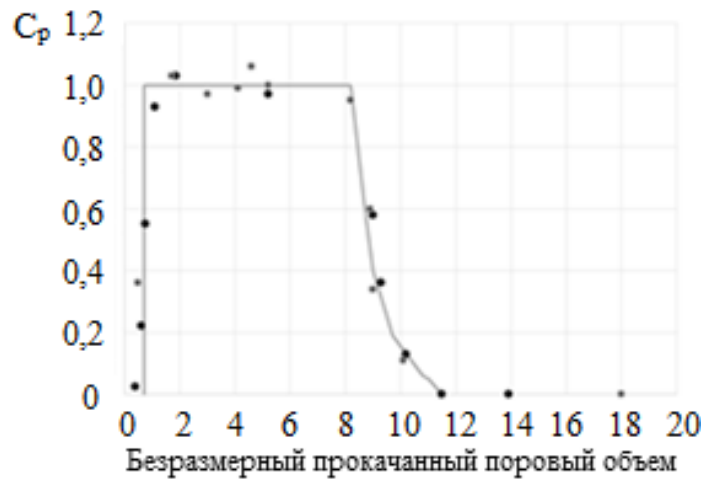


Рис. 5.3.4. Аппроксимация экспериментальных данных по фильтрации оторочки полимера в пористой среде по данным эксперимента Аль-Софи [238].

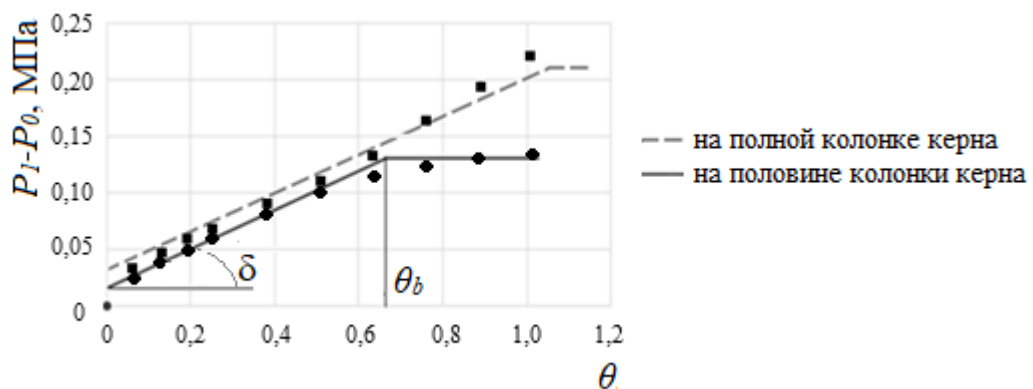


Рис. 5.3.5. Зависимость давления от прокачанного через образец керна объёма полимера и вспомогательные величины для определения фильтрационных параметров.

В соответствии с *восьмым пунктом* комплексной методологии и *седьмым пунктом* метода решения многомасштабных задач проводится валидация результатов определения параметров адсорбции и удерживания и недоступного порового объёма образца керна по данным работы Аль-Софи и его соавторов (рис. 5.3.4) [238]. В экспериментах Аль-Софи наиболее полные данные представлены для образца длиной 5,8 см с проницаемостью 12386 Д и пористостью 27,3%. Концентрация полимера – полиакриламида в водном

растворе составляла на входе в образец 0,055%. Скорость закачки равнялась 2 м/сут. при температуре 99°C. Реагент закачивался в количестве, равном 10 поровых объёмов. Плотность горной породы составляла 2670 кг/м³, а плотность воды 1000 кг/м³ [238]. Максимальная концентрация удержанного реагента, определённая в работе Аль-Софи [238], равняется 0,53 мг/г. В соответствии с предложенным методом определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении из экспериментальных данных (рис. 5.3.4) [238] взяты точки, соответствующие моментам безразмерного времени 0,85, 8,5, 9 и 9,5. В результате решения обратной задачи (5.3.21)–(5.3.23) получены следующие параметры адсорбции-удерживания: константа Генри равна 0,0014, максимальная концентрация адсорбированного реагента 0,67 мг/г, максимальная концентрация удержанного реагента 0,51, недоступный поровый объём составляет 24,8% от всего порового объёма образца. Данные расчётов максимальной концентрации удержанного реагента соответствуют экспериментальным с погрешностью не более 5%.

Для исключения адсорбции и более точного определения максимальной концентрации удержанного реагента и недоступного порового объёма в экспериментах [254] исследуемый образец изначально насыщался водным раствором хлорида натрия с концентрацией 2% и концентрацией полиакриламида 0,2%. Длина образца горной породы 14,7 см, площадь поперечного сечения составляла 4,91 см². Проницаемость образца 12,6 Д, пористость 26,3%. В ходе экспериментов поддерживалась постоянная температура 22°C. Через образец с расходом 1 м³/сут. прокачивался реагент, состоящий из 1%-ного водного раствора хлорида натрия с концентрацией полиакриламида 0,05%. Вязкость такого раствора равнялась 260 сП [254]. Плотность породы составляла 2670 кг/м³, а плотность воды 1000 кг/м³. Размер оторочки полимера равнялся одному поровому объёму образца.

В таком случае наблюдается инверсия динамики концентрации полимера на выходе из образца горной породы (рис. 5.3.6) [254] по сравнению

с экспериментами Аль-Софи (рис. 5.3.4.) [238]. В таком эксперименте передний фронт описывается центрированной волной, а задний представляется в виде контактного разрыва концентрации полимера (рис. 5.3.6).

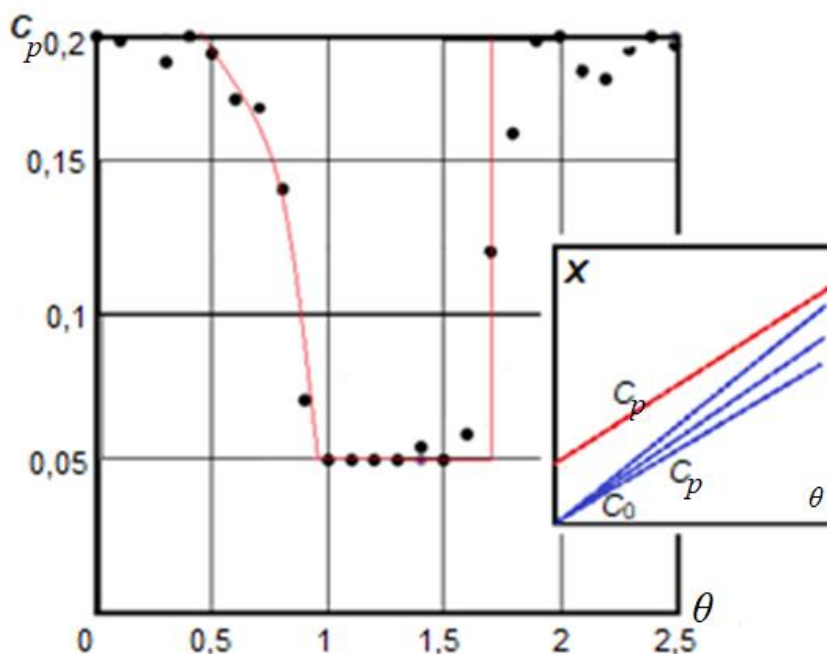


Рис. 5.3.6. Результаты экспериментов по закачке солёного раствора полимера в образец, насыщенный таким же раствором, но с большей концентрацией соли и полимера [254].

В рамках разработанного метода определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении для решения обратной задачи из обработки экспериментальных данных (рис. 5.3.6) взяты точки, соответствующие значениям безразмерного времени 0,6, 1,5, 1,7 и 1,85. В результате рассчитан недоступный поровый объём, равный 32%, а экспериментальные данные дают его значение 35%. Следовательно, разработанный метод позволяет определить недоступный поровый объём с погрешностью 10%, что свидетельствует об удовлетворительной валидации результатов моделирования.

Таким образом, применение комплексной методологии к задаче фильтрации полимера в пористой среде позволило сформулировать метод определения параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении.

5.4. Применение метода решения многомасштабных задач для определения эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков

Применение разработанной методологии также рассматривается на примере задачи о выравнивании фильтрационных потоков. Рассматривается моделирование данного процесса для вертикальной нагнетательной скважины, вскрывающей слоисто-неоднородный пласт с техногенной трещиной, через эту скважину проводится закачка суспензии. Пласт состоит из N слоёв (рис. 5.4.1) [255].

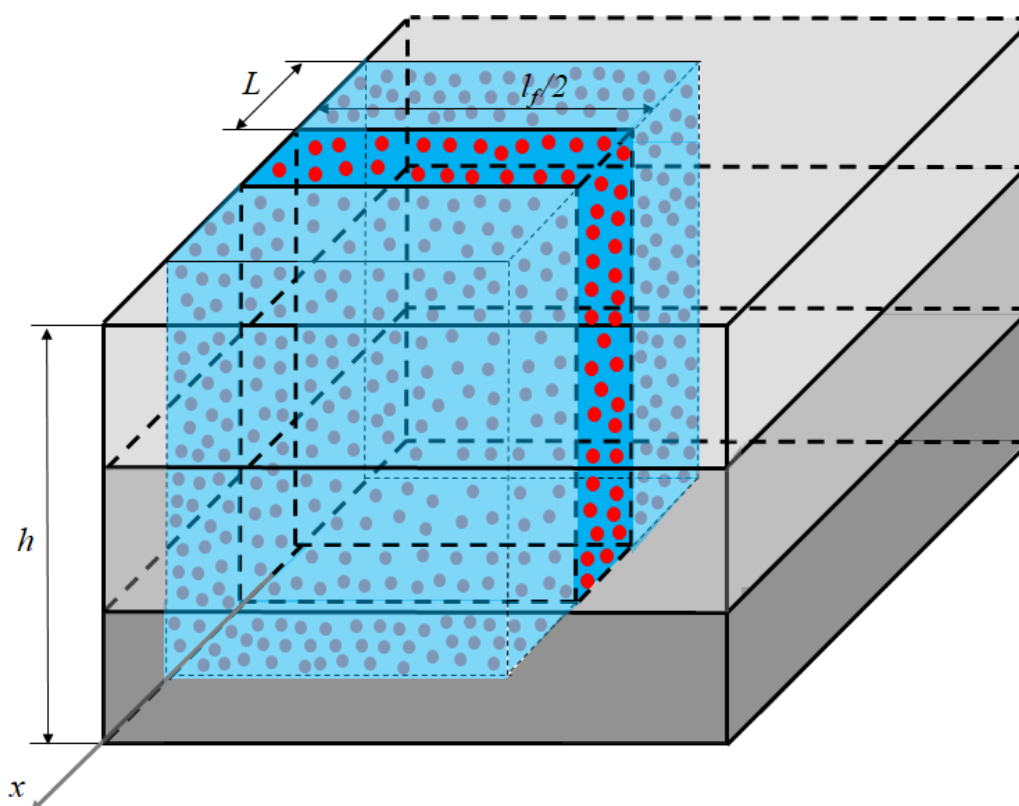


Рис. 5.4.1. Постановка задачи для слоисто-неоднородного пласта.

В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии и *первым пунктом* метода решения многомасштабных задач выделяется симметрия задачи, ось x направляется вдоль пропластков. Для этой задачи используется модель глубокого проникновения частиц в пористую среду, включающая законы сохранения массы частиц в потоке и удержанных частиц, и закон сохранения импульса в виде модифицированного закона Дарси, которая записывается для слоисто-неоднородного пласта, поэтому уравнения используются для каждого пропластка в отдельности [256–258]:

$$\frac{\partial(m_j \alpha_j)}{\partial t} + v_j \frac{\partial \alpha_j}{\partial x} = -\lambda_f v_j \alpha_j, \quad (5.4.1)$$

$$\frac{\partial \sigma_j}{\partial t} = \lambda_f v_j \alpha_j, \quad (5.4.2)$$

$$v_j = \frac{-k_j L}{\mu_r \int_0^L (1 + \beta \sigma_j) dx} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (5.4.3)$$

где m_j , α_j , σ_j , v_j , k_j – пористость, концентрации частиц в потоке и удержанных частиц, скорость фильтрации и проницаемость в пропластке с номером j соответственно, λ_f – коэффициент фильтрации, L – расстояние от трещины до контура питания, β – коэффициент повреждения породы, μ_r – вязкость реагента.

Полный расход реагента вводится как

$$Q_f = 2 \sum_j l_f h_j v_j, \quad (5.4.4)$$

где l_f – полудлина техногенной трещины, h_j – толщина пропластка с номером j , v_j – скорость фильтрации в пропластке с номером j .

При постоянном перепаде давления между пластом и трещиной расход в j -ом пропластке может быть определён через полный расход пропорционально проводимостям:

$$l_f h_j v_j = Q_f \frac{k_j h_j}{2 \sum_u k_u h_u}, \quad (5.4.5)$$

где u – номер пропластка.

В такой постановке начальные условия соответствуют отсутствию концентрации реагента как в потоке, так и удержанного в пористой среде:

$$t = 0, 0 < x < L: \alpha_j = 0, \sigma_j = 0. \quad (5.4.6)$$

Граничные условия характеризуют закачку оторочки суспензии с постоянной концентрацией α_0 частиц в закачиваемой смеси с расходом Q_{f0} до формирования низкопроницаемых барьеров и переход на закачку воды с расходом Q_{f1} после формирования таких барьеров:

$$x = 0, t_0 > t > 0: Q_f = Q_{f0}, \alpha_j = \alpha_0, \quad (5.4.7)$$

$$x = 0, t > t_0: Q_f = Q_{f1}, \alpha_j = 0, \quad (5.4.8)$$

где t_0 – время закачки.

Расход до воздействия определяется по классическому закону Дарси [116]:

$$Q_{f0} = \frac{2l_f \sum_u k_u h_u \Delta P_0}{\mu_r L}, \quad (5.4.9)$$

где ΔP_0 – перепад давления до воздействия.

Расход после воздействия определяется по модифицированному закону Дарси [229, 233, 241, 244]:

$$Q_{f1} = \frac{2l_f \sum_u \frac{k_u h_u}{g_u} \Delta P_1}{\mu_r L}, \quad (5.4.10)$$

где ΔP_1 – перепад давления после воздействия, а также введено дополнительное гидродинамическое сопротивление за счёт удерживания частиц реагента в пористой среде:

$$g_u = \frac{1}{L} \int_0^L (1 + \beta \sigma_u) dx. \quad (5.4.11)$$

В работе впервые находится именно интегральное гидродинамическое сопротивление, характеризующее фильтрационно-емкостные свойства пропластков после всего процесса воздействия.

Скорости фильтрации до и после воздействия в таком случае равны:

$$v_{j0} = \frac{k_j \Delta P_0}{\mu_r L}, \quad (5.4.12)$$

$$v_{j1} = \frac{k_j \Delta P_1}{\mu_r g_j L}. \quad (5.4.13)$$

В соответствии со *вторым пунктом* разработанной методологии и *вторым пунктом* метода решения многомасштабных задач вводятся безразмерные переменные и комплексы:

$$X = \frac{x}{L}, \quad (5.4.14)$$

$$\theta = \frac{Q_f t}{2Lh l_f}, \quad (5.4.15)$$

$$\Lambda = \lambda_f L, \quad (5.4.16)$$

$$K_j = \frac{k_j h_\Sigma}{\sum_u k_u h_u}, \quad (5.4.17)$$

$$U_j = \frac{v_j}{v_{j0}}, \quad (5.4.18)$$

$$\hat{P} = \frac{P}{\Delta P_0}, \quad (5.4.19)$$

$$\hat{Q}_f = \frac{Q_f}{Q_{f0}}, \quad (5.4.20)$$

$$\hat{Q}_{f1} = \frac{Q_{f1}}{Q_{f0}}, \quad (5.4.21)$$

где Λ – безразмерный коэффициент фильтрации, K_j – безразмерная проводимость пропластка с номером j , U_j – безразмерная скорость в пропластке с номером j , \hat{Q}_f – безразмерный расход флюида, \hat{Q}_{f1} – безразмерный расход воды, h_Σ – мощность пласта.

Система уравнений (5.4.1)–(5.4.3) в безразмерных переменных (5.4.14)–(5.4.21) выглядит следующим образом [255]:

$$\frac{\partial \alpha_j}{\partial \theta} + \frac{K_j}{m_j} \frac{\partial \alpha_j}{\partial X} = -\frac{\Lambda K_j \alpha_j}{m_j}, \quad (5.4.22)$$

$$\frac{\partial \sigma_j}{\partial \theta} = \Lambda K_j \alpha_j, \quad (5.4.23)$$

$$U_j = - \frac{1}{\int_0^1 (1 + \beta \sigma_j) dX} \frac{\partial \hat{P}}{\partial X}. \quad (5.4.24)$$

Начальные условия (5.4.6) при введении безразмерных переменных (5.4.14)–(5.4.21) принимают вид:

$$\theta = 0, 0 < X < 1: \alpha_j = 0, \sigma_j = 0. \quad (5.4.25)$$

Граничные условия (5.4.7), (5.4.8) при введении безразмерных переменных (5.4.14)–(5.4.19) становятся следующими:

$$X = 0, \theta_0 > \theta > 0: \hat{Q}_f = 1, \alpha_j = \alpha_0, \quad (5.4.26)$$

$$X = 0, \theta > \theta_0: \hat{Q}_f = \hat{Q}_{f1}, \alpha_j = 0, \quad (5.4.27)$$

где θ_0 – безразмерный объём закачки.

Решение системы уравнений (5.4.22)–(5.4.24) при начальных условиях (5.4.25) и граничных условиях (5.4.26), (5.4.27) проводится методом характеристик, что позволяет получить следующие распределения концентраций реагента в потоке и удержанных в пористой среде частиц [255]:

$$\alpha_j = \alpha_0 e^{-\Lambda X}, \quad \frac{(\theta - \theta_0)K_j}{m_j} < X < \frac{\theta K_j}{m_j}, \quad (5.4.28)$$

$$\sigma_j = \Lambda K_j \alpha_0 e^{-\Lambda X} \left(\theta - \frac{m_j X}{K_j} \right), \quad 0 < X < \frac{\theta K_j}{m_j}. \quad (5.4.29)$$

Равновесное распределение концентрации удержанных частиц после закачки воды имеет вид:

$$\sigma_j = \Lambda K_j \alpha_0 e^{-\Lambda X} \theta_0, \quad X > 0. \quad (5.4.30)$$

Схематичный вид полученных распределений приведён на рис. 5.4.2 в моменты безразмерного времени θ_1 и θ_2 при закачке суспензии и на рис. 5.4.3 при вытеснении оторочки суспензии водой.

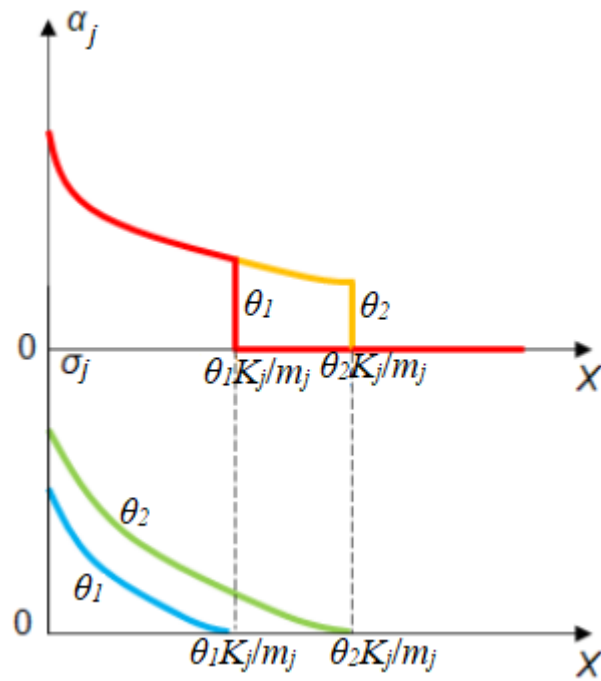


Рис. 5.4.2. Распределения концентрации реагента в потоке и удержанных частиц в пористой среде при закачке суспензии.

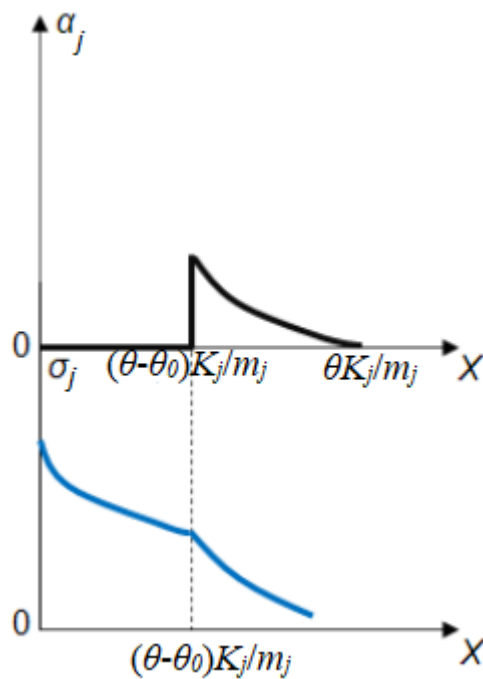


Рис. 5.4.3. Распределения концентрации реагента в потоке и удержанных частиц в пористой среде при закачке воды.

Интегральное гидродинамическое сопротивление в безразмерных координатах имеет вид [255]:

$$g_j = \int_0^1 (1 + \beta\sigma_j) dX. \quad (5.4.31)$$

С учётом (5.4.30) после взятия интеграла:

$$g_j = 1 + \beta K_j \alpha_0 \theta_0 (1 - e^{-\Lambda}). \quad (5.4.32)$$

В рамках *шестого пункта* разработанной комплексной методологии и третьего пункта метода решения многомасштабных задач проводится определение эффективного значения безразмерной глубины проникновения реагента в пласт X_m в зависимости от безразмерного коэффициента фильтрации. Эта глубина определяется как координата, в которой концентрация частиц в потоке уменьшается в e раз относительно концентрации во входящем потоке реагента. С учётом решений (5.4.28)–(5.4.30) зависимость безразмерной глубины проникновения реагента в пласт X_m от безразмерного коэффициента фильтрации принимает вид:

$$X_m = \frac{1}{\Lambda} (1 + \ln(\Lambda\theta_0)). \quad (5.4.33)$$

Эта зависимость имеет выраженный максимум (рис. 5.4.4). В размерных переменных глубина проникновения реагента на порядки меньше масштабов пласта.

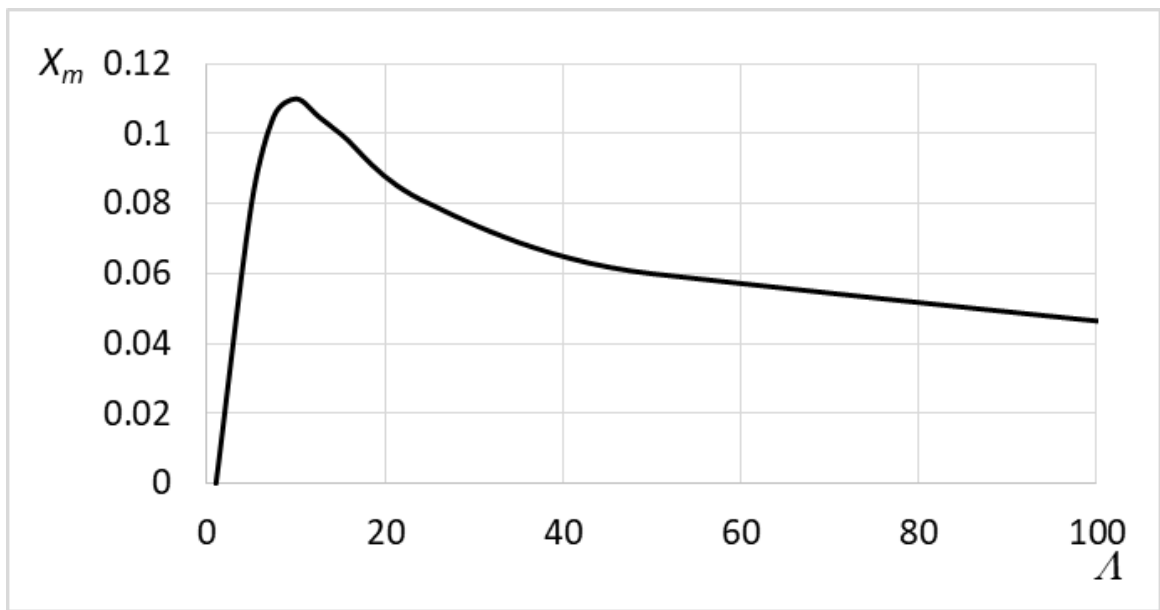


Рис. 5.4.4. Зависимость безразмерной глубины проникновения реагента в пласт от безразмерного коэффициента фильтрации.

Отмеченный факт позволяет в соответствии с *третьим пунктом* разработанной комплексной методологии и третьим пунктом метода решения многомасштабных задач разбить рассматриваемую задачу на две: локальную и внешнюю. Локальная область в моделируемом объекте выделяется на основе теории пограничного слоя. Решение в локальной области найдено выше аналитически с помощью метода характеристик в соответствии с *пятым пунктом* комплексной методологии и пятым пунктом метода решения разномасштабных и оптимизационных задач, а для решения задачи за её пределами используются традиционные численные методы расчета гидродинамики процесса заводнения. В соответствии с *седьмым пунктом* разработанной комплексной методологии и четвертым пунктом метода решения многомасштабных и оптимизационных задач на границе областей осуществляется сшивка решения по совпадению значений скоростей фильтрации.

Распространённым для описания задач пограничного слоя является подход Прандтля, заключающийся в пренебрежении перпендикулярным течению градиентом давления для пограничного слоя. При этом скорость в

пограничном слое в наибольшей степени изменяется в направлении, перпендикулярном течению. Следует отметить, что если в задачах гидродинамики пограничный слой формируется вблизи обтекаемой поверхности вдоль линий тока, то для задач малообъемных закачек реагентов в пласт пограничный слой перпендикулярен течению. В рамках процесса выравнивания фильтрационных потоков пренебрегается изменением давления в направлении, перпендикулярном течению:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \ll \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}, \quad (5.4.34)$$

где z – вертикальная координата.

Это условие соответствует преобладанию инерциальных сил над гравитационными.

Для описания задачи малообъемной закачки реагента в пласт используется закон сохранения массы дисперсных частиц с постоянной пористостью:

$$m_j \frac{\partial \alpha_j}{\partial t} + \frac{\partial (v_{xj} \alpha_j)}{\partial x} + \frac{\partial (v_{zj} \alpha_j)}{\partial z} = -J_j, \quad (5.4.35)$$

где v_{xj} и v_{zj} – компоненты скорости фильтрации вдоль осей x и z в j -ом пропластке, а интенсивность оседания частиц в j -ом пропластке описывается по закону [233]

$$J_j = \lambda_f \alpha_j v_{xj}. \quad (5.4.36)$$

Система уравнений дополняется законом Дарси для определения компонентов скорости фильтрации

$$v_{xj} = -\frac{k_j}{\mu_r} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (5.4.37)$$

$$v_{zj} = -\frac{k_j}{\mu_r} \frac{\partial P}{\partial z}. \quad (5.4.38)$$

В теории пограничного слоя для оценки его размеров используется стационарное приближение, в соответствии с которым пренебрегается изменением массы дисперсных частиц внутри выделенного объема. Кроме

того, производные заменяются конечными разностями с шагом, равным размером задачи или ширине пограничного слоя соответственно:

$$\frac{\partial \alpha_j}{\partial x} \rightarrow \frac{\alpha_j}{L}, \quad (5.4.39)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rightarrow \frac{\Delta P}{L\delta_j}, \quad (5.4.40)$$

где δ_j – ширина пограничного слоя в j -ом пропластке, ΔP – перепад давления.

Тогда толщина пограничного слоя δ_j в пропластке с номером j определяется по формуле (с учётом $v_{xj}=v_j$):

$$\delta_j = \frac{k_j \Delta P}{\mu_r v_j (1 + \lambda_f L)}. \quad (5.4.41)$$

Наибольшая толщина пограничного слоя выбирается среди толщин пограничного слоя по каждому пропластку, эта толщина обозначается δ_{max} и принимается за размер пограничного слоя, она показана на рис. 5.4.5.

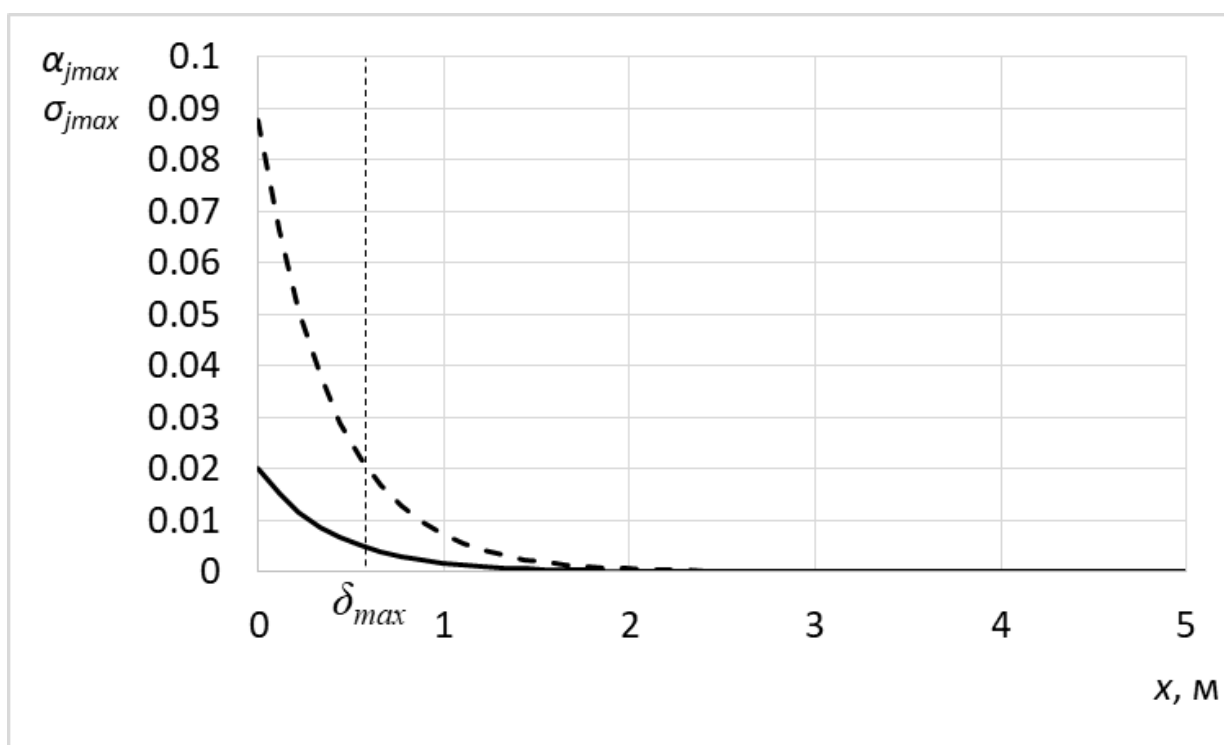


Рис. 5.4.5. Рассчитанное распределение концентраций частиц в потоке α_{jmax} (сплошная линия) и удержанных частиц σ_{jmax} (пунктирная линия) в пропластке с наибольшей толщиной пограничного слоя.

Поскольку при моделировании процесса выравнивания фильтрационных потоков не было выделено обратных задач, то применение шестого пункта метода решения многомасштабных задач не требуется.

В рамках *восьмого пункта* комплексной методологии и *седьмого пункта* метода решения многомасштабных задач проведена валидация результатов определения падения приёмистости после физико-химического воздействия с промысловыми данными по одному из месторождений Западной Сибири [243]. Имелся набор из 5 скважин, для каждой были известны фильтрационно-емкостные свойства пропластков. Кроме того, было известно, сколько реагента закачивалось через каждую скважину, а также известно фактическое снижение расхода нагнетательной скважины после воздействия. По этим данным были рассчитаны расходы до и после воздействия в соответствии с (5.4.9), (5.4.10). Сопоставление расчётных и промысловых данных приведено на рис. 5.4.6 точками. Чёрная линия соответствует прямолинейному тренду для этих данных, причём в случае совпадения расчётных и промысловых падений приёмистости тренд должен идти под углом 45° к оси абсцисс. Поскольку расчётные данные соответствуют промысловым с погрешностью 9%, то указанный тренд идёт под углом около 42° к оси абсцисс. Коэффициент корреляции для данного тренда равен 0,91.

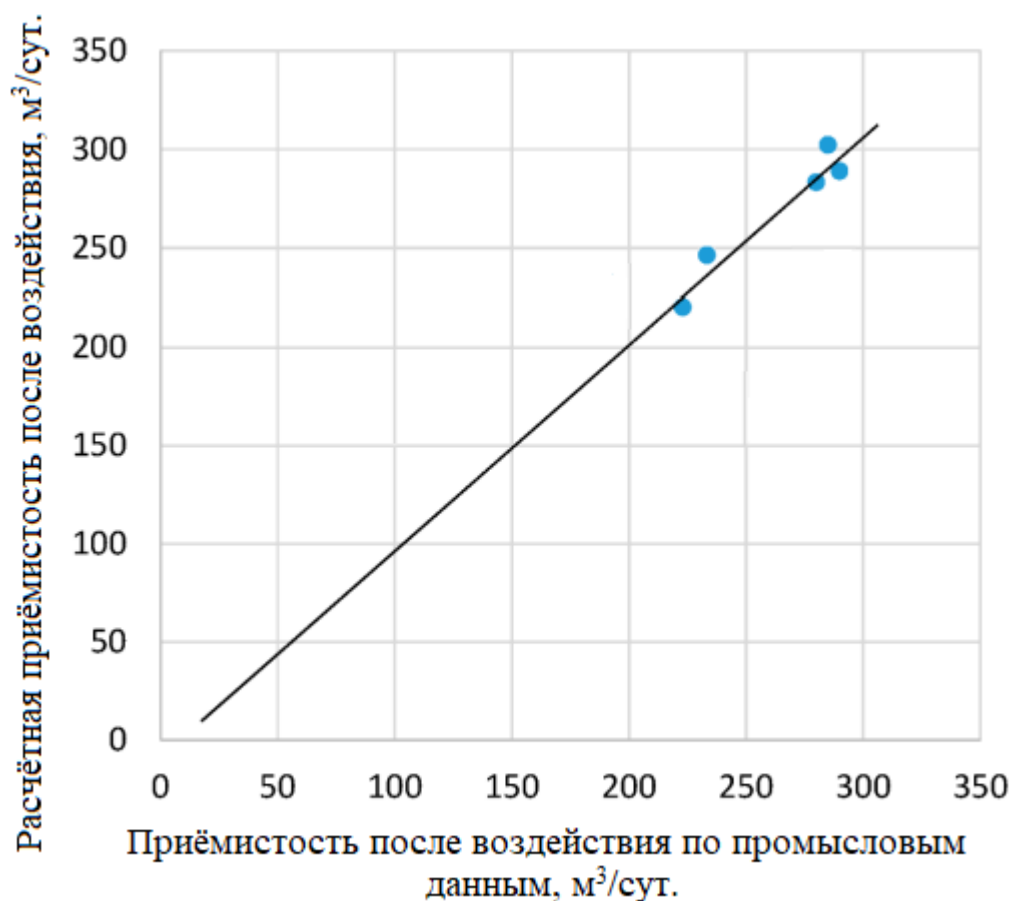


Рис. 5.4.6. Сопоставление приёмистости после воздействия по результатам расчётов с промышленными данными.

В соответствии с *шестым пунктом* комплексной методологии и *восьмым пунктом* метода решения многомасштабных задач для комплексной методологии для определения эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков впервые вводятся следующие критерии: коэффициент выравнивания фильтрационных потоков R_{10} , коэффициент снижения расхода воды K_{10} и коэффициент перераспределения потоков M_f . Определение эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков проводится на примере четырёх скважин одного из месторождений Западной Сибири, фильтрационно-емкостные параметры для которых приведены в табл. 5.4.1 [259].

Таблица 5.4.1. Фильтрационно-емкостные свойства скважин одного из месторождений Западной Сибири [259].

Номер скважины	Пористость пропластка, д.е.	Проницаемость пропластка, Д	Мощность пропластка, см
1	0,236; 0,209; 0,189; 0,201; 0,196	1,213; 0,371; 0,052; 0,106; 0,135	130; 140; 470; 160; 130
2	0,158; 0,200; 0,219; 0,212; 0,209; 0,182; 0,188; 0,141; 0,172; 0,232; 0,197; 0,164; 0,174; 0,153	0,015; 0,262; 0,558; 0,186; 0,352; 0,063; 0,057; 0,002; 0,049; 1,034; 0,204; 0,010; 0,018; 0,004	90; 131; 170; 72; 110; 130; 320; 90; 50; 100; 40; 239; 279; 180
3	0,167; 0,222; 0,175; 0,210; 0,202; 0,177; 0,173; 0,166; 0,167; 0,167; 0,178; 0,147; 0,156; 0,144; 0,157; 0,138	0,041; 0,667; 0,019; 0,393; 0,245; 0,020; 0,035; 0,011; 0,040; 0,012; 0,079; 0,002; 0,005; 0,002; 0,007; 0,001	40; 108; 109; 328; 90; 49; 71; 59; 100; 129; 80; 59; 71; 208; 88; 118
4	0,129; 0,169; 0,188; 0,208; 0,187; 0,150; 0,190; 0,199; 0,161; 0,153; 0,205; 0,170	0,001; 0,016; 0,047; 0,342; 0,050; 0,004; 0,096; 0,253; 0,008; 0,005; 0,294; 0,039	50; 39; 59; 308; 159; 129; 50; 70; 140; 179; 229; 79

Параметры обработки выбранных скважин приведены в табл. 5.4.2 [259].

Таблица 5.4.2. Параметры обработки скважин одного из месторождений Западной Сибири [259].

Параметры	Скважина 1	Скважина 2	Скважина 3	Скважина 4
Концентрация суспензии и тип частиц	2 % бentonитовая глина	2 % бentonитовая глина	3 % бentonитовая глина	4 % мел
Концентрация полимера	0,5%	0,5%	0,5%	0,25%
Удельный объем закачки (на единицу толщины пласта), м ³	68	71	58	107
Падение расхода скважины после обработки	22%	37%	12%	46%
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	1,06	0,17	0,66	2,15

Положительный эффект от воздействия связан с выравниванием фильтрационных потоков. Разброс скоростей фильтрации по пропласткам, из-за которого необходимо использовать такой процесс, удобно характеризовать с помощью среднеквадратичных отклонений скоростей фильтрации до и после воздействия:

$$S_{0d} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j \left(\frac{k_j h_\Sigma}{\sum_u k_u h_u} - \frac{k_{av} h_\Sigma}{\sum_u k_u h_u} \right)^2}, \quad (5.4.42)$$

$$S_{1d} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j \left(\frac{\frac{k_j h_\Sigma}{g_j}}{\sum_u \frac{k_u h_u}{g_u}} - \frac{k_{avt} h_\Sigma}{\sum_u \frac{k_u h_u}{g_u}} \right)^2}, \quad (5.4.43)$$

где k_{av} и k_{avt} – среднеарифметическое значение проницаемости до и после воздействия соответственно, g_j и g_u – дополнительное гидродинамическое сопротивление в пропластке с номером j и u .

Тогда положительный эффект от выравнивания фильтрационных потоков характеризуется интегральным коэффициентом выравнивания фильтрационных потоков R_{10} , введённым как разность среднеквадратичных отклонений скоростей фильтрации до и после воздействия:

$$R_{10} = S_{0d} - S_{1d}. \quad (5.4.44)$$

С ростом безразмерного объёма закачки этот коэффициент увеличивается (рис. 5.4.7), поскольку после обработки скорости фильтрации по пропласткам выравниваются, что приводит к снижению S_{1d} .

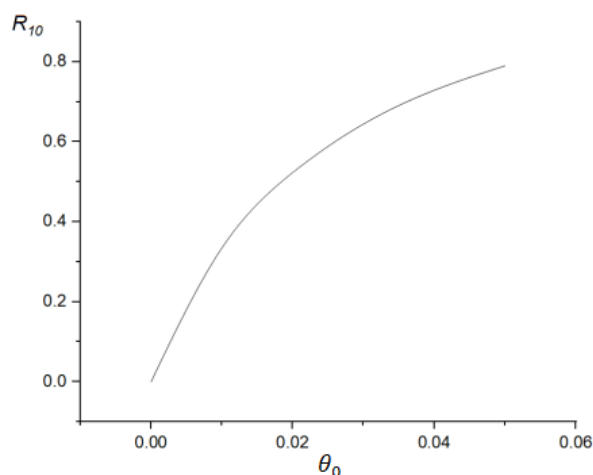


Рис. 5.4.7. Зависимость интегрального коэффициента выравнивания фильтрационных потоков от безразмерного объёма закачки для модельных параметров.

Отрицательный эффект от воздействия связан со снижением расходных характеристик скважины и описывается безразмерным коэффициентом снижения расхода воды K_{10} :

$$K_{10} = \frac{\sum_j \frac{k_j h_j}{g_j}}{\sum_j k_j h_j}. \quad (5.4.45)$$

С ростом безразмерного объёма закачки этот коэффициент уменьшается (рис. 5.4.8), поскольку после обработки расход скважины снижается из-за удерживания дисперсных частиц в пористой среде и соответствующего снижения фильтрационно-емкостных свойств всех пропластков.

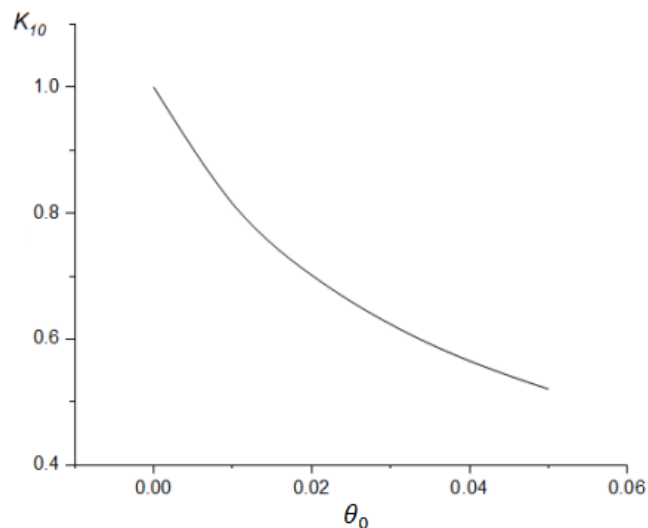


Рис. 5.4.8. Зависимость коэффициента снижения расхода воды от безразмерного объёма закачки для модельных параметров.

Произведение двух вышеуказанных критериев определено как коэффициент перераспределения потоков M_f :

$$M_f = R_{10} K_{10}. \quad (5.4.46)$$

Зависимость этого параметра от безразмерного объёма закачки имеет выраженный максимум, соответствующий эффективным параметрам

процесса выравнивания фильтрационных потоков, отмеченный для скважины 1 точкой на рис. 5.4.9 [259].

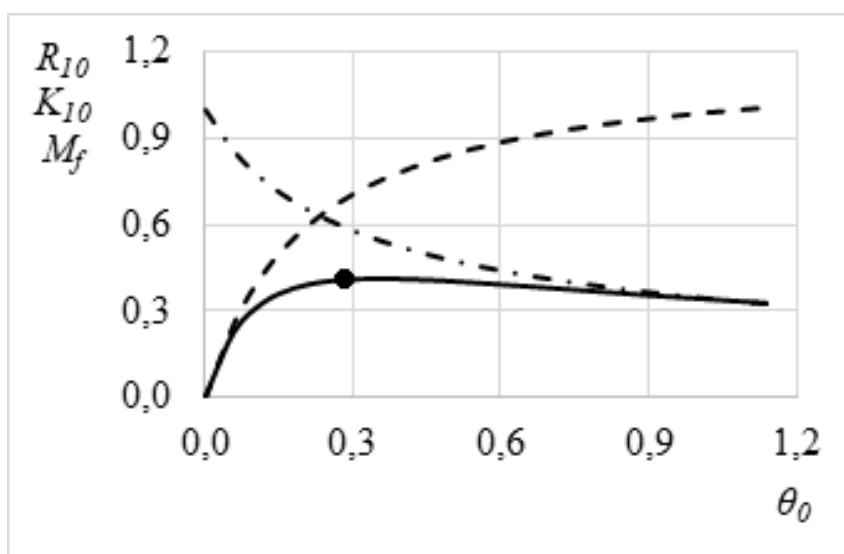


Рис. 5.4.9. Зависимость критериев R_{10} (пунктирная линия), K_{10} (штрихпунктирная линия) и M_f (сплошная линия) от безразмерного объема закачки θ_0 .

Результаты расчёта оптимального объема закачки для выбранных скважин одного из месторождений Западной Сибири приведены в табл. 5.4.3.

Таблица 5.4.3. Результаты расчёта эффективного объема закачки [259].

Скважина	1	2	3	4
Эффективный объём закачки, м ³ /м	277	73	25	183

Таким образом, комплексная методология позволила сформулировать метод разделения многомасштабной задачи тепломассопереноса при выравнивании фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде на составляющие.

ГЛАВА 6. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КОЛЬМАТИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНЫ

6.1. Современное состояния моделирования теплопереноса флюида в задачах с техногенными трещинами

Разработка месторождений на стадии поддержания пластового давления зачастую приводит к преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам [260, 261]. Это явление приводит к снижению площади охвата пласта заводнением. В частности, указанные процессы отмечались в ходе разработки Талинского [262] и Приобского месторождений (рис. 6.1.1) [263, 264], а также на месторождении Daqing (Китай) [265]. На рис. 6.1.1 x и y – оси декартовой системы координат, P – пластовое давление, кроме того, подписаны названия скважин, линиями отмечены техногенные трещины. Ранний прорыв воды к добывающим скважинам может быть обусловлен наличием на месторождении пласта с проницаемостью в сотни и тысячи раз большей, чем у основной части пласта [262]. Другая причина этого явления – наличие в пласте каналов низкого фильтрационного сопротивления [266, 267] – участков пористой среды, скорость фильтрации по которым на порядки больше, чем в основной части пласта. Как правило, эти каналы проходят по кратчайшему расстоянию между нагнетательной и добывающей скважинами [268]. Однако чаще всего преждевременное обводнение продукции вызвано наличием в пласте техногенных трещин, возникающих вследствие превышения давления закачки воды над давлением разрыва породы [269]. Особенно актуальна эта проблема при бурении скважин в участках месторождения с аномально высокими значениями пластового давления [270].

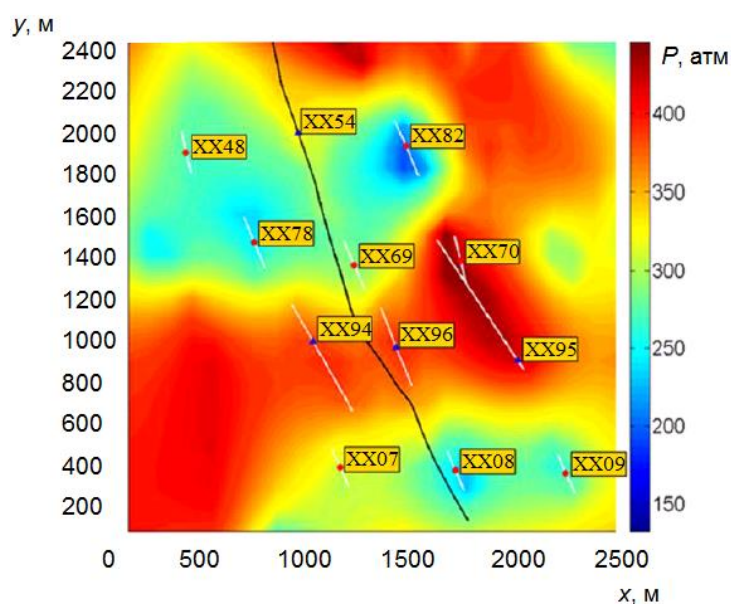


Рис. 6.1.1. Наличие техногенных трещин на Приобском месторождении [263, 264].

Для исследования возможности образования техногенных трещин проводятся лабораторные исследования на образцах горной породы и промысловые эксперименты. В процессе последних определяется минимальное давление, при котором начинают образовываться техногенные трещины. К таким экспериментам относится «двухшаговый расходный тест» [264, 271], при котором дискретно увеличивается расход закачиваемой воды и фиксируется значение соответствующего давления на забое нагнетательной скважины. Методом контроля образования и роста техногенных трещин является гидропрослушивание [272]. Детальная информация о характеристиках напряжённого состояния породы получается в результате лабораторных исследований. Одним из наиболее распространённых среди них является так называемый «бразильский тест» [273], при котором образец горной породы сжимается в направлении, перпендикулярном вертикальной координате.

Образцы горной породы не позволяют оценить характеристики её напряжённого состояния в масштабах всего месторождения. Более подробную

информацию об участках, недоступных для прямого экспериментального исследования, позволяет получить математическое моделирование развития техногенных трещин [269]. Существует большое количество многомерных моделей этих процессов, в основе которых лежат подходы геомеханики [274–279]. Сложность вычислений с использованием таких моделей обусловлена неоправданно высоким временем расчёта для решения задач оперативного контроля возникновения и развития техногенных трещин.

Как правило, техногенные трещины являются протяжёнными с небольшой шириной [263, 264], и их вертикальные размеры зачастую превышают мощность нефтенасыщенных интервалов, причём вертикальный рост происходит за короткие промежутки времени в сравнении с латеральным увеличением длины. Поэтому оправданным является моделирование таких трещин в квазиодномерном приближении с постоянными высотой и шириной [280]. Среди этих моделей выделяют две, отличающиеся по геометрической форме трещины [281]. В первой модели, предложенной С. А. Христиановичем и Ю. П. Желтовым [282] и развитой Д. Гиртсма, Ф. де Клерком [283], названной KGD (Khristianovich, Geertsma, De Klerk), трещина считается прямоугольной в вертикальном сечении, имеющей постоянную высоту (рис. 6.1.2). Как правило, рассматривается симметричная половина трещины, направленная в одну из сторон от скважины. На рис. 6.1.2 Q_{f0} – расход нагнетаемого флюида.

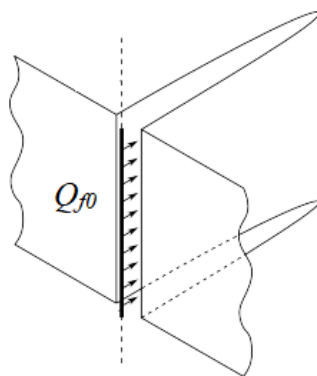


Рис. 6.1.2. Элемент симметрии трещины в модели KGD.

В другой модели, разработанной Т. Перкинсом и Л. Керном [284] и модифицированной Р. Нордгреном [285], названной PKN (Perkins, Kern, Nordgren), предполагается, что трещина имеет эллиптическую форму как в латеральном, так и в вертикальном сечениях (рис. 6.1.3). Эта модель получила большее распространение, поскольку эксперименты показывают, что форма трещин ближе к той, которая описывается этой моделью.

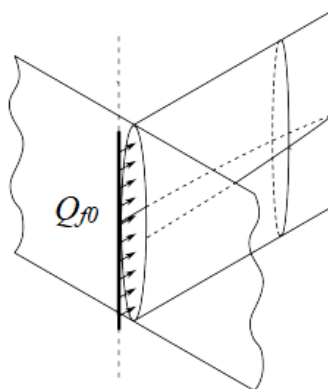


Рис. 6.1.3. Элемент симметрии трещины в модели PKN.

Эти модели позволяют описать как процессы гидроразрыва пласта, так и формирование техногенных трещин.

Позднее была предложена так называемая гибридная модель [278, 286, 287], в которой развитие трещины рассматривается в одномерном приближении, причём геометрия трещин соответствует, как правило, модели PKN, но учитываются утечки жидкости в пласт и определяется зона её проникновения, показанная серым на рис. 6.1.4, где Y – глубина зоны проникновения, w – ширина трещины, l – полудлина трещины.

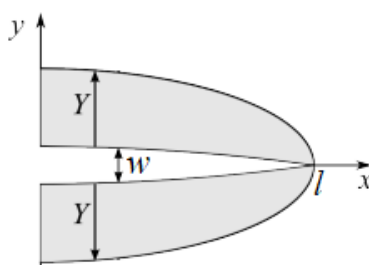


Рис. 6.1.4. Глубина проникновения жидкости в пласт в гибридной модели.

Форма техногенной трещины во многом определяет расходные характеристики добывающей скважины по воде. Обычно на практике трещина не достигает добывающей скважины, однако попадание этой трещины в зону дренирования такой скважины всё равно приводит к росту обводнённости продукции. Основным способом борьбы с этим явлением является блокирование техногенных трещин специальными реагентами. Как правило, проводят закачку в трещину полимер-дисперсных составов, а также осадко- и гелеобразующих реагентов и термотропных составов [246, 288]. Наиболее широкий опыт успешного практического применения накоплен для закачки гидролизованного полиакриламида. В экспериментах Р. Сирайта [288] установлена возможность полного блокирования трещины вследствие адсорбции частиц геля на поверхности трещины. При наличии системы трещин в пласте реагент, в первую очередь, проникает в более широкую трещину и блокирует её в большей степени. Моделирование такого процесса в классических программных комплексах затруднительно из-за наличия разномасштабных задач (транспорт реагента в трещине, снижение фильтрационных свойств вблизи трещины из-за утечек реагента и фильтрация в остальной части пласта) [287, 289].

Несмотря на то, что многомерные модели течения более точные, но существенного технологического эффекта они не дают в сравнении с одномерными моделями, которые поэтому используются чаще [245, 290, 291]. Такие одномерные модели, несмотря на их простоту, учитывают как движение флюида в трещине, так и его поток через боковую поверхность техногенной трещины в окружающую пористую среду. В основе упрощённого одномерного моделирования лежат соотношения материального баланса. Эти модели описывают не только процесс заполнения трещины, но и оседание частиц, а также гидродинамику частично заблокированной трещины [292].

Следует отметить, что система поддержания пластового давления подразумевает закачку воды в нагнетательную скважину в течение длительного промежутка времени (порядка десятков лет). В силу того, что

закачанная вода содержит в себе различные примеси, это приводит к кольтматированию части поровых каналов окружающей среды вблизи границ трещины с начальной полудлиной l_0 , которая оценивается из баланса массы. В свою очередь, это приводит к снижению потока реагента q_r из трещины и соответствующему росту давления внутри неё. В итоге, баланс массы нарушается, что вызывает увеличение длины техногенной трещины (рис. 6.1.5). Такое увеличение длины продолжается до тех пор, пока снова не будет достигнут баланс массы за счёт потока реагента в пласт из возросшей части трещины.

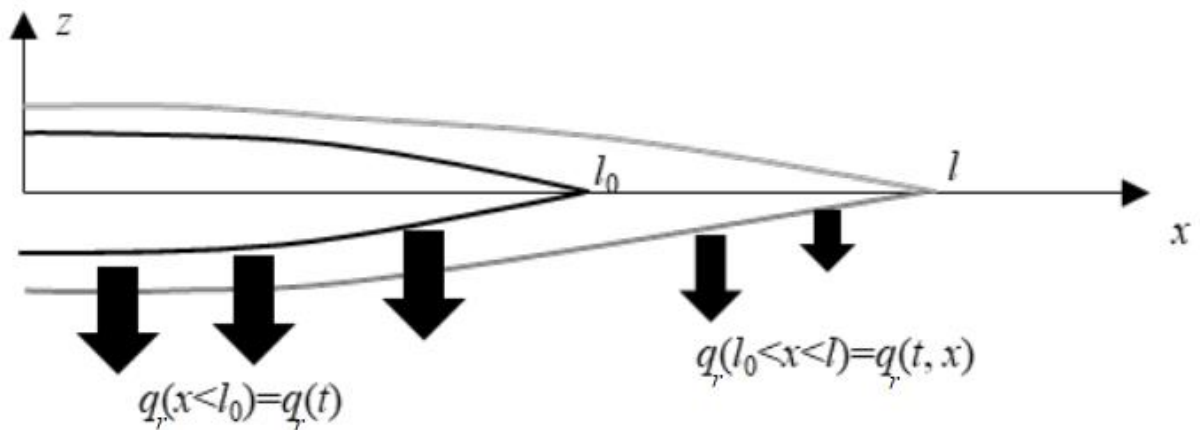


Рис. 6.1.5. Схема потоков в процессе роста техногенной трещины.

Развитие одномерных подходов в вопросах блокирования техногенных трещин привело к созданию более сложных квазиодномерных моделей, в которых учитывается гетерогенность флюида (наличие в несущей фазе дисперсных частиц или проппанта моделируется суспензией) [287, 292, 293]. Чаще всего на практике в качестве дисперсных частиц используются бентонитовая глина, древесная мука или мел [294].

Несомненным преимуществом одномерных моделей является возможность экспресс-оценок расходных характеристик системы трещина-пласт, в то время как использование многомерных моделей или гидродинамических симуляторов требует существенных временных затрат.

Обычно в квазиодномерных моделях используется упрощённое описание оттока несущей фазы суспензии в приближении теории плоских сечений [287, 289]. В рамках этого приближения предполагается, что линии тока жидкости, вытекающей через боковую поверхность трещины, перпендикулярны этой поверхности.

Ещё одним упрощённым подходом является выделение безразмерных комплексов подобия, характеризующих особенности протекающих процессов. В частности, для оценки охвата пласта заводнением при наличии техногенных трещин авторы работы [260] предлагают использовать безразмерный коэффициент эффективности заводнения, трактуемый как отношение объёма нагнетаемой воды, оценённого по методу материального баланса, к реальному объёму закачки.

Рассмотренные модели позволили описать фильтрационные характеристики техногенной трещины, однако они не рассматривают отдельной стадии процесса – сокращения эффективных размеров трещины, что может быть рассмотрено в рамках анализа решений на разрыве. Такая задача является актуальной. Кроме того, необходимо проводить анализ влияния параметров реагента и скважины на характерные особенности процесса блокирования техногенной трещины.

6.2. Разработка физико-математической модели кольматирования техногенной трещины для анализа особенностей массообмена трещины с пластом

Для оценки эффективных параметров блокирования техногенной трещины дисперсными частицами необходима разработка методики решения такой задачи. Применение комплексной методологии позволяет сформулировать физико-математическую модель кольматирования техногенной трещины суспензионными составами для предотвращения активной гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей

скважинами в виде канала низкого фильтрационного сопротивления [295, 296]:

1. На основе *третьего пункта* разработанной комплексной методологии проводится разбиение задачи кольматирования техногенной трещины на две задачи: первую, в которой транспорт суспензии описывается центрированной волной, и вторую, в которой собственно кольматация трещины ищется в виде скачка концентрации частиц. Это позволяет выделить в рамках рассматриваемого процесса две подзадачи, описывающих его характерные стадии.
2. Выделяется симметрия задачи на основе *первого пункта* комплексной методологии для упрощённого моделирования транспорта суспензии и получения полуаналитических решений. Упрощенный подход к моделированию при этом должен воспроизводить и прогнозировать все основные технологические параметры рассматриваемых процессов.
3. Осуществляется применение *второго пункта* комплексной методологии, заключающегося в обезразмеривании уравнений, описывающих процесс транспорта реагента по техногенной трещине. Это проводится с целью введения критериев подобия, характеризующих структуру решения.
4. Проводится анализ условий сохранения массы на разрыве и сведение динамики процесса к упрощенному анализу эволюции разрывного решения на основе *пятого пункта* комплексной методологии для расчёта динамики кольматирования техногенной трещины. Решение задачи о транспорте суспензии осуществляется в виде центрированной волны и проводится расчёт движения фронта концентрации дисперсных частиц. Решение задачи о кольматации трещины дисперсными частицами описывается скачком концентрации частиц.
5. В рамках *седьмого пункта* комплексной методологии осуществляется сшивка решений в момент времени, соответствующий достижению фронтом концентрации частиц правой границы трещины.

б. В соответствии с *восьмым пунктом* разработанной комплексной методологии проводится валидация эффективной длины техногенной трещины после её кольтматации путем сравнения результатов расчётов с практическими данными. Кроме того, проводятся прогнозные расчёты динамики кольтматации техногенной трещины.

Задача блокирования техногенной трещины описывается системой уравнений механики многофазных сред для несжимаемой жидкости. В рамках первой задачи по *первому пункту* разработанной комплексной методологии для моделирования транспорта суспензии используется квазиодномерное приближение, поскольку длина трещины более чем на 5 порядков превышает её ширину (рис. 6.2.1). На рис. 6.2.1 P_f – давление на конце трещины, y – ось, перпендикулярная длине трещины. Рассматриваются одномерный поток суспензии внутри трещины и отток несущей фазы в направлении, перпендикулярном трещине [295, 296]. Считается, что трещина имеет постоянную ширину, а её геометрия соответствует модели KGD, рассматривается изотермическое приближение, поэтому вязкость флюида постоянна, а конвективными тепловыми процессами пренебрегается.

Система уравнений включает законы сохранения массы фаз, законы сохранения импульса в виде закона Пуазейля для канала прямоугольного сечения и закона Дарси для оттока жидкости из трещины [295, 296]:

$$\frac{\partial(hw\alpha)}{\partial t} + \frac{\partial(hw\alpha v_m)}{\partial x} = 0, \quad (6.2.1)$$

$$\frac{\partial(hw(1-\alpha))}{\partial t} + \frac{\partial(hw(1-\alpha)v_m)}{\partial x} = -q_w, \quad (6.2.2)$$

$$v_m = -\frac{w^2}{12\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (6.2.3)$$

$$q_w = \frac{kk_{rwr}h_e}{\mu_w L} (P - P_r), \quad (6.2.4)$$

где w – ширина трещины, q_w – отток жидкости из трещины, α – объёмная концентрация дисперсных частиц, h_e – эффективная мощность пласта, v_m –

скорость потока суспензии, k_{rwr} – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности.

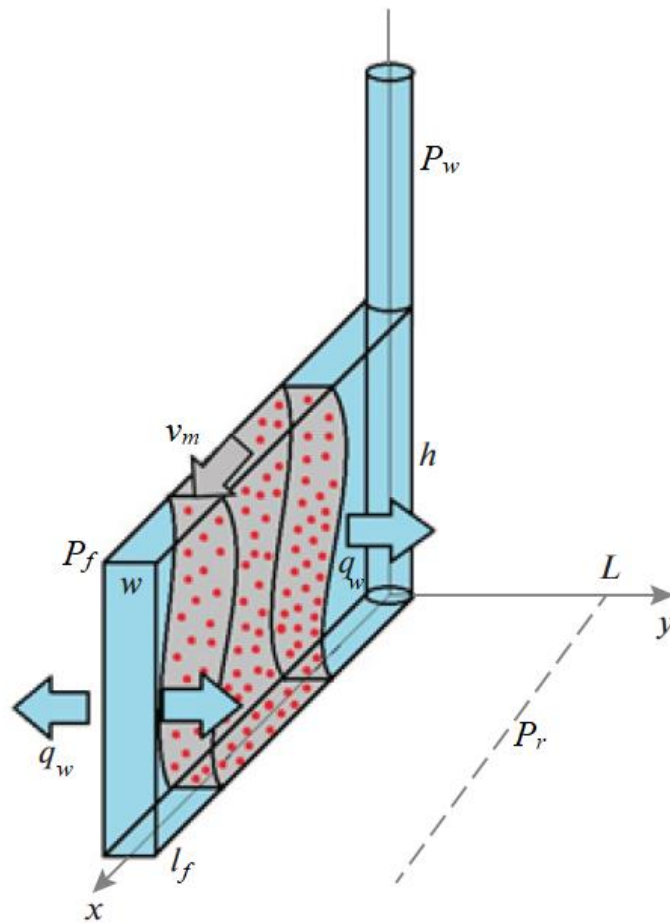


Рис. 6.2.1. Постановка задачи о блокировании техногенной трещины суспензией.

Начальное условие показывает отсутствие суспензии в техногенной трещине:

$$\alpha(x > 0, t = 0) = 0. \quad (6.2.5)$$

Левое граничное условие соответствует закачке суспензии в трещину:

$$\alpha(x = 0, \forall t) = \alpha_0. \quad (6.2.6)$$

На скважине задаётся постоянное забойное давление в качестве левого граничного условия:

$$x = 0: P = P_w. \quad (6.2.7)$$

Возможен случай постоянного расхода Q_{f0} на нагнетательной скважине, тогда левое граничное условие имеет вид [297]:

$$Q_{f0} = -\frac{hw^3}{12\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0}. \quad (6.2.8)$$

Для определения давления на правой границе используется интегро-дифференциальное краевое условие, впервые учитывающее интегральный баланс притока несущей фазы в трещину и оттока этой фазы из неё:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{24kk_{rwr}h_e}{(1-\alpha_0)w^3Lh} \int_0^{l_f} (P - P_r) dx. \quad (6.2.9)$$

Решение системы уравнений (6.2.1)–(6.2.4) при начальном условии (6.2.5), граничных условиях (6.2.6), (6.2.7) и краевом условии (6.2.9) позволяет аналитически найти распределение давления в трещине и оттока жидкости через боковую поверхность трещины в пласт (рис. 6.2.2), а также расхода суспензии Q_f вдоль трещины (рис. 6.2.3). Эти зависимости построены для модельных пласта и суспензии с параметрами: проницаемость 0,1 Д, концентрация дисперсных частиц в закачиваемой суспензии 3%, ширина трещины 2 мм, длина трещины 400 м, $L=500$ м, вязкость воды 1 сП, забойное давление 350 атм, пластовое давление 250 атм, мощность пласта 40 м, эффективная мощность пласта 30 м.

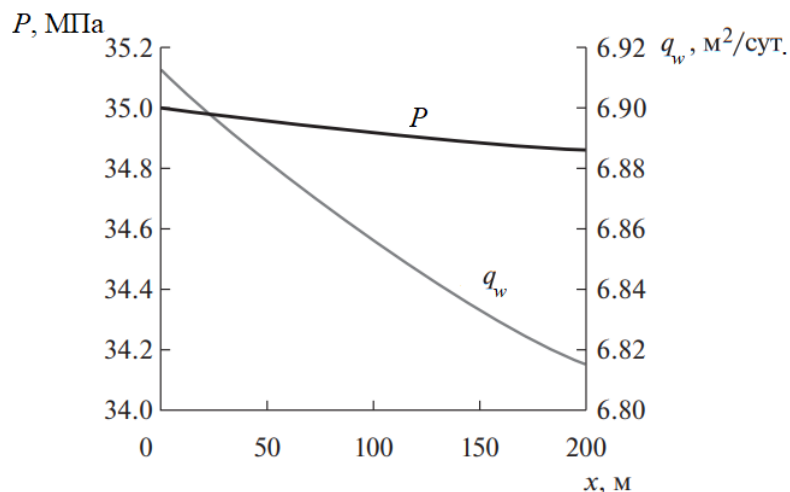


Рис. 6.2.2. Распределение давления в техногенной трещине и оттока жидкости из трещины в пласт.

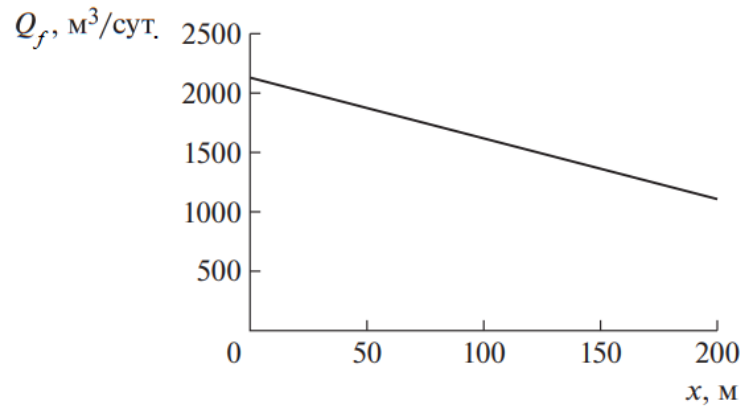


Рис. 6.2.3. Распределение расхода суспензии вдоль техногенной трещины.

Предварительная оценка длины техногенной трещины может быть проведена при известном расходе нагнетательной скважины Q_{fi} по формуле Пратса:

$$Q_{fi} = \frac{2\pi k h_e k_{rwr} \Delta P}{\mu_w \ln \frac{2r_c}{l_f}}. \quad (6.2.10)$$

Для апробации разработанной методики и комплексной методологии были выбраны данные по 3 скважинам с техногенными трещинами одного из месторождений Западной Сибири. Расходные характеристики скважин и параметры соответствующих пластов приведены в табл. 6.2.1.

Таблица 6.2.1. Расходные характеристики скважин и параметры соответствующих пластов по одному из месторождений Западной Сибири.

Параметр	Скважина 1	Скважина 2	Скважина 3
Приёмистость, м ³ /(сут.·атм)	1,9	2,2	2,4
Депрессия на пласт, МПа	4,4	8,2	10,8
Забойное давление, МПа	31,3	33,1	42,9
Проницаемость, Д	0,315	0,298	0,075
Динамическая вязкость воды, сП	0,34	0,34	0,34
Эффективная мощность пласта, м	11,1	15,1	16,8
Мощность пласта, м	26,4	26,1	17,1
ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности, д.е.	0,1	0,1	0,1

Для расчётов длины трещины до и после воздействия необходимо задать характеристики обработки выбранных скважин, приведённые в табл. 6.2.2. Падение приёмистости показывает эффект от обработки скважины и необходимо для вычисления расхода после воздействия, из которого по формуле Пратса (6.2.10) можно оценить эффективную длину трещины после кольматации.

Таблица 6.2.2. Характеристики обработки выбранных скважин по одному из месторождений Западной Сибири.

Параметр	Скважина 1	Скважина 2	Скважина 3
Объем закачки суспензии, м ³	800	1600	500
Относительное падение приемистости, %	23,6	24,3	22,8
Дополнительная накопленная добыча нефти из реагирующих добывающих скважин, тыс. м ³	8,54	0,39	0,10
Оценка длины трещины до обработки, м	436	529	418
Оценка длины трещины после обработки, м	153	201	168

Далее для удобства последующих расчётов и анализа массопереноса для моделируемого процесса в рамках *второго пункта* разработанной методологии проведено обезразмеривание записанной системы уравнений. Для этого вводятся безразмерная координата X , безразмерное время θ , безразмерное давление \hat{P} , безразмерная скорость U_m , безразмерный отток жидкости из трещины \hat{Q}_w :

$$X = \frac{x}{l_f}, \quad (6.2.11)$$

$$\theta = \frac{t}{t_0}, \quad (6.2.12)$$

$$\hat{P} = \frac{P - P_r}{P_w - P_r}, \quad (6.2.13)$$

$$U_m = \frac{12\nu_m\mu_w L}{w^2(P_w - P_r)}, \quad (6.2.14)$$

$$\hat{Q}_w = \frac{q_w\mu_w L}{kk_{rwr}h_e(P_w - P_r)}, \quad (6.2.15)$$

где характерное время

$$t_0 = \frac{12l_f\mu_w L}{w^2(P_w - P_r)}. \quad (6.2.16)$$

Тогда давление на конце трещины из (6.2.13):

$$\hat{P}_f = \frac{P_f - P_r}{P_w - P_r}. \quad (6.2.17)$$

В безразмерных переменных (6.2.11)–(6.2.15) система уравнений (6.2.1)–(6.2.4) принимает вид:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial \theta} + \frac{\partial(\alpha U_m)}{\partial X} = 0, \quad (6.2.18)$$

$$-\frac{\partial \alpha}{\partial \theta} + \frac{\partial((1 - \alpha)U_m)}{\partial X} = -A_f \hat{Q}_w, \quad (6.2.19)$$

$$U_m = -\frac{\partial \hat{P}}{\partial X}, \quad (6.2.20)$$

$$\hat{Q}_w = \hat{P}, \quad (6.2.21)$$

где введён безразмерный комплекс

$$A_f = \frac{12l_f k k_{rwr} h_e}{h w^3}. \quad (6.2.22)$$

Начальное условие (6.2.5) в безразмерных переменных принимает вид:

$$\alpha(X > 0, \theta = 0) = 0. \quad (6.2.23)$$

Аналогично левое граничное условие (6.2.6) для концентрации реагента в безразмерных переменных следующее:

$$\alpha(X = 0, \forall \theta) = \alpha_0. \quad (6.2.24)$$

Левое граничное условие для давления (6.2.7) обезразмеривается так:

$$X = 0: \hat{P} = 1. \quad (6.2.25)$$

В случае постоянного расхода на нагнетательной скважине левое граничное условие для давления (6.2.8) обезразмеривается так:

$$\left. \frac{\partial \hat{P}}{\partial X} \right|_{X=0} = -C_f, \quad (6.2.26)$$

где введено обозначение

$$C_f = \frac{12\mu_w Q_{f0} l_f}{(P_w - P_r) h w^3}. \quad (6.2.27)$$

Краевое условие (6.2.9) принимает вид:

$$-\left. \frac{\partial \hat{P}}{\partial X} \right|_{X=0} = I_f \int_0^1 \hat{P} dX, \quad (6.2.28)$$

где введён безразмерный комплекс

$$I_f = \frac{24kk_{rwr}h_e l_f^2}{(1 - \alpha_0)w^3 Lh}. \quad (6.2.29)$$

Решение системы уравнений (6.2.18)–(6.2.21) при начальном условии (6.2.23), граничных условиях (6.2.24), (6.2.25) и краевом условии (6.2.28) позволяет аналитически найти распределение давления в трещине:

$$\hat{P} = \frac{\hat{P}_f - a_f}{1 - a_f^2} a_f^{-X-1} + \frac{1 - a_f \hat{P}_f}{1 - a_f^2} a_f^X, \quad (6.2.30)$$

где введено обозначение [291]

$$a_f = e^{-l_f \sqrt{12kk_{rwr}h_e/(w^3 Lh)}}. \quad (6.2.31)$$

Вводится безразмерный комплекс D_f , характеризующий отношение проводимостей пласта и трещины [291]:

$$D_f = \frac{h(1 - \alpha_0)}{2h_e \left(1 - e^{-l_f \sqrt{12kk_{rwr}h_e/(w^3 Lh)}}\right)^2}, \quad (6.2.32)$$

Тогда давление на правой границе трещины имеет вид:

$$\hat{P}_f = \frac{D_f C_{p1} - 1 - 2D_f a_f C_{p2}}{1 + 2D_f a_f}, \quad (6.2.33)$$

где введены обозначения

$$C_{p1} = \frac{P_w + P_r + a_f(P_w - P_r)}{P_w - P_r}, \quad (6.2.34)$$

$$C_{p2} = \frac{P_r}{P_w - P_r}. \quad (6.2.35)$$

Распределение давления в случае постоянного расхода находится аналогично.

Распределения давления в техногенной трещине и оттока из трещины в пласт, показанные на рис. 6.2.2, а также распределение расхода суспензии по трещине (рис. 6.2.3) ранее были получены при параметрах, соответствующих значению $D_f > 1$. В таком случае не наблюдается приток воды из пласта в трещину, поскольку давление в трещине превосходит пластовое. Такой приток может наблюдаться при $D_f < 1$. Тогда указанные распределения давления в техногенной трещине и оттока из трещины в пласт имеют для модельного пласта вид, как на рис. 6.2.4, а распределение расхода суспензии по трещине – как на рис. 6.2.5 [291].

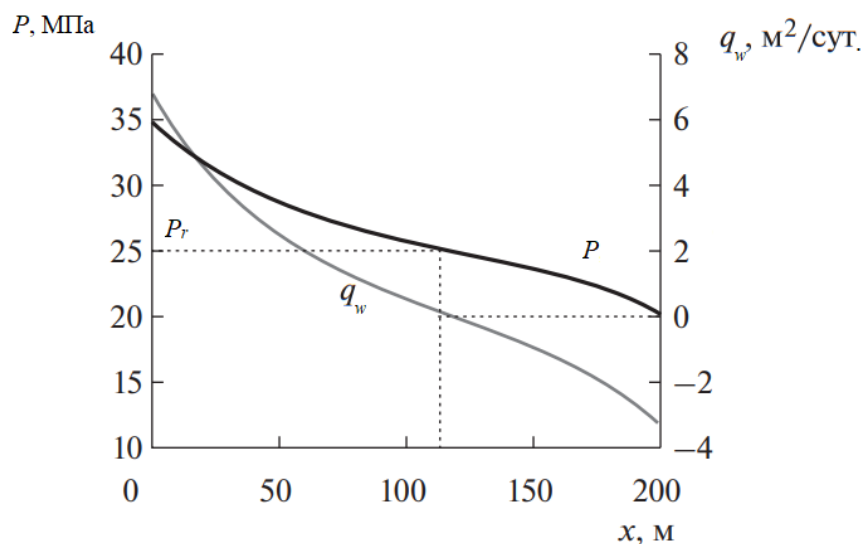


Рис. 6.2.4. Распределение давления в техногенной трещине и оттока жидкости из трещины в пласт при $D_f < 1$.

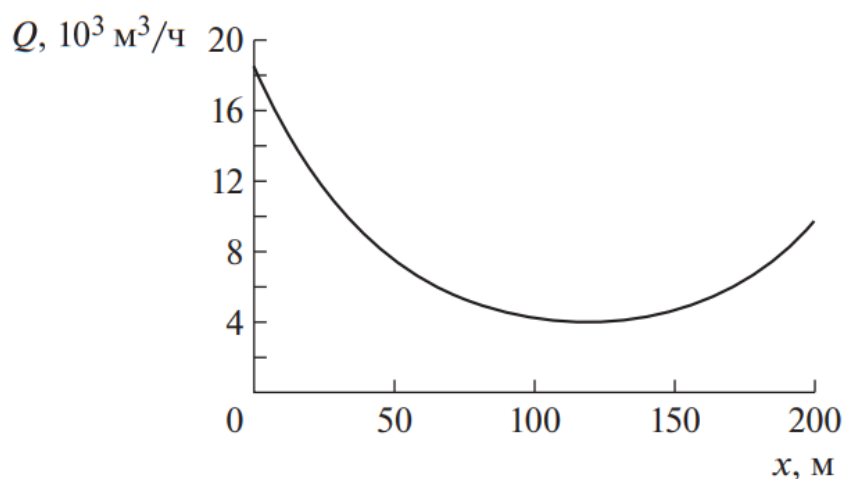


Рис. 6.2.5. Распределение расхода суспензии вдоль техногенной трещины при $D_f < 1$.

Решение поставленной задачи проводится численно с помощью явной конечно-разностной схемы и позволяет получить распределение концентрации дисперсных частиц в трещине в различные моменты времени (рис. 6.2.6). Такое решение приводит к возникновению контактного разрыва концентрации дисперсных частиц. Структура решения для концентрации при достижении её фронтом конца трещины определяется безразмерным комплексом D_f . При $D_f > 1$ по всей длине трещины давление превышает пластовое и наблюдается отток несущей фазы в пласт (рис. 6.2.7). При $D_f < 1$ давление в конце трещины становится ниже пластового давления и начинается приток флюида из пласта в трещину, что уменьшает значение концентрации дисперсных частиц (рис. 6.2.7). Однако значения $D_f < 1$ достигаются только при очень высоких проницаемостях пласта порядка 10^{-10} м², поэтому редко встречаются на практике. Для удобства восприятия решения приведены в размерном виде.

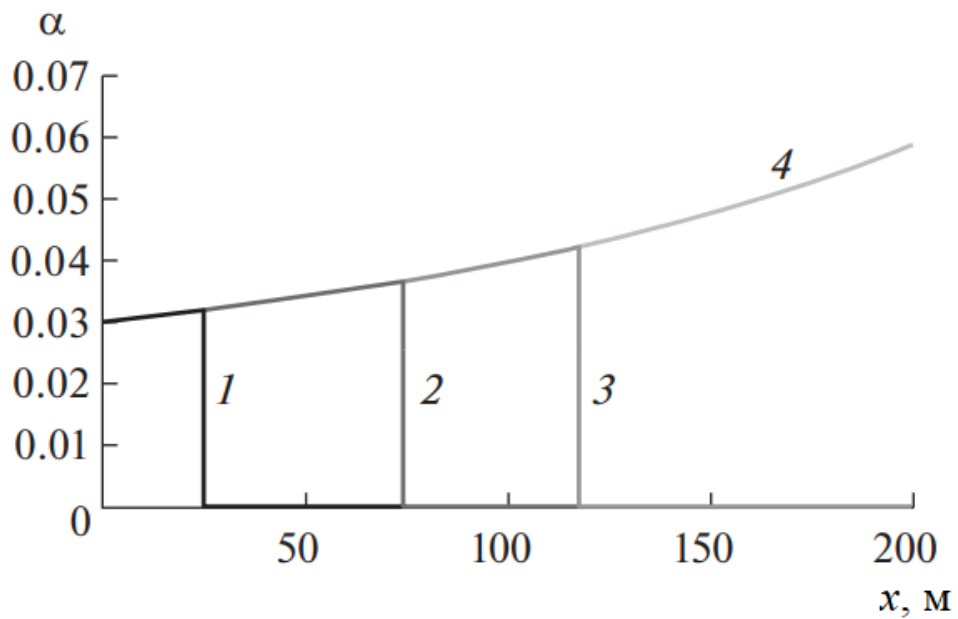


Рис. 6.2.6. Распределение концентрации частиц в трещине при $D_f > 1$ (проницаемость $k=10^{-13} \text{ м}^2$) в моменты времени 100 с (кривая 1), 300 с (кривая 2), 500 с (кривая 3), 900 с (кривая 4) для модельного пласта

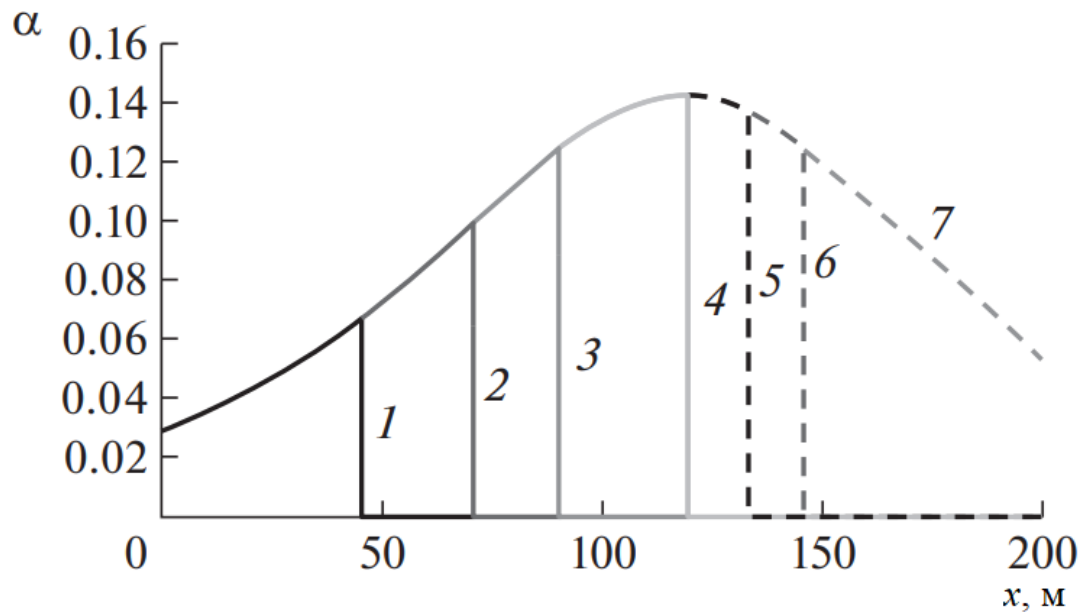


Рис. 6.2.7. Распределение концентрации частиц в трещине при $D_f < 1$ (проницаемость $k=1,6 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2$) в моменты времени 1,25 с (кривая 1), 2,5 с (кривая 2), 3,75 с (кривая 3), 6 с (кривая 4), 7 с (кривая 5), 8 с (кривая 6), 25 с (кривая 7) для модельного пласта

Влияние концентрации дисперсных частиц в закачиваемой смеси и квадратному корню от введённого комплекса A_f на распределение концентрации в момент времени достижения фронтом концентрации конца трещины приведено на рис. 6.2.8 и рис. 6.2.9 соответственно. С ростом концентрации дисперсных частиц в закачиваемой смеси значения концентрации в трещине увеличиваются, как и с ростом E_f .

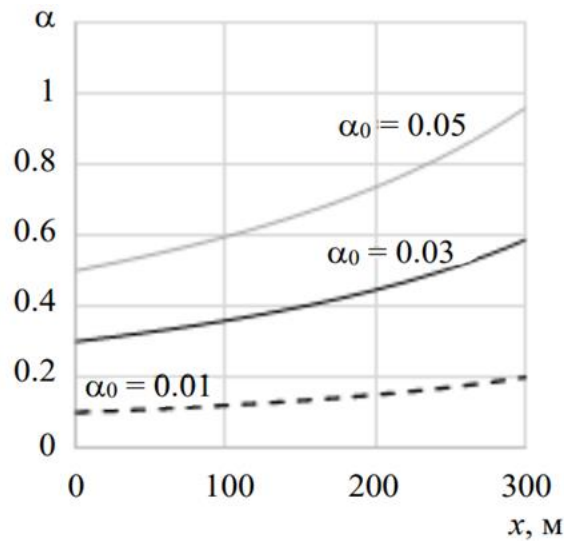


Рис. 6.2.8. Распределение концентрации при различных концентрациях дисперсных частиц в закачиваемой смеси в момент времени, соответствующий достижению фронтом концентрации конца трещины.

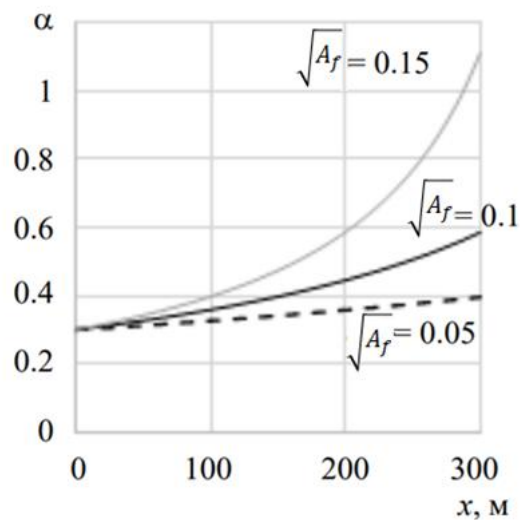


Рис. 6.2.9. Распределение концентрации при различных значениях $\sqrt{A_f}$ в момент времени, соответствующий достижению фронтом концентрации конца трещины.

Во второй задаче рассматривается процесс заполнения трещины дисперсными частицами с конца трещины. В соответствии с *пятым пунктом* разработанной комплексной методологии фронт концентрации представляет собой разрыв, перед которым концентрация α получена из решения первой подзадачи и обозначается α^- , а за фронтом концентрация равна 1. Тогда закон сохранения массы дисперсных частиц на разрыве принимает вид:

$$(1 - \alpha^-) \frac{dx_f}{dt} + v_s^- \alpha^- = 0, \quad (6.2.37)$$

где x_f – координата фронта, v_s^- – скорость потока перед разрывом.

Результаты численного моделирования транспорта суспензии в трещине в момент времени, соответствующий достижению фронтом концентрации конца трещины, аппроксимируются с высокой точностью трендами в виде полиномов второго порядка $\alpha^-(x)$ с коэффициентами F_1 и F_2 :

$$\alpha^- = F_1 X^2 + F_2 X + \alpha_0. \quad (6.2.38)$$

Влияние концентрации дисперсных частиц в закачиваемой смеси и введённого комплекса E_f на коэффициенты тренда (6.2.38) для случая постоянного расхода закачиваемой суспензии приведено в табл. 6.2.3.

Таблица 6.2.3. Влияние концентрации дисперсных частиц в закачиваемой смеси и введённого комплекса E_f на коэффициенты тренда.

Значение параметра α_0 ($E_f = 0,1$)	Значение параметра E_f ($\alpha_0 = 0,03$)			
	0,05	0,1	0,15	0,2
0,01	$F_1 = 0,0009$ $F_2 = 0,0023$	$F_1 = 0,0064$ $F_2 = 0,0031$	$F_1 = 0,0322$ $F_2 = -0,0077$	$F_1 = 0,1528$ $F_2 = -0,0720$
0,02	$F_1 = 0,0018$ $F_2 = 0,0047$	$F_1 = 0,0123$ $F_2 = 0,0062$	$F_1 = 0,0611$ $F_2 = -0,0137$	$F_1 = 0,3542$ $F_2 = -0,1023$
0,03	$F_1 = 0,0026$ $F_2 = 0,0069$	$F_1 = 0,0179$ $F_2 = 0,0094$	$F_1 = 0,0870$ $F_2 = -0,0181$	$F_1 = 0,5446$ $F_2 = -0,2973$
0,04	$F_1 = 0,0033$ $F_2 = 0,0091$	$F_1 = 0,0231$ $F_2 = 0,0127$	$F_1 = 0,1102$ $F_2 = -0,0211$	$F_1 = 0,7452$ $F_2 = -0,4203$
0,05	$F_1 = 0,0041$ $F_2 = 0,0113$	$F_1 = 0,0279$ $F_2 = 0,0160$	$F_1 = 0,1309$ $F_2 = -0,0228$	$F_1 = 0,9179$ $F_2 = -0,5250$

Аналитическое решение с учетом полиномиальной аппроксимации численного решения обыкновенного дифференциального уравнения первого порядка (6.2.37) ищется в виде функции $t(x_f)$, для которой можно получить явную зависимость:

$$t = \int_{l_f}^{x_f} \frac{\mu_w \left(1 + 2e^{-x_f \frac{E_f}{l_f}} (B_f - 1) + e^{-2x_f \frac{E_f}{l_f}} \right) (\alpha^-(x_f) - 1)}{\sqrt{\frac{k_w w h_e}{12Lh}} \Delta P (1 - B_f) \left(1 - e^{-2x_f \frac{E_f}{l_f}} \right) \alpha^-(x_f)} dx_f, \quad (6.2.39)$$

где введены обозначения

$$B_f = \frac{h(1 - \alpha_0)}{2h_e}, \quad (6.2.40)$$

$$k_w = k k_{rwr}. \quad (6.2.41)$$

Интеграл в выражении (6.2.39) находится численно по формуле трапеций.

Процесс блокирования трещины дисперсными частицами приводит к уменьшению её эффективной длины. Движение фронта концентрации частиц в этом случае описывается отражённой волной. Координата фронта кольматации соответствует эффективной длине техногенной трещины.

Транспорт дисперсных частиц по техногенной трещине описывается траекторией движения контактного разрыва (рис. 6.2.10), соответствующего переднему фронту оторочки для модельного пласта с параметрами: проницаемость 70 мД, ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности 0,8, концентрация дисперсных частиц в закачиваемой смеси 3%, ширина трещины 2 мм, длина трещины 600 м, $L=500$ м, вязкость воды 10^{-3} Па·с, расход суспензии 10^{-3} м³/с, пластовое давление 270 атм, мощность пласта 30 м, эффективная мощность пласта 20 м. В рамках *седьмого пункта* разработанной комплексной методологии сшивка решений осуществляется в момент времени, соответствующий достижению фронтом концентрации частиц конца трещины. Динамика сокращения эффективной длины для модельного пласта также приведена на рис. 6.2.10.

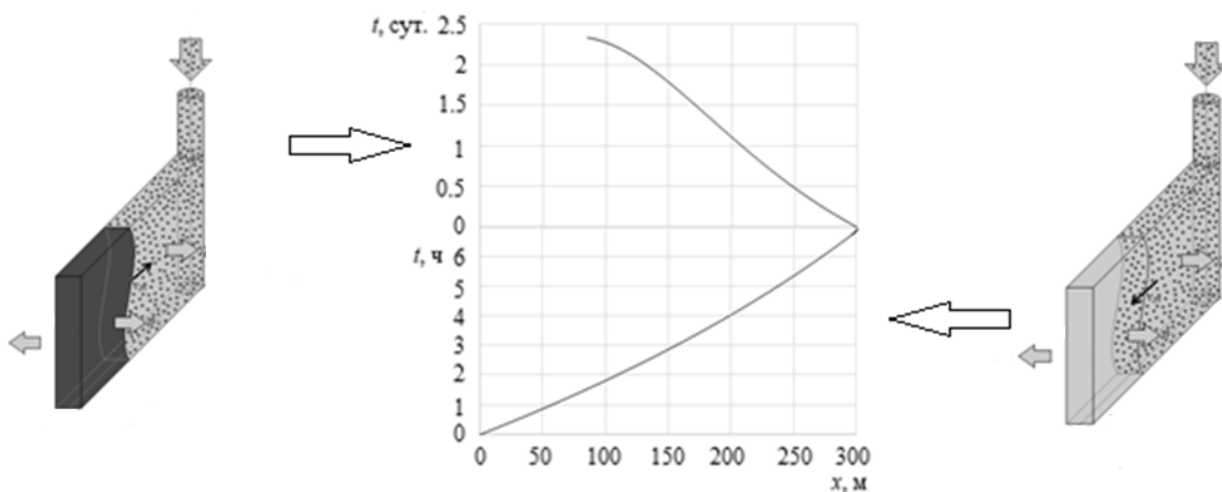


Рис. 6.2.10. Динамика заполнения трещины дисперсными частицами (нижняя кривая) и фронта кольматации (верхняя кривая).

Анализ полученной динамики фронта кольматации (рис. 6.2.10) показывает, что с течением времени скорость контактного разрыва

уменьшается. Это обусловлено соответствующим ростом забойного давления (рис. 6.2.11). Этот рост давления определяется сокращением эффективных размеров трещины и несогласованием закачиваемого расхода и возможной приёмистости скважины. Поэтому блокирование всей трещины невозможно.

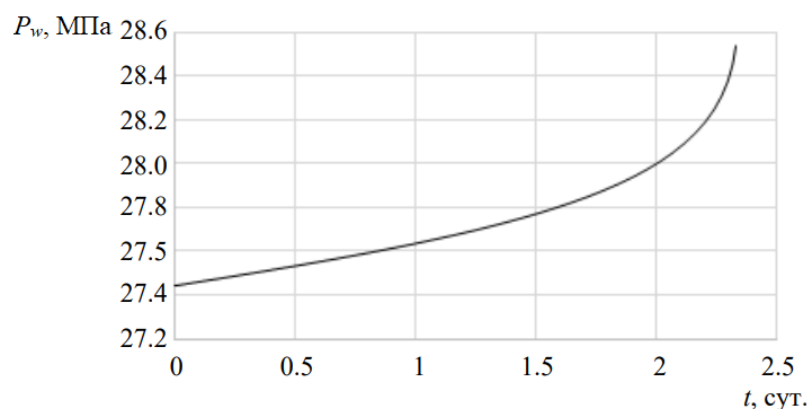


Рис. 6.2.11. Динамика забойного давления в процессе кольматации техногенной трещины.

В соответствии с *восьмым пунктом* разработанной комплексной методологии валидация разработанной модели проводилась путём сопоставления расчётной эффективной длины техногенной трещины с промысловыми данными по выбранным скважинам одного из месторождений Западной Сибири. Результаты валидации приведены в табл. 6.2.4. Погрешность согласования расчётных и промысловых данных находится в пределах 10%.

Таблица 6.2.4. Результаты валидации модели блокирования техногенной трещины.

№ скважины	Длина трещины, м	x_f по промышленным данным, м	x_f по расчётным данным, м	Погрешность, %
2164	436	153	144	6
2731	530	201	185	8
2305	419	168	159	5

Таким образом, разработанная физико-математическая модель кольматирования техногенной трещины позволила выявить структуру решения задачи о блокировании трещины.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Проведённые в диссертационной работе исследования позволяют сделать следующие основные выводы:

1. На основе моделирования процесса пароциклического дренажа установлено, что при одном и том же объеме форма паровой камеры независимо от учета свободной конвекции пара незначительно влияет на процесс притока нефти к добывающей скважине.
2. Показано, что для процесса пароциклического дренажа время простоя скважины для прогрева скелета пористой среды определяется балансом тепловых потерь и выделяемой в результате конденсации пара теплоты.
3. Установлено, что при пароциклическом дренаже с фиксированным расходом нагнетаемого пара рост прогретой области ограничен достижением баланса подводимого и теряемого тепла.
4. На основе моделирования процесса парогравитационного дренажа показано, что существует минимальный расход пара, при котором происходит формирование паровой камеры.
5. Установлено, что для процесса парогравитационного дренажа стабилизация размеров паровой камеры обусловлена достижением баланса подводимого и теряемого тепла.
6. Показано, что в процессе парогравитационного дренажа весь пласт прогревается в случае, если закачиваемое тепло превысит максимальные тепловые потери, соответствующие началу взаимодействия тепловых полей.
7. С использованием анализа моделей тепломассопереноса в задачах вытеснения высоковязких флюидов в пористой среде получен критерий, на основании которого показано, что процесс вытеснения высоковязкой нефти водой является устойчивым при скоростях, меньших критического значения, обусловленного превышением гидродинамических сил над гравитационными на порядок.
8. Анализ моделей тепломассопереноса вязкопластичных жидкостей позволил установить, что в начале процесса фильтрации влиянием

предельного градиента давления на скорость притока нефти к добывающей скважине можно пренебречь.

9. С использованием многокомпонентного трехфазного моделирования процесса водогазового воздействия показано существование эффективного соотношения воды и газа в нагнетаемой смеси, позволяющего минимизировать неопределенность получаемых решений на основе алгоритма анализа процесса в специальном фазовом пространстве усреднённых насыщенностей фаз в пласте.

10. Из решения обратной задачи по фильтрации оторочки полимера в пористой среде определено, что недоступный поровый объем может достигать 30% от всего порового объема образца горной породы.

11. Для процесса выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде показано, что закачку осадко-гелеобразующего реагента можно рассматривать в рамках разделения многомасштабной задачи тепломассопереноса на составляющие, при котором локальная задача описывает распределение концентрации реагента вблизи нагнетательной скважины, а внешняя – перераспределение потоков во всем пласте.

12. Установлено, что для высокопроницаемых пластов возможен режим, когда несущая фаза отфильтровывается в пласт в начале трещины, в то время как пластовый флюид притекает в трещину ближе к ее концу. Выявлен безразмерный критерий подобия, когда возможна реализация этого режима.

13. Выявлена структура решения задачи о блокировании трещины. На первом этапе суспензия достигает ее конца, двигаясь с замедлением. На втором этапе формируется отраженная волна в виде разрыва, на котором и происходит блокирование трещины. Скорость этого разрыва замедляется, что показывает проблематичность полного блокирования трещины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Башкирцева Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 19. – С. 296–299.
2. Алтунина Л. К. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжёлой нефти / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – № 26. – С. 261–277.
3. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – Пер. с франц. – М.: Недра, 1989. – 422 с.
4. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
5. Шандрыгин А. Н. Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) / А. Н. Шандрыгин, М. Т. Нухаев, В. В. Тертычный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.
6. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р. М. Батлер. – Пер. с англ. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 544 с.
7. Farouq Ali S. M. Life after SAGD – 20 years later / S. M. Farouq Ali // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference Proceedings SPE-180394-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. – 7 p.
8. Butler R. M. Thermal recovery of oil and bitumen / R. M. Butler. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1991. – 529 p.
9. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 239 с.
10. Митрушкин Д. А. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей / Д. А. Митрушкин, Л. К. Хабирова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 1. – С. 52–59.

11. Зазовский А. Ф. О вытеснении нефти паром / А. Ф. Зазовский, К. М. Федоров. – М.: ИПМ, 1986. – 63 с.
12. Байков В. А. Новые подходы к вопросам геолого-гидродинамического моделирования / В. А. Байков, Н. К. Бакиров, А. А. Яковлев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 56–58.
13. Nascimento C. M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations / C. M. Nascimento // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference Proceedings SPE-180459-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, May 23–26, 2016. – 25 p.
14. Ji D. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD / D. Ji, S. Yang, H. Zhong, M. Dong, Z. Chen, L. Zhong // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference Proceedings SPE-180708-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 12 p.
15. Zhou Y. A natural variable well model for advanced thermal simulation / Y. Zhou, G. Li, V. Zapata // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Conference Proceedings SPE-193835-MS presented at the SPE Reservoir Simulation Conference, April 10–11, 2019. – 21 p.
16. Юдин Е. Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи / Е. Юдин, А. Лубнин, Е. Лубнина, Н. Завьялова, И. Завьялов // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Статья с конференции SPE-191608-18RPTC-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 15–17 октября 2018. – 25 с.
17. Trigos E. M. Cyclic steam stimulation enhanced with nitrogen / E. M. Trigos, M. E. Lozano, A. M. Jimenez // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Conference Proceedings SPE-190173-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, April 14–18, 2018. – 11 p.
18. Ansari A. Predicting the performance of steam assisted gravity drainage (SAGD) method utilizing artificial neural network (ANN) / A. Ansari, M. Heras,

J. Nones, M. Mohammadpoor, F. Torabi // *Petroleum*. – 2020. – Vol. 6. – № 4. – P. 368–374.

19. Yang S. Utilization of time-lapse seismic data to semi quantify residual oil saturation by Karhunen-Loeve transform and neural artificial network during CSS / S. Yang, D. Ji, Z. Gui, Z. Chen, L. Zhong // *Society of Petroleum Engineers*. – 2016. – Conference Proceedings SPE-180077-MS presented at the SPE Europec, May 30 – June 2, 2016. – 7 p.

20. Sun Q. The development of artificial-neural-network-based universal proxies to study steam assisted gravity drainage (SAGD) and cyclic steam stimulation (CSS) processes / Q. Sun, T. Ertekin // *Society of Petroleum Engineers*. – 2015. – Conference Proceedings SPE-174074-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, April 27–30, 2015. – 27 p.

21. Butler R. M. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in situ steam heating / R. M. Butler, G. S. McNab, H. Y. Lo // *Canadian Journal of Chemical Engineering*. – 1981. – Vol. 59. – P. 455–460.

22. Zargar Z. Analytical treatment of steam-assisted gravity drainage: old and new / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali // *SPE Journal*. – 2017. – Vol. 23. – № 1. – P. 117–127.

23. Хисамов Р. С. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления / Р. С. Хисамов, П. Е. Морозов, М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев, А. И. Абдуллин // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 8. – С. 48–51.

24. Храменков Э. М. Математическая модель многофазной неизотермической фильтрации в деформируемых пористых средах с совместно протекающей химической реакцией / Э. М. Храменков, М. Г. Храменков // *Инженерно-физический журнал*. – 2020. – Т. 93. – № 1. – С. 197–205.

25. Lauwerier H. A. The transport of heat in an oil layer caused by the injection of hot fluid / H. A. Lauwerier // *Applied Scientific Research*. – 1955. – Vol. 5. – № 2. – P. 145–150.

26. Marx J. W. Reservoir heating by hot fluid injection / J. W. Marx, R. H. Langenheim // Transactions of AIME. – 1959. – Vol. 216. – № 1. – P. 312–315.
27. Boberg T. C. Calculation of the production rate of a thermally stimulated well / T. C. Boberg, R. B. Lantz // Journal of Petroleum Technology. – 1966. – Vol. 18. – № 12. – P. 1613–1623.
28. Yang Y. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process / Y. Yang, S. Huang, Y. Liu, Q. Song, S. Wei, H. Xiong // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22. – № 1. – P. 327–338.
29. Усманов С. А. Гидродинамическое моделирование. Подготовка гидродинамической модели в Petrel 2015 и инициализация в tNavigator. Учебно-методическое пособие / Р. А. Зинюков, И. Н. Огнев, В. А. Судаков, Б. В. Платов. – Казань: К(П)ФУ, 2020. – 65 с.
30. Гладков Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е. А. Гладков. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
31. Закиров Э. С. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52–58.
32. Гайдуков Л. А. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти / Л. А. Гайдуков, С. В. Степанов, Н. Н. Иванцов, А. В. Степанов, А. А. Гринченко // Нефтепромысловое дело. – 2016. – Ч. 2. Пены и эмульсии. – № 1. – С. 37–44.
33. Коровин Я. С. Методы нейросетевого анализа нефтепромысловых данных / Я. С. Коровин, М. В. Хисамутдинов, Д. Я. Иванов // Вестник науки и образования. – № 1 (55). – Часть 1. – 2019. – С. 17–26.

34. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Часть 1 / Р. И. Нигматулин. – М.: Главная редакция физико-математической литературы, 1987. – 464 с.
35. Седов Л. И. Механика сплошной среды. Т. 1 / Л. И. Седов. – М.: Наука, 1970. – 492 с.
36. Нигматулин Р. И. Механика сплошной среды. Кинематика. Динамика. Термодинамика. Статистическая динамика / Р. И. Нигматулин. – М.: ГЭОТАР-Медиа, 2014. – 640 с.
37. Rakhmatulin Kh. A. Formulation of problems of incompressible flow over permeable bodies / Kh. A. Rakhmatulin, S. V. Guvernuyuk S.V. // Fluid mechanics – Soviet Research. – 1988. – Vol. 17. – № 2. – P. 46–71.
38. Боксерман А. А. Разработка нефтяных месторождений путём сочетания заводнения с нагнетанием пара / А. А. Боксерман, Н. Л. Раковский, И. А. Глаз, А. А. Кочетков // Итоги науки и техники. Серия Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1975. – Т. 7. – С. 1–95.
39. Боксерман А. А. Численное исследование процесса вытеснения нефти паром / А. А. Боксерман, С. И. Якуба // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1987. – № 4. – С. 78–84.
40. Федоров К. М. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами / К. М. Федоров, Р. Ф. Шарафутдинов // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1989. – № 5. – С. 78–85.
41. Gilmanov A. Ya. Optimization of steam assisted gravity drainage in verified integral simulator / A. Ya. Gilmanov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Инженерно-физический журнал. – 2023. – Т. 96. – № 1. – С. 190–198.
42. Шевелёв А. П. Расчет характеристических параметров процесса парогравитационного дренажа и увеличение коэффициента охвата пласта / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 69–86. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86.

43. Гильманов А. Я. Анализ влияния безразмерных комплексов подобия на процесс парогравитационного дренажа с помощью интегральной модели / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5. – № 4 (20). – С. 143–159. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-143-159.
44. Лыков А. В. Тепломассообмен / А. В. Лыков. – М.: Энергия, 1978. – 480 с.
45. Самарский А. А. Численные методы: учебное пособие для вузов / А. А. Самарский, А. В. Гулин. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1989. – 432 с.
46. Флетчер К. Вычислительные методы в динамике жидкостей. Т. 1 / К. Флетчер. – Пер. с англ. – М.: Мир, 1991. – 504 с.
47. Кутателадзе С. С. Тепломассообмен и трение в турбулентном пограничном слое / С. С. Кутателадзе, А. И. Леонтьев. – М.: Энергоиздат, 1985. – 320 с.
48. Edmunds N. A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery / N. Edmunds, J. Peterson // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2007. – Conference Proceedings 2007-027 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 12–14, 2007. – 12 p.
49. Гильманов А. Я. Влияние конвективных процессов на технологические параметры пароциклического воздействия на нефтяные пласты / А. Я. Гильманов, А. Р. Аразов, А. П. Шевелёв // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95. – № 5. – С. 1190–1197 (перевод Gil'manov A. Ya. Influence of convective processes on technological parameters of cyclic steam stimulation of oil reservoirs / A. Ya. Gil'manov, A. R. Arazov, A. P. Shevelev // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2022. – Vol. 95. – № 5. – P. 1190–1197. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10891-022-02583-y>).

50. Фёдоров К. М. Оптимизация технологических параметров при пароциклическом воздействии на нефтяные пласты / К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 2 (22). – С. 145–161. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161.
51. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты / А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 1 (21). – С. 176–191. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-176-191.
52. Chung K. H. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process / K. H. Chung, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27. – № 1. – P. 36–42.
53. Liebe H. R. A study of the use of vertical steam injectors in the steam-assisted gravity drainage process / H. R. Liebe, R. M. Butler // Petroleum Society of CIM and AOSTRA. – 1991. – Conference Proceedings CIM/AOSTRA 91-32 presented at the Annual Technical Meeting, April 20–23, 1991. – 16 p.
54. Chiou R. C. S. Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir / R. C. S. Chiou, T. S. Murer // Society of Petroleum Engineers. – 1989. – Conference Proceedings SPE 19659 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, October 8–11, 1989. – P. 319–332.
55. Delamaide E. Senlac, the forgotten SAGD project / E. Delamaide // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2018. – Vol. 21. – № 3. – P. 789–805.
56. Си Ч. Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию / Ч. Си, Ч. Ян, С. Ду, Ю Чжоу, Л. Ши, Л. Сань, С. Ли, Д. Ма // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Статья с конференции SPE-

196762-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября 2019. – 14 с.

57. Галицейский Б. М. Тепловые и гидродинамические процессы в колеблющихся потоках / Б. М. Галицейский, Ю. А. Рыжов, Е. В. Якуш. – М.: Машиностроение, 1977. – 256 с.

58. Паточкина О. Л. Физическая модель зависимости числа Нуссельта от числа Рэлея / О. Л. Паточкина, Ю. Г. Казаринов, В. И. Ткаченко // Журнал технической физики. – 2016. – Т. 86. – № 11. – С. 23–29.

59. Федоров К. М. Методика расчёта и оптимизации парогазоциклического воздействия на призабойную зону пласта / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, С. С. Бадретдинов, А. И. Шакиров, О. З. Исматилов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 3 (51). – С. 42–49.

60. Kovalchuk T. N. Mathematical modeling of cyclic-steam stimulation in the reservoir-well system / T. N. Kovalchuk, A. Y. Gilmanov, A. P. Shevelev // Book of abstracts of the V International Workshop «Thermal Methods for Enhanced Oil Recovery: Laboratory Testing, Simulation and Oilfields Applications» (Baku, November 3 – 5, 2022). – Baku, Azerbaijan: Azerbaijan State Oil and Industrial University, 2022. – P. 12.

61. Гильманов А. Я. Моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты с учетом конвективных потоков / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Тезисы докладов I Международного научно-практического семинара «Экспериментальные методы исследования пластовых систем: проблемы и решения» ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2021. – С. 82.

62. Шевелёв А. П. Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт / А. П. Шевелёв, К. М. Фёдоров, А. Я. Гильманов // Тезисы докладов XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2021. – С. 53–54.

63. Гильманов А. Я. Математическое моделирование пароциклического воздействия на пласт с учётом конвективных потоков / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // *Фундаментальная математика и ее приложения в естествознании: спутник Международной научной конференции "Уфимская осенняя математическая школа-2021"*. Тезисы докладов XII Международной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 100-летию профессора БашГУ Фарзтдинова Миркашира Минигалиевича. Отв. редактор Л.А. Габдрахманова. Уфа, 2021. С. 27.
64. Гильманов А. Я. Расчёт расходных характеристик теплоносителя в стволе скважины с учётом режимов течения / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, А. В. Родионова // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. – 2022. – Т. 8. – № 4 (32). – С. 21–39. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-21-39.
65. Родионова А. В. Моделирование движения пароводяной смеси по стволу скважины / А. В. Родионова, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // *Сборник материалов X школы-семинара молодых учёных по теплофизике и механике многофазных систем*. – 2023. – С. 55–56.
66. Гильманов А. Я. Расчет забойных параметров теплоносителя при его движении по стволу наклонно-направленной скважины с учетом структуры потока / А. Я. Гильманов, А. В. Родионова, А. П. Шевелёв // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 8. – С. 121–128. DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4032.
67. Федоров К. М. Расчёт тепловых потерь при закачке насыщенного пара в скважину / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2005. – № 4. – С. 37.
68. Лихачев Е. Р. Уравнение состояния жидкости / Е. Р. Лихачев // *Вестник ВГУ. Серия: Физика, математика*. – 2014. – № 3. – С. 41–48.
69. Фогельсон Р. Л. Температурная зависимость объёма жидкости / Р. Л. Фогельсон, Е. Р. Лихачев // *Журнал технической физики*. – 2009. – Т. 79. – № 7. – С. 156–158.

70. Shen C. Numerical investigation of SAGD process using a single horizontal well / C. Shen // Society of Petroleum Engineers. – 1998. – Conference paper SPE 50412 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 10 p.
71. Huang S. An experimental and numerical study of a steam chamber and production characteristics of SAGD considering multiple barrier layers / S. Huang, L. Yang, Y. Xia, M. Du, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 180. – P. 716–726.
72. Liu Peng. Numerical study of herringbone injector-horizontal producer steam assisted gravity drainage (HI-SAGD) for extra-heavy oil recovery / Peng Liu, Y. Zhou, Pengcheng Liu, L. Shi, X. Li, L. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 181. – Paper 106227. – 9 p.
73. Nasr T. N. SAGD operating strategies / T. N. Nasr, H. Golbeck, G. Korpany, G. Pierce // Society of Petroleum Engineers. – 1998. – Conference paper SPE 50411 presented at the SPE International Conference on Horizontal Well Technology, November 1–4, 1998. – 14 p.
74. Nasr T. N. Novel expanding solvent-SAGD process “ES-SAGD” / T. N. Nasr, G. Beaulieu, H. Golbeck, G. Heck // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2003. – Vol. 42. – № 1. – P. 13-16.
75. Khaledi R. Optimized solvent for solvent assisted-steam assisted gravity drainage (SA-SAGD) recovery process / R. Khaledi, T. J. Boone, H. R. Motahhari, G. Subramanian // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174429-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 24 p.
76. Dixon D. An empirical oil, steam, and produced-water forecasting model for steam-assisted gravity drainage with linear steam-chamber geometry / D. Dixon, A. Nguyen // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2019. – Vol. 22. – № 4. – P. 1615–1629.
77. Keshavarz M. Modification of Butler’s unsteady-state SAGD theory to include vertical growth of steam chamber / M. Keshavarz, T. G. Harding, Z. J. Chen

- // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180733-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 27 p.
78. Akin S. Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage / S. Akin // Computers & Geosciences. – 2006. – Vol. 32. – P. 240–246.
79. Garipov T. T. Rigorous coupling of geomechanics and thermal-compositional flow for SAGD and ES-SAGD operations / T. T. Garipov, D. V. Voskov, H. A. Tchelepi // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-174508-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. – 16 p.
80. Yang B. Probabilistic analysis on the caprock integrity during SAGD operations / B. Yang, B. Xu, Y. Yuan // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180704-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 13 p.
81. Gao C. Techniques for fast screening of 3D heterogeneous shale barrier configurations and their impacts on SAGD chamber development / C. Gao, J. Y. Leung // SPE Journal. – 2021. – Vol. 26. – № 4. – P. 2114–2138.
82. Wang C. Characterizing the effects of lean zones and shale distribution in steam-assisted-gravity-drainage recovery performance / C. Wang, J. Y. Leung // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – Vol. 18. – № 3. – P. 329–345.
83. Takbiri-Borujeni A. Upscaling the steam-assisted-gravity-drainage model for heterogeneous reservoirs / A. Takbiri-Borujeni, V. Mohammadnia, M. Mansouri-Boroujeni, H. Nourozieh, P. K. Ghahfarokhi // SPE Journal. – 2019. – Vol. 24. – № 4. – P. 1681–1699.
84. Gallardo E. Approximate physics-discrete simulation of the steam-chamber evolution in steam-assisted gravity drainage / E. Gallardo, C. V. Deutsch // SPE Journal. – 2018. – Vol. 24. – № 2. – P. 477–491.
85. Heidari M. Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties – a semianalytical approach / M. Heidari, S. H. Hejazi, S. M. Farouq Ali // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22. – № 3. – P. 902–911.

86. Scott Ferguson F. R. Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber / F. R. Scott Ferguson, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27. – № 5. – P. 75–83.
87. Li Q. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber / Q. Li, Z. Chen // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Conference paper SPE-175063-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 28–30, 2015. – 21 p.
88. Liu Z. A new criterion for the estimate of impact of lean zones on the Performance of SAGD/SA-SAGD/EBRT processes / Z. Liu, R. Khaledi, S. F. Farshidi, C. Wattenbarger // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference paper SPE-199944-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Conference, September 28–October 2, 2020. – 12 p.
89. Xiong W. Development of a thermal wellbore simulator with focus on improving heat loss calculations for steam-assisted gravity drainage steam injection / W. Xiong, M. Bahonar, Z. Chen // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2016. – Vol. 19. – № 2. – P. 305–315.
90. Taubner S. P. Gravity inflow performance relationship for SAGD production wells / S. P. Taubner, M. G. Lipsett, A. Keller, T. M. V. Kaiser // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – Conference paper SPE-180714-MS presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 7–9, 2016. – 18 p.
91. Irani M. On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers – part I: stability envelopes / M. Irani // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23. – № 3. – P. 841–867.
92. Мицель А. А. Вычислительные методы: Учебное пособие / А. А. Мицель. – Томск: ТУСУР, 2013. – 198 с.
93. Бетелин В. Б. Фундаментальные проблемы использования супер-ЭВМ петафлопного класса для детального предсказательного моделирования в научных и инженерных исследованиях / В. Б. Бетелин // Вестник РФФИ. – 2012. – № 1. – С. 65–72.

94. Гильманов А. Я. Расчёт распределения температуры в пласте на стадии инициации процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 108–115. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3489
95. Гильманов А. Я. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7. – № 2 (26). – С. 27–42. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42
96. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов. – Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
97. Гильманов А. Я. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Инженерно-физический журнал. – 2021. – Т. 94. – № 3. – С. 611–620 (перевод Gil'manov A. Ya. Mathematical modeling of the process of steam-assisted gravity drainage during the extraction of high-viscosity oil / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2021. – Vol. 94. – № 3. – P. 592–601. DOI: 10.1007/s10891-021-02333-6).
98. Гильманов А. Я. Интегральная модель парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2020. – Т. 55. – № 6. – С. 74–84. DOI: 10.31857/S0568528120060055 (перевод Gil'manov A. Ya. Integral model of steam-assisted gravity drainage / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Fluid Dynamics. – 2020. – Vol. 55. – № 6. – P. 793–803. DOI: 10.1134/S0015462820060051).
99. Гильманов А. Я. Совершенствование интегральной модели парогравитационного дренажа с целью прогноза времени прорыва пара в добывающую скважину / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв //

Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 3 (23). – С. 38–57. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-38-57.

100. Гильманов А. Я. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 1. – С. 39–54. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54.

101. Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 3. – С. 52–69. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69.

102. Гильманов А. Я. Совершенствование моделирования и прогноза применения технологии парогравитационного дренажа месторождений тяжёлой нефти / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Тезисы докладов XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», ЗАО «Издательство Нефтяное Хозяйство». – 2018. – С. 10.

103. Шарафутдинов Р. Ф. Влияние межфазного теплообмена на температурное поле в горизонтальной скважине при расслоенном течении / Р. Ф. Шарафутдинов, Т. Р. Хабиров, Н. В. Новоселова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2. – № 1. – С. 10–18.

104. Выдыш И. В. Обезразмеривание системы уравнений, полученной в рамках интегральной модели процесса парогравитационного дренажа / И. В. Выдыш, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов

международного научно-практического семинара 14-15 ноября 2019: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2021. – С. 133–143.

105. Gilmanov A. Ya. Optimal distance between wells in SAGD based on material balance method / A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev // *Advances in Engineering Research (AER)*. – 2018. – Vol. 157. – P. 174–178. DOI: 10.2991/aime-18.2018.34.

106. Фёдоров К. М. Сравнительный анализ различных схем размещения скважин для технологии парогравитационного дренажа / К. М. Фёдоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // *Society of Petroleum Engineers*. – 2018. – Статья с конференции №SPE-191494-18RPTC-RU. – 12 с. DOI: <https://doi.org/10.2118/191494-18RPTC-RU> (перевод Fedorov K. Comparative analysis of different well patterns for steam-assisted gravity drainage / K. Fedorov, A. Gilmanov, A. Shevelev // *Society of Petroleum Engineers*. – 2018. – Conference Proceedings №SPE-191494-18RPTC-MS. – 11 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/191494-18RPTC-MS>).

107. 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.

108. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

109. Уиллхайдт Г. П. Заводнение пластов / Г. П. Уиллхайдт. – Пер. с англ. – М.: Институт компьютерных исследований, 2009. – 792 с.

110. Perkins T. K. A study of immiscible fingering in linear models / T. K. Perkins, O. C. Johnson // *SPE Journal*. – 1969. – № 3. – P. 39–45.

111. Buckley S. E. Mechanism of fluid displacement in sands / S. E. Buckley, M. C. Leverett // *Transactions of AIME*. – 1942. – V. 146. – P. 107–116.

112. Rapoport L. A. Properties of linear waterflood / L. A. Rapoport, W. J. Leas // *Transactions of AIME*. – 1953. – V. 198. – P. 139–148.

113. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

114. Weldge H. J. A simplified method for computing oil recovery by gas of water drive / H. J. Weldge // *Journal of Petroleum Engineering*. – 1952. – V. 4. – № 4. – P. 91–98.
115. Hill S. Channeling in packed columns / S. Hill // *Chemical Engineering Science*. – 1952. – Vol. 1. – № 6. – P. 247–253.
116. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
117. Dietz D. N. A theoretical approach to the problem of encroaching and bypassing edge water / D. N. Dietz // *Proceedings of Akademie van Wetenschappen, Amsterdam*. – 1953. – Vol. 56-B. – P. 83.
118. Peters E. F. The onset of instability during two-phase immiscible displacement in porous media / E. F. Peters, D. L. Flock // *SPE Journal*. – 1981. – Vol. 21. – № 2. – P. 249–258.
119. Arab D. Effects of oil viscosity and injection velocity on imbibition displacement in sandstones / D. Arab, A. Kantzas, S. L. Bryant // *SPE Conference Proceedings SPE-199909-MS*. – 2020. – 12 p.
120. Arab D. Water flooding of oil reservoirs: effect of oil viscosity and injection velocity on the interplay between capillary and viscous forces / D. Arab, A. Kantzas, S. L. Bryant // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 186. – № 106691.
121. 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. I. Taylor // *Proceedings of the Royal Society*. – 1958. – Vol. A245. – P. 312–329.
122. Mishra M. Miscible viscous fingering with linear adsorption on the porous matrix / M. Mishra, M. Martin, A. De Wit // *Physics of Fluids*. – 2007. – Vol. 19. – № 7. – 9 p.
123. Yuan Q. Control of viscous fingering and mixing in miscible displacements with time-dependent rates / Q. Yuan, X. Zhou, J. Wang, F. Zeng, K. D. Knorr, M. Imran // *AIChE Journal*. – 2019. – Vol. 65. – № 1. – P. 360–371.

124. Mcdowell A. Modeling viscous fingering during reinjection in geothermal reservoirs / A. Mcdowell, S.J. Zarrouk, R. Clarke // *Geothermics*. – 2016. – Vol. 64. – P. 220–223.
125. Moortgat J. Viscous and gravitational fingering in multiphase compositional and compressible flow / J. Moortgat // *Advances in Water Resources*. – 2016. – Vol. 89. – P. 53–66.
126. Пахаруков Ю. В. Вытеснение нефти из пористой среды с использованием графитовой суспензии / Ю. В. Пахаруков, Ф. К. Шабиев, Р. Ф. Сафаргалиев // *Письма в ЖТФ*. – 2018. – Т. 44. – № 4. – С. 3–8.
127. 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.
128. Байков В. А. Распространение волн возмущений в смолосодержащих нефтях / В. А. Байков, Р. Н. Бахтизин // *Инженерно-физический журнал*. – 1986. – Т. 51. – № 2. – С. 240–242.
129. Зазовский А. Ф. Об устойчивости фронтального вытеснения жидкостей в пористой среде при наличии межфазного массообмена и фазовых переходов / А. Ф. Зазовский // *Известия АН СССР. Механика жидкости и газа*. – 1986. – № 2. – С. 98–103.
130. Zhu D. Unveiling the causes of fingering in steam-assisted heavy oil recovery – linear instability analysis and numerical simulation / D. Zhu, I. D. Gates // *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-182631-MS*. – 2017. – P. 1–12.
131. Мирзаджанзаде А. Х. Физика нефтяного и газового пласта / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 271 с.
132. Байков В. А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макатров, М. Е. Политов, А. Г. Телин // *Научно-технический вестник «НК «Роснефть»*. – 2013. – № 2(31). – С. 4–7.

133. Wang S. Numerical simulation method and laboratory experiments of starting pressure gradient in tight sandstone oil reservoirs / S. Wang, X. Tan, S. Zhang, H. Jiang, D. Jiang, H. Ruan, X. Zhang // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-186349-MS. – 2017. – P. 1–12.
134. Байков В. А. Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макатров, М. Е. Политов, А. Г. Телин, А. В. Якасов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10.
135. Байков В. А. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения / В. А. Байков, Р. Р. Галеев, А. В. Колонских, А. К. Макатров, М. Е. Политов, А. Г. Телин, А. В. Якасов // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 8–12.
136. Скульский О. И. Особенности течения концентрированных суспензий твердых частиц / О. И. Скульский // Вычислительная механика сплошных сред. – 2021. – Т. 14. – № 2. – С. 210–219.
137. Von Englehardt W. The flow of fluids through sandstones / W. Von Englehardt, W. L. M. Tunn // State Geological Surveys. – 1955. – Vol. 194. – P. 1–17.
138. Mitchell J. K. Abnormalities in hydraulic flow through fine-grained soils / J. K. Mitchell, J. S. Younger // ASTM Special Technical Publications. – 1967. – Vol. 417. – P. 106–141.
139. Lei Q. Behavior of flow through low-permeability reservoirs / Q. Lei, W. Xiong, J. Yuan, S. Gao, Y.-S. Wu // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-113144-MS. – 2008. – P. 1–7.
140. Lutz J. F. Intrinsic permeability of clay as affected by clay-water interaction / J. F. Lutz, W. D. Kemper // Soil Science. – 1959. – Vol. 88. – № 2. – P. 83–90.
141. Хасанов М. М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М. М. Хасанов, Г. Т. Булгакова. — М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

142. Liu S. Well test interpretation model on power-law non-linear percolation pattern in low-permeability reservoirs / S. Liu, F. Han, K. Zhang, Z. Tang // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings SPE-132271-MS. – 2010. – P. 1–9.
143. Байков В. А. Интерпретация кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Д. С. Иващенко // Статья с конференции Society of Petroleum Engineers SPE-171174-RU. – 2014. – P. 1–8.
144. Сюаньжань Л. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах / Л. Сюаньжань // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2015. – № 3 (23). – С. 116–121.
145. Yang L. Characteristics of micro scale nonlinear filtration / L. Yang, L. Qun, L. Xiangu, X. Hanmin // Petroleum Exploration and Development. – 2011. – Vol. 38. – № 3. – P. 336–340.
146. Шагапов В.Ш. Проявление нелинейных эффектов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах при переменных режимах функционирования скважины / В. Ш. Шагапов, О. В. Дударева // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2016. – № 1 (39). – С. 102–114.
147. Guo H. Progress on flow mechanism in low permeability formation / H. Guo, F. Wang, Y. Li, Z. Yu, X. Gao, Y. Gu, J. Chen, F. Shasha, Z. Xinling // Procedia Engineering. – 2015. – Vol. 126. – P. 466–470.
148. Афанасьев И. С. Разработка нефтяных сверхнизкопроницаемых коллекторов / И. С. Афанасьев, В. А. Байков, А. В. Колонских, А. И. Федоров, В. В. Мальцев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 82–86.
149. Luo Y. Longitudinal reservoir evaluation technique for tight oil reservoirs / Y. Luo, Z. Yang, Z. Tang, S. Zhou, J. Wu, Q. Xiao // Advances in Modeling of Heat and Mass Transfer in Porous Materials. – 2019. – Vol. 2019. – P. 1–8.

150. Кряжев Я. А. Критерии устойчивости процессов вытеснения при добыче углеводородов / Я. А. Кряжев, В. А. Кряжев, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Инженерно-физический журнал. – 2022. – Т. 95. – № 5. – С. 1176–1182 (перевод Gil'manov A. Ya. Criteria for the stability of displacement processes during the production of hydrocarbons / Ya. A. Kryazhev, V. A. Kryazhev, A. Ya. Gil'manov, A. P. Shevelev // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2022. – Vol. 95. – № 5. – P. 1176–1182. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10891-022-02581-0>).
151. 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 // Нефтепромышленное дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 69–72.
152. Федоров К. М. Анализ устойчивости газонефтяного и водонефтяного контактов при разработке нефтяной оторочки на истощении / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, Я. А. Кряжев, В. А. Кряжев // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара 14-15 ноября 2019: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2021. – С. 165–170.
153. Гильманов А. Я. Оценка влияния безразмерного предельного градиента давления на отклонение фильтрации от классического закона / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вычислительная механика сплошных сред. – 2021. – Т. 14. – № 4. – С. 425–433. DOI: <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.4.35>.
154. Насырова А. В. Анализ проницаемости пласта при различных режимах течения / А. В. Насырова, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара 14-15 ноября 2019: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2021. – С. 153–165.
155. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeability / A. T. Corey // Producers Monthly. – 1954. – Vol. 19. – P. 38–41.

156. Ran X. Classification and evaluation of ultra-low permeability reservoirs in the Changqing oilfield / X. Ran, A. Li, J. Zhao, S. Li // International Petroleum Technology Conference. – 2013. – Conference Proceedings IPTC-16603-MS. – 7 p.
157. Вашуркин А. И. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт / А. И. Вашуркин, М. Ф. Свищев, Г. В. Ложкин // Нефтепромысловое дело. Реферативный научно-технический сборник ВНИИОЭНГ. – 1977. – № 9. – С. 23–24.
158. Christensen J. R. Review of WAG field experience / J. R. Christensen, E. E. Stenby, A. Skauge // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2001. – Vol. 4. – № 2. – P. 97–106.
159. Liu J. Quantitative study of CO₂ huff-n-puff enhanced oil recovery in tight formation using online NMR technology / J. Liu, H. Li, Q. Tan, S. Liu, H. Zhao, Z. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 216. – № 110688.
160. Морозюк О. А. Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения / О. А. Морозюк, Ст. А. Калинин, Сер. А. Калинин, А. С. Скворцов, С.В. Мелехин, А. В. Стенькин, Р. Р. Мардамшин, Г. А. Усачев, Д. А. Метт // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 42–48.
161. Трухина О. С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О. С. Трухина, И. А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3 – С. 205–209.
162. Lake L. W. Enhanced oil recovery / L. W. Lake. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1989. – 550 p.
163. Mohamedy T. Investigation on the performance between water alternating gas and water huff n puff techniques in the tight oil reservoir by three-dimensional model simulation: A case study of Jilin tight oil field / T. Mohamedy, F. Yang, S. S. Mbarak, J. Gu // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2022. – Vol. 34. – № 7. – P. 359–367.

164. Al-Shuraiqi H. S. Laboratory investigation of first contact miscible WAG displacement: the effect of WAG ratio and flow rate / H. S. Al-Shuraiqi, A. H. Muggeridge, C. A. Grattoni // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE 84894. – 2003. – 10 p.
165. Janssen M. T. Immiscible nitrogen flooding in Bentheimer sandstones: comparing gas injection schemes for enhanced oil recovery / M. T. Janssen, F. Azimi, P. L. Zitha // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-190285-MS. – 2018. – 19 p.
166. Федоров К. М. Анализ эффективности режимов разработки наклонных нефтяных оторочек / К. М. Федоров, Д. А. Самоловов, Ф. И. Полковников // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-191486-18RPTC-RU. – 2018. – 13 с.
167. Валеев А. С. Планирование параметров водогазового воздействия / А. С. Валеев, А. П. Шевелёв // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – Статья с конференции №SPE-187843-RU. – 11 с. (перевод Valeev A. Design of WAG parameters / A. Valeev, A. Shevelev // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – Conference Proceedings №SPE-187843-MS. – 8 p.).
168. Пияков Г. И. Извлечение нефти из низкопроницаемых коллекторов с помощью газовых методов / Г. И. Пияков, А. П. Яковлев, О. И. Буторин, Г. С. Степанова // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 3. – С. 26–27.
169. Пияков Г. И. Исследование эффективности ВГВ (на примере пласта Ю1 Когалымского месторождения) / Г. И. Пияков, А. П. Яковлев, Р. И. Кудашев, Е. И. Романова // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 38–39.
170. Калинин С. А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта / С. А. Калинин, О. А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – № 4. – С. 373–387.
171. Морозюк О. А. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород /

О. А. Морозюк, Н. Н. Барковский, С. А. Калинин, А. В. Бондаренко, Д. В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51–56.

172. Кобяшев А. В. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко, Е. А. Громова, И. А. Долгов // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 4. – С. 35–38.

173. Кобяшев А. В. Валидация корреляционных зависимостей для определения минимального давления смесимости газа с пластовой нефтью // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 53–60.

174. Stalkup F. I. Miscible flooding fundamentals / F. I. Stalkup. – Richardson: SPE Monograph Series, vol. 8, 1983. – 563 p.

175. Wang G. C. Microscopic investigation of CO₂ flooding process / G. C. Wang // Journal of Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 34. – № 8. – P. 1789–1797.

176. Panda M. Systematic surveillance techniques for a large miscible WAG flood / M. Panda, D. Nottingham, D. Lenig // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2011. – Vol. 14. – № 3. – P. 299–309.

177. Sinanan B. S. Nitrogen injection application for oil recovery in Trinidad / B. S. Sinanan, M. Budri // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-156924-MS. – 2012. – P. 1–11.

178. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.

179. Ентов В. М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. – М.: Недра, 1989. – 232 с.

180. Coats K. H. Compositional and black oil reservoir simulation / K. H. Coats, L. K. Thomas, P. G. Pierson // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE 29111. – 1995. – 14 p.

181. Ющенко Т. С. Эффективный инженерный метод создания адекватной PVT-модели природной газоконденсатной с использованием уравнения состояния / Т. С. Ющенко, А. И. Брусиловский // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-171238-RU. – 2014. – 16 с.
182. Киселев Д. А. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных / Д. А. Киселев, А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2019. – Т. 5. – № 2. – С. 89–104.
183. Corey A. T. Three-phase relative permeability / A. T. Corey, C. H. Rathjens, J. H. Henderson, M. R. J. Wyllie // Journal of Petroleum Technology. – 1956. – Vol. 8. – № 11. – P. 63–65.
184. Stone H. L. Probability model for estimating three-phase relative permeability / H. L. Stone // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22. – № 2. – P. 214–218.
185. Deitrich J. K. Relative permeability during cyclic steam stimulation of heavy-oil reservoirs / J. K. Deitrich // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – Vol. 33. – № 10. – P. 1987–1989.
186. Fayers F. J. Evaluation of normalized Stone's methods for estimating three-phase relative permeability / F. J. Fayers, J. D. Matthews // SPE Journal. – 1984. – № 4. – P. 224–232.
187. Oak M. J. Three-phase relative permeability of Berea sandstone / M. J. Oak, L. E. Baker, D. C. Thomas // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 42. – № 8. – P. 1054–1061.
188. Nordtveid J. E. Determination of three-phase relative permeability from displacement experiments / J. E. Nordtveid, E. Ebeltoft, J. E. Iversen, H. Urkedai, K. O. Valte, A. T. Watson // SPE Formation Evaluation. – 1997. – № 12. – P. 221–226.

189. Zhang P. BP North Sea miscible gas injection projects review / P. Zhang, J. Brodie, V. Daae, D. Erbas, E. Duncan // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-166597-MS. – 2013. – 11 p.
190. Stone H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data / H. L. Stone // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 12. – № 4. – P. 53–61.
191. Baker L. E. Three-phase relative permeability correlations / L. E. Baker // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE/DOE 17369. – 1988. – 16 p.
192. Blunt M. J. An empirical model for three-phase relative permeability / M. J. Blunt // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE 56474. – 1999. – 14 p.
193. Juanes R. Impact of viscous fingering on the prediction of optimal WAG ratio / R. Juanes, M. J. Blunt // SPE Journal. – 2007. – № 12. – P. 486–494.
194. Duchenne S. Laboratory investigation of miscible CO₂ WAG injection efficiency in carbonates / S. Duchenne, G. Puyou, P. Cordelier, M. Bourgeois, G. Hamon // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-169658-MS. – 2014. – 11 p.
195. Кряжев В. А. Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования / В. А. Кряжев, Я. А. Кряжев, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 137–147.
196. Гильманов А. Я. Методика определения термодинамических и фильтрационных параметров для гидродинамических композиционных моделей / А. Я. Гильманов, И. Л. Михайлин, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8. – № 1 (29). – С. 23–39.
197. Фёдоров К. Дизайн водогазового воздействия: пути достижения смешиваемости, инструменты и методы анализа, оценка эффективности / К.

Фёдоров, Т. Поспелова, А. Кобяшев, П. Гужиков, А. Васильев, А. Шевелёв, И. Дмитриев // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Статья с конференции №SPE-196758-RU. – 16 с. DOI: <https://doi.org/10.2118/196758-RU> (перевод Fedorov K. Wag design: miscibility challenge, tools and techniques for analysis, efficiency assessment / K. Fedorov, T. Pospelova, A. Kobyashev, P. Guzhikov, A. Vasiliev, A. Shevelev, I. Dmitriev // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – Conference Proceedings №SPE-196758-MS. – 15 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/196758-MS>).

198. Валеев А. С. Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газа различного состава / А. С. Валеев, Ю. А. Котенёв, А. П. Шевелёв, И. О. Дмитриев, Ш. Х. Султанов, М. А. Токарев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2018. – № 2. – С. 58–64.

199. Шевелёв А. П. Оценка эффективности водогазового воздействия при использовании газа различного состава на примере Выинторского месторождения / А. П. Шевелёв, И. О. Дмитриев // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов международного научно-практического семинара: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2018. – С. 97–109.

200. Лагунов П. С. Методика экспресс-оценки оптимальных параметров технологии пароциклического воздействия на призабойную зону пласта / П. С. Лагунов, П. Н. Гуляев, А. С. Петухов, П. А. Лютоев, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 48–52. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-8-48-52.

201. Рублёв А. Б. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса / А. Б. Рублёв, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, П. Т. Им // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5 (89). – С. 32–40.

202. Рублёв А. Б. Методика подбора эффективной системы заводнения на примере Урненского месторождения / А. Б. Рублёв, А. Ю. Прохоров, К. М.

- Федоров, А. П. Шевелёв // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 1 (85). – С. 45–48.
203. Ручкин А. А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А. А. Ручкин, А. К. Ягафаров. – Тюмень: Вектор Бук, 2005. – 148 с.
204. Грачев С. И. Регулирование разработки нефтяных месторождений физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи: учебное пособие / С. И. Грачев, Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев, С. К. Грачева. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 89 с.
205. Земцов Ю. В. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях / Ю. В. Земцов, А. В. Баранов, А. О. Гордеев // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 7. – С. 11–21.
206. Самсонов К. Ю. Методика определения технических параметров ограничения водопритока / К. Ю. Самсонов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2. – № 2. – С. 121–130.
207. Алтунина Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2013. – Сер. 4. – № 2. – С. 46–76.
208. Смирнов А. С. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт / А. С. Смирнов, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 5. – С. 114–122.
209. Sydansk R. D. Reservoir conformance improvement / R. D. Sydansk, L. Romero-Zeron. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2011. – 138 p.
210. Fedorov K. Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique / K. Fedorov, P. Zubkov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1996. – Vol. 15. – P. 69–80.

211. El-Karsani K. S. M. Polymer systems for water shutoff and profile modification: a review over the last decade / K. S. M. El-Karsani, G. A. Al-Muntasheri, I. A. Hussein // *SPE Journal*. – 2014. – Vol. 19. – P. 135–149.
212. Caili, D. In-depth profile control technologies in China – a review of the state of the art / D. Caili, Y. Qing, Z. Fulin // *Petroleum Science Technology*. – 2010. – Vol. 28. – P. 1307–1315.
213. Sorbie K. S. Polymer-improved oil recovery / K. S. Sorbie. – Boca Ralton: CRC Press, 1991. – 359 p.
214. Никифоров А. И. Перенос частиц двухфазным фильтрационным потоком / А. И. Никифоров, Д. П. Никаньшин // *Математическое моделирование*. – 1998. – Т. 10 – № 6. – С. 42–52.
215. Wan H. Is polymer retention different under anaerobic vs. aerobic conditions? / H. Wan, R. S. Seright // *SPE Journal*. – 2016. – Vol. 22. – № 2. – P. 1–7.
216. Выдыш И. В. Сопоставление эффективности полимер-дисперсных обработок нагнетательных скважин различной конструкции / И. В. Выдыш, К. М. Федоров, Д. А. Анурьев // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. – 2022. – Т. 8. – № 1 (29). – С. 58–74.
217. Земцов Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор) / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург: Издательские решения, 2021. – 240 с.
218. Рублёв А. Б. Капиллярно-гравитационное равновесие в слоисто-неоднородных пластах / А. Б. Рублёв, А. Ю. Прохоров, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 6. – С. 43.
219. Рублёв А. Б. Особенности капиллярно-гравитационного равновесия в слоисто-неоднородных коллекторах / А. Б. Рублёв, А. Ю. Прохоров, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – Статья с конференции №SPE-136408-RU. – 7 с.

220. Хисамов Р. С. Основы применения полимерно-суспензионных систем для повышения нефтеотдачи пластов / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 83 (11). – С. 52–56.
221. Zhao H. Using associated polymer gels to control conformance for high temperature and high salinity reservoirs / H. Zhao, P. Zhao, B. Bai, L. Xiao, L. Liu // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 45. – P. 49–54.
222. Газизов А. Ш. Оценка эффективности технологии применения полимер-дисперсной системы по результатам промысловых исследований / А. Ш. Газизов, Р. Х. Низамов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С.49–52.
223. Парасюк А. В. Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции водопритока / А. В. Парасюк, И. Н. Галанцев, В. Н. Суханов, Т. А. Исмагилов, А. Г. Талин, Л. Н. Баринова, М. З. Игдавлетова, А. Г. Скороход // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 64–68.
224. Kabir A. Chemical water and gas shutoff technology – An overview / A. Kabir // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE 72119. – 2001. – 14 p.
225. Хасанов М. М. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи / М. М. Хасанов, Т. А. Исмагилов, В. П. Мангазеев, А. Е. Растрогин, И. С. Кольчугин, Н. С. Тянь // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – С. 110–112.
226. Bai B. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media / B. Bai, Y. Liu, J.-P. Coste, L. Li // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2007. – Vol. 10. – № 2. – P. 176–184.
227. Wang J. Simulation of deformable preformed particle gel propagation in porous media / J. Wang, H.-Q. Liu, H.-L. Zhang, K. Sepehrnoori // AIChE Journal. – 2017. – Vol. 63. – P. 4628–4641.
228. Dawson R. Inaccessible pore volume in polymer flooding / R. Dawson, R. B. Lantz // SPE Journal. – 1972. – Vol. 12. – № 5. – P. 448–452.

229. Bedrikovetsky P. Modified particle detachment for colloidal transport in porous media / P. Bedrikovetsky, F. D. Siqueira, C. A. Furtado, A. L. S. Souza // *Transport in Porous Media*. – 2011. – Vol. 86. – P. 353–383.
230. Wang J. Experimental investigation on the filtering flow law of pre-gelled particle in porous media / J. Wang, H.-Q. Liu, Z.-L. Wang, P.-C. Hou // *Transport in Porous Media*. – 2012. – Vol. 94. – P. 69–86.
231. Manichard R. N. Field vs laboratory polymer retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field / R. N. Manichard, R. S. Seright // *Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-169027-MS*. – 2014. – 15 p.
232. Parfitt G. D. Adsorption from solution at the solid/liquid interface / G. D. Parfitt, C. H. Rochester. – London, New York, Paris, San Diego, San Francisco, Sao Paulo, Sydney, Tokyo, Toronto: Academic Press, 1983. – 416 p.
233. Vaz A. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements / A. Vaz, P. Bedrikovetsky, P. Fernandes, A. Badalyan, T. Carageorgos // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 151. P. 421–433.
234. Chen Z. A study of factors influencing polymer hydrodynamic retention in porous media / Z. Chen, D. Cheng, I. Kurnia, J. Lou, G. Zhang, J. Yu, R. L. Lee // *Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-179607-MS*. – 2016. – 10 p.
235. Cohen Y. Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media / Y. Cohen, F. R. Christ // *SPE Reservoir Engineering*. – 1986. – Vol. 1. – № 2. P. 113 –118.
236. Hug C. Polymer retention in porous media / C. Hug, E. A. Lange, W. J. Canella // *Society of Petroleum Engineers, SPE/DOE Conference Proceedings SPE 20235*. – 1990. – 20 p.
237. Wever D. A. Z. The effect of presence of oil on polymer retention in porous media from clastic reservoirs in Sultanate of Oman / D. A. Z. Wever, H. Bartlema,

- A. B. G. M. ten Berge, R. Al-Mjeni, G. Glasbergen // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-190430-MS. – 2018. – 17 p.
238. AlSofi A. M. Assessment of polymer interaction with carbon rocks and implication for EOR application / A. M. AlSofi, J. Wang, Z. Leng, Z. F. Kaidar // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-188086-MS. – 2017. – 9 p.
239. Delaplace P. History matching of a successful polymer flood pilot in the Pelican Lake heavy oil field (Canada) / P. Delaplace, E. Delamaide, F. Roggero, G. Renard // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-166256-MS. – 2013. – 17 p.
240. Wang D. Laboratory evaluation of polymer retention in a heavy oil sand for a polymer flooding application on Alaska's North Slope / D. Wang, C. Li, R. S. Seright // SPE Journal. – 2020. – Vol. 25 – № 4. – P. 1–15.
241. Farajzadeh R. Simulation sorption and mechanical entrapment during polymer flow through porous media / R. Farajzadeh, M. Lotfollahi, P. G. Bedrikovetsky // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE-175380-MS. – 2015. – 24 p.
242. Ковальчук Т. Н. Методика расчёта дополнительной накопленной добычи нефти после применения технологии выравнивания профиля приёмистости / Т. Н. Ковальчук, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 131–139.
243. Fedorov K. M. Injection of gelling systems to a layered reservoir for conformance improvement / K. Fedorov, A. Shevelev, A. Gilmanov, A. Arzhylovskiy, D. Anuriev, I. Vydish, N. Morozovskiy // Gels. – 2022. – Vol. 8. – Issue 621. – P. 1–15.
244. Pires A. P. A splitting technique for analytical modelling of two-phase multicomponent flow in porous media / A. P. Pires, P. G. Bedrikovetsky, A. A. Shapiro // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – Vol. 51. – № 1–2. – P. 54–67.

245. Зазовский А. Ф. Математическое моделирование одномерных процессов вытеснения нефти раствором активной примеси / А. Ф. Зазовский // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1987. – № 2. – С. 108–118.
246. Зазовский А. Ф. О мицеллярно-полимерном заводнении нефтяных пластов / А. Ф. Зазовский, К. М. Федоров // Динамика многофазных сред. – 1983. – С. 156–160.
247. Алишаева О. М. О структуре сопряженных скачков насыщенности и концентрации в задачах вытеснения нефти раствором активной примеси / О. М. Алишаева, В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский // Прикладная механика и техническая физика. – 1982 – № 5. – С. 93–102.
248. Ентов В. М. О динамике вытеснения нефти тонкой оторочкой раствора активной примеси / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский // Труды МИНХиГП игл. И. М. Губкина – 1985. – Вып. 181. – С. 32–52.
249. Ентов В. М. Микромеханика течений в пористых средах / В. М. Ентов // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 1992. – № 6. – С. 90–102.
250. Herzig J. P. Flow of suspensions through porous media – application to deep filtration / J. P. Herzig, D. M. Leclerc, P. L. Goff // Industrial and Engineering Chemistry. – 1970. – Vol. 62. – P. 8–35.
251. Фёдоров К. М. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным / К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв, А. В. Кобяшев, В. А. Захаренко, А. В. Кочетов, Р. С. Неклеса, А. В. Усольцев // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Статья с конференции №SPE-202018-RU. – 16 с. DOI: <https://doi.org/10.2118/202018-RU> (перевод Fedorov K. Determination of Suspension Filtration Parameters from Experimental Data / K. Fedorov, A. Shevelev, A. Kobyashev, V. Zakharenko, A. Kochetov, R. Neklesa, A. Usoltsev // Society of Petroleum Engineers. – 2020. – Conference Proceedings №SPE-202018-MS. – 15 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/202018-MS>).
252. Федоров К. М. Определение фильтрационных параметров раствора полимера и суспензии из решения обратных задач движения оторочек в

- пористой среде / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, А. В. Кобяшев, В. В. Захаренко // Многофазные системы. – 2020. – Т. 15. – № 1–2. – С. 109.
253. Фёдоров К. М. Определение констант адсорбции, удерживания и недоступного объёма пор на основе экспериментальных данных по фильтрации оторочки полимера в образце керна / К. М. Фёдоров, Т. А. Пospelова, А. В. Кобяшев, А. Я. Гильманов, Т. Н. Ковальчук, А. П. Шевелёв // Society of Petroleum Engineers. – 2021. – Статья с конференции №SPE-206428-RU. – 17 с. DOI: <https://doi.org/10.2118/206428-RU> (перевод Fedorov K. Determination of Adsorption-Retention Constants and Inaccessible Pore Volume for High-Molecular Polymers / K. Fedorov, T. Pospelova, A. Kobyashev, A. Gilmanov, T. Kovalchuk, A. Shevelev // Society of Petroleum Engineers. – 2021. – Conference Proceedings №SPE-206428-MS. – 17 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/206428-MS>).
254. Pancharoen M. Inaccessible pore volume of associative polymer floods / M. Pancharoen, M. R. Thiele, A. R. Kovchek // Society of Petroleum Engineers. – 2010. Conference Proceedings №SPE-129910-MS. – 15 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/129910-MS>.
255. Fedorov K. M. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / К. М. Федоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, А. В. Кобяшев, Д. А. Анурьев // Mathematics. – 2021. – Vol. 9. – Issue 15. – P. 1727–1741. DOI: [10.3390/math9151727](https://doi.org/10.3390/math9151727)
256. Фёдоров К. М. Новый подход к моделированию и прогнозированию эффективности осадко-гелеобразующих методов увеличения нефтеотдачи / К. М. Фёдоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 5. – С. 85–93. DOI: [10.18799/24131830/2023/5/4003](https://doi.org/10.18799/24131830/2023/5/4003)
257. Федоров К. М. Методика оценки и прогнозирования реакции добывающих скважин на обработку нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приёмистости / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, И. В. Выдыш, А. В. Аржиловский, Д. А. Анурьев, Н. А. Морозовский, К. В. Торопов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 106–110.

258. Гильманов А. Я. Математическое моделирование выравнивания профиля приёмистости в результате воздействия суспензией / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче: Материалы докладов Международной научно-практической конференции 11-12 ноября 2021: сборник статей, ТИУ, Тюмень. – 2022. – С. 100–105.
259. Фёдоров К. М. Процедура оптимизации технологии выравнивания профиля приёмистости / К. М. Фёдоров, Р. М. Ганопольский, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Самарского университета. Естественнонаучная серия. – 2023. – Т. 29. – № 1. – С. 74–88. DOI: 10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88
260. Feng N. Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: a field case / N. Feng, Y. Chang, Z. Wang, T. Liang, X. Guo, Y. Zhu, L. Hu, Y. Wan // Geofluids. – 2021. – Vol. 2021. – P. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1155/2021/6617211>
261. Давлетова А. Р. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидроразрыва пласта в вертикальном направлении / А. Р. Давлетова, А. И. Федоров, Г. А. Щутский // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50–53. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-50-53>
262. Волков В. П. Геологические особенности коллекторов шеркалинской свиты Талинской площади / В. П. Волков, Л. С. Бриллиант // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 18–22.
263. Байков В. А. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / В. А. Байков, И. М. Бураков, И. Д. Латыпов, А. А. Яковлев, Р. Н. Асмандияров // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 30–33.
264. Байков В. А. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Т. С. Усманов, З. Ю. Степанова, Р. Н. Асмандияров // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–77.

265. Yan W. Hydraulic fracturing of polymer injection wells / W. Yan, W. Demin, S. Zhi, S. Changlan, W. Gang, L. Desheng // Society of Petroleum Engineers, SPE Conference Proceedings SPE 88592. – 2004. – 4 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/88592-MS>
266. Медведский Р. И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой / Р. И. Медведский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 69–69.
267. Булыгин Д.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации / Д. В. Булыгин, А. Н. Николаев, А. В. Елесин // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – Ч. 1. – С. 172–177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>
268. Изотов А.А. Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин / А. А. Изотов, С. В. Соколов // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 1. – С. 34–38.
269. Шель Е. В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения / Е. В. Шель, П. К. Кабанова, Д. Р. Ткаченко, И. Ш. Базыров, А. В. Логвинюк // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2 (16). – С. 36–42. DOI: <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056>
270. Исламов А. И. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методах их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения / А. И. Исламов, Р. Р. Фасхутдинов, Д. Ю. Колупаев, С. А. Верещагин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 54–59. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-54-59>
271. Singh P. Two-step rate test: new procedure for determining formation parting pressure / P. Singh, R. G. Agarwal // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – V. 42. – № 1. – P. 84–90. DOI: <https://doi.org/10.2118/18141-PA>

272. Давлетбаев А. Я. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах / А. Я. Давлетбаев, В. А. Байков, Г. Р. Бикбулатова, Р. Н. Асмандияров, Э. Р. Назаргалин, А. А. Слабецкий, А. В. Сергейчев, Р. И. Нуриев // Society of Petroleum Engineers. Статья с конференции SPE-171232-RU. – 2014. – С. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.2118/171232-RU>
273. Cheng C. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones / C. Cheng, H. Milsch // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2021. – V. 54. – P. 5407–5432. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02500-4>
274. Смирнов Н. Н. Автомодельные решения задачи о формировании трещины гидроразрыва в пористой среде / Н. Н. Смирнов, В. Р. Тагирова // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2007. – № 1. – С. 70–82.
275. Теодорович Э. В. Форма плоской трещины гидроразрыва в упругой непроницаемой среде при различных скоростях закачки / Э. В. Теодорович, А. А. Трофимов, И. Д. Шумилин // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2011. – № 4. – С. 109–118.
276. Байков В. А. К оценке геометрических параметров трещины гидроразрыва пласта / В. А. Байков, Г. Т. Булгакова, А. М. Ильясов, Д. В. Кашапов // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2018. – № 5. – С. 64–75.
277. Киселев А. Б. Моделирование течения жидкости в трещине гидроразрыва неоднородно трещиностойкого пласта в плоско-трехмерной постановке / А. Б. Киселев, Л. Кайжуй, Н. Н. Смирнов, Д. А. Пестов // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2021. – № 2. – С. 15–28.
278. 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 РАН. Механика жидкости и газа. – 2021. – № 1. – С. 80–93.

279. Тагирова В. Р. Распространение трещины гидроразрыва под напором неньютоновской жидкости / В. Р. Тагирова // Вестник Московского университета. Серия 1. Математика. Механика. – 2009. – № 6. – С. 33–41.
280. Ентов В. М. Одномерная модель распространения трещины гидроразрыва / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский, И. Б. Стелин, Д. М. Хараидзе // Материалы IX Всесоюзного семинара «Численные методы решения задач фильтрации. Динамика многофазных сред». – Новосибирск: ИТПМ СО АН СССР, 1989. – С. 91–95.
281. Есипов Д. В. Математические модели гидроразрыва пласта / Д. В. Есипов, Д. С. Куранаков, В. Н. Лапин, С. Г. Чёрный // Вычислительные технологии. – 2014. – Т. 19. – № 2. – С. 33–61.
282. Желтов Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович // Известия АН СССР. Технические науки. – 1955. – № 5. – С. 3–41.
283. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – № 12. – P. 1571–1581.
284. Perkins T.K. Widths of hydraulic fractures / T. K. Perkins, L. R. Kern // Journal of Petroleum Technology. – 1961. – № 9. – P. 937–949.
285. Nordgren R. P. Propagation of a vertical hydraulic fracture / R. P. Nordgren // SPE Journal. – 1972. – Vol. 12. – № 4. – P. 306–314.
286. Ивашнев О. Е. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде / О. Е. Ивашнев, Н. Н. Смирнов // Вестник Московского университета. Математика. Механика. – 2003. – № 6. – С. 28–36.
287. Татосов А.В. Движение проппанта в раскрывающейся трещине гидроразрыва пласта / А. В. Татосов, А. С. Шляпкин // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Математика. Механика. Информатика. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 217–226. DOI: <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>

288. Seright R.S. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems / R. S. Seright // SPE Production and Facilities. – 1997. – Vol. 12 (1). – P. 59–65. DOI: <https://doi.org/10.2118/35351-PA>
289. Шляпкин А.С. О решении задачи гидроразрыва пласта в одномерной математической постановке / А. С. Шляпкин, А. В. Татосов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 118–121. DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-118-121>
290. Seright R. Gel propagation through fractures / R. Seright // Society of Petroleum Engineers. Conference Proceedings SPE 59316. – 2000. – P. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.2118/59316-MS>
291. Гильманов А. Я. Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2022. – Т. 57. – № 6. – С. 27–35. DOI: 10.31857/S0568528122600230 (перевод Gil'manov A. Ya. Problem of Blocking a Technogenic Fracture in the Reservoir Using a Suspension Mixture / A. Ya. Gil'manov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // Fluid Dynamics. – 2022. – Vol. 57. – № 6. – P. 720–728. DOI: 10.1134/S0015462822600936).
292. Mobbs A. T. Computer simulations of proppant transport in a hydraulic fracture / A. T. Mobbs, P. S. Hammond // SPE Production and Facilities. – 2001. – Vol. 16. – № 2. – P. 112–121. DOI: <https://doi.org/10.2118/69212-PA>
293. Dontsov E.V. Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures / E. V. Dontsov, A. P. Pierce // Journal of Fluid Mechanics. – 2014. – V. 760. – P. 567–590. DOI: <https://doi.org/10.1017/jfm.2014.606>
294. Газизов А. Ш. Оценка эффективности технологии применения полимер-дисперсной системы по результатам промысловых исследований / А. Ш. Газизов, Р. Х. Низамов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С.49–52.
295. Шевелёв А. П. Разработка математических моделей для прогнозирования характерных линейных размеров зоны дренирования пласта и воздействия дисперсных частиц на пласт с трещиной авто-ГРП / А. П.

Шевелёв, А. Я. Гильманов, Е. П. Канонирова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 12. – С. 111–121. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/12/3778>.

296. Шевелёв А. П. Разработка математической модели для прогнозирования характерных размеров зоны дренирования пласта с трещиной авто-ГРП / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, Е. П. Канонирова // Материалы международной научной конференции «Уфимская осенняя математическая школа» (г. Уфа, 28 сентября – 1 октября 2022 г.). Т. 2 / отв. редактор З. Ю. Фазуллин. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2022. – С. 437–439.

297. Анурьев Д. А. Анализ возможности блокирования трещин автоГРП суспензионной системой / Д. А. Анурьев, К. М. Федоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, Н. А. Морозовский, К. В. Торопов // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – 2023. – № 84. – С. 36–51. DOI: [10.17223/19988621/84/4](https://doi.org/10.17223/19988621/84/4).