

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

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание учёной степени
доктора физико-математических наук**

Тюмень – 2024

Работа выполнена на кафедре моделирования физических процессов и систем Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский государственный университет» (ФГАОУ ВО «ТюмГУ»)

Научный консультант: **Федоров Константин Михайлович**
доктор физико-математических наук, профессор
Школы естественных наук Тюменского государственного университета

Официальные оппоненты: **Каневская Регина Дмитриевна**
доктор технических наук, профессор, начальник
отдела научно-технического развития и моделирования
АО «ИГиРГИ»

Шарафутдинов Рамиль Фаизырович
доктор физико-математических наук, профессор
кафедры геофизики ФГБОУ ВО «Уфимский университет
науки и технологий»

Никифоров Анатолий Иванович
доктор физико-математических наук, профессор,
заведующий лабораторией математического моделирования
процессов фильтрации ИМиМ – обособленного
структурного подразделения ФГБУН «ФИЦ
«КазНЦ РАН»

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», г. Уфа

Защита диссертации состоится «20» июня 2024 года в 14:00 часов
на заседании диссертационного совета 24.2.479.03 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский
университет науки и технологий» по адресу: 450008, г. Уфа, ул. К. Маркса,
д. 12.

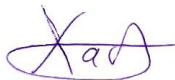
Тел.: +79129919014

E-mail: alexandershevelev@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский
университет науки и технологий» и на сайте: <https://uust.ru/>.

Автореферат разослан « » марта 2024 г.

*Учёный секретарь
диссертационного совета 24.2.479.03,
к. ф.-м. н.*



Т.Р. Хабиров

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 теплопереноса в ходе применения перечисленных методов воздействия. Для решения этой проблемы необходим инструментальный моделирование, 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 теплопереноса 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 малообъемных закачек физико-химических реагентов за счёт решения оптимизационной задачи.

6. Прогнозировать длину закольматированной 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 6*).

Методы исследований и фактический материал. Методы исследований основаны на общих подходах теплофизики и механики многофазных сред. Математические модели включают фундаментальную систему уравнений многокомпонентной неизомермической 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 промышленные 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 тепломассо-

переноса, 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 теплопереноса 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 теплообмена в пористой среде. Автором написаны статьи по теме диссертационных исследований в тематические и профильные журналы.

Автор выражает искреннюю 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 теплопереноса, 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 «ТНЦ» 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 теплопереноса 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.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** приведена общая характеристика работы, указана актуальность, сформулированы цель и задачи, научная новизна, методы исследований, описываются положения, выносимые на защиту, и практическая значимость работы.

Первая глава посвящена разработке комплексной методологии моделирования процессов тепломассопереноса в приложении к задачам подземной гидромеханики (комплексной методологии) и её применению для моделирования процесса пароциклического дренажа. Отмечается, что 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.

В настоящей диссертационной работе предлагается комплексная методология, состоящая из следующих положений:

1. Выделение симметрии задачи и переход к соответствующей системе координат для снижения размерности уравнений, описывающих рассматриваемый процесс. 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 теплому фронту, позволяет снизить размерность и перейти к одномерному описанию задачи.

2. Обезразмеривание уравнений, описывающих процессы, происходящие при использовании выбранного метода интенсификации притока нефти, и выделение безразмерных комплексов подобия, 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. 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 конвективном потоку направлении теплопроводность играет важную роль.

3. В случае разномасштабных процессов выполняются оценки влияния различных эффектов на динамику моделируемого явления. 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. Например, при моделировании процесса парогравитационного дренажа для расчёта тепловых потоков из паровой камеры в латеральном и вертикальном направлениях используется упрощённое соотношение, полученное в работе Эдмундса-Петерсона.

5. Анализ условий сохранения массы, импульса и энергии на разрывах и сведение динамики процесса к упрощённому анализу эволюции разрывных решений. Применяется упрощённый подход к моделированию, который вместе с тем должен воспроизводить и прогнозировать все основные технологические

параметры рассматриваемых процессов. 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. Например, при моделировании применения физико-химических методов интенсификации извлечения флюида из насыщенной пористой среды 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. Произведение 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. На основе этих 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. Например, при моделировании парогравитационного дренажа осуществляется валидация коэффициента извлечения нефти путём сравнения расчётных данных с промысловыми по месторождению Senlac.

Далее на практическом примере задачи определения эффективных параметров процесса пароциклического дренажа рассматривается применение комплексной методологии.

В работе показано, что среди тепловых методов интенсификации извлечения флюида из насыщенной пористой среды пароциклический (Cyclic Steam Stimulation, CSS) и парогравитационный (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD) дренаж являются наиболее эффективными с точки зрения использования закачанного в пласт количества теплоты. В основе процесса CSS лежит снижение вязкости нефти за счёт теплообмена с теплоносителем. Отмечается, что наиболее эффективным теплоносителем является водяной пар за счёт скрытой теплоты фазового перехода и больших значений удельной теплоёмкости. Рассмотрены физические процессы, протекающие при CSS.

Использование технологии CSS подразумевает обработку призабойной зоны добывающих скважин. На первом этапе проводится закачка пара

и формирование паровой камеры вокруг скважины. На втором этапе скважина закрывается для конденсации закачанного пара в призабойной зоне и втягивания нефти за счёт падения давления в зону, охваченную тепловым воздействием. На третьем этапе осуществляется добыча прогретой нефти.

Указывается, что наибольший вклад в моделирование тепловых методов интенсификации извлечения флюида из насыщенной пористой среды внесли Д. Маркс, Р. Лангенхейм, А. А. Боксерман, Х. Ловерье, Т. Боберг, Р. Лантц, Р. Батлер, С. М. Фарук Али, А. Н. Шандрыгин, Э. Б. Чекалюк, А. Ф. Зазовский, К. М. Федоров, В. А. Байков.

Применение *второго пункта* разработанной комплексной методологии на примере моделирования процесса CSS позволило выделить основные физические явления, определяющие процесс: движение фронта конденсации пара в пористой среде в виде скачка температуры и насыщенности для прогноза размеров паровой камеры, рис. 1. На втором этапе анализ тепловых потерь позволяет определить время полной конденсации пара и всасывания нефти в разогретую зону. На третьем этапе рассчитывается осесимметричный приток разогретой нефти в скважину при установлении депрессии и охлаждение паровой камеры до исходной температуры пласта.

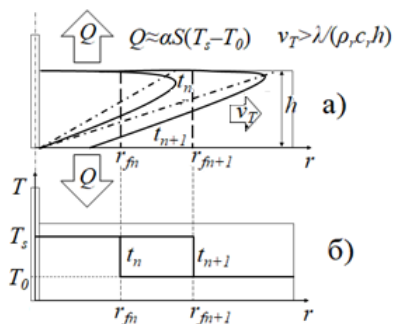


Рис. 1. Изотермы конденсации пара в пласте и тепловые фронты, соответствующие разным моделям: а) схематичное изображение тепловых фронтов; б) модельные представления распределения температуры в пласте

На рис. 1 приведены изотермы температуры конденсации в два момента времени и 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, α – коэффициент теплоотдачи, T_s – температура закачиваемого насыщенного пара, T_0 – температура невозмущённого воздействием пласта, r – радиальная координата, λ – коэффициент теплопроводности, ρ_r – плотность породы, c_r – удельная теплоёмкость скелета пористой среды, T – температура, t_n и t_{n+1} – различные моменты времени t , r_{fn} и r_{fn+1} – координаты теплового фронта,

соответствующие указанным моментам времени. Применение сформулированных допущений позволяет свести моделирование к рассмотрению интегральных соотношений теплового баланса.

В работе рассматриваются две модели формирования теплового поля в пласте, влияющие только на первый этап пароциклического дренажа. Первая физико-математическая модель описывает процесс при отсутствии свободной конвекции.

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 из уравнения теплопроводности в соответствии с *пятым пунктом* разработанной методологии, позволяет определить скорость увеличения объёма паровой камеры D_f :

$$D_f = F_r \frac{dr}{dt} = \frac{v_T F_r H_s}{H} \quad (1)$$

где F_r – площадь разрыва, H и H_s – удельные энтальпии насыщенной пористой среды и пара.

С учётом определения объёмной скорости можно получить эффективную продолжительность первого этапа:

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

где m – пористость, Q_s – объёмный расход теплоносителя на забое скважины, r_w – радиус скважины, r_f – предельная радиальная координата теплового фронта.

Для определения эффективной продолжительности первого этапа (2) необходимо получить уравнение для предельной радиальной координаты теплового фронта. Для этого баланс тепла записывается в виде:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{dW}{dt} \quad (3)$$

Закачиваемая тепловая мощность определяется по формуле:

$$\frac{dR}{dt} = (\rho_{wa} c_w (T_s - T_0) + C \rho_s l) Q_s \quad (4)$$

где c_w – удельная теплоёмкость воды, l – удельная теплота фазового перехода пар-жидкость, ρ_s – плотность пара, ρ_{wa} – усреднённая по температуре в диапазоне от температуры T_0 до T_s 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:

$$\frac{1}{\rho_i} = A_i + B_i T - A_{1i} P + C_{1i} P^2 + C_{2i} P T^2 - C_{3i} P T + V_{ei} e^{-A_{2i} P - \frac{E_i + A_{3i} P}{RT}} \quad (5)$$

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.

Интегральный подход подразумевает использование усреднённого значения плотности воды в паровой камере, поскольку приближение Маркса-Лангенхейма заключается в кусочно-непрерывном распределении температуры. Пусть ρ_{ia} – средняя плотность i -ой фазы. В соответствии с (5) удобнее провести усреднение по температуре удельного объёма – функции, обратной к ρ_i :

$$\frac{1}{\rho_{ia}} = \frac{1}{T_s - T_0} \int_{T_0}^{T_s} \frac{dT}{\rho_i(T)} \quad (6)$$

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

$$\frac{dW}{dt} = 4\alpha(T_s - T_0)\pi \int_{r_w}^{r_f} r dr \quad (7)$$

где α – коэффициент теплоотдачи.

Вторая модель первого этапа CSS учитывает наличие свободной конвекции и разработана в настоящей работе впервые. Согласно второй модели в формуле (7) в соответствии с *первым пунктом* разработанной комплексной методологии радиальная координата r заменяется на перпендикулярную тепловому фронту координату ξ вращающейся цилиндрической системы координат, рис. 2.

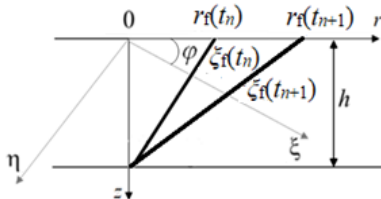


Рис. 2. Схема процесса распространения теплового фронта с учетом гравитационных сил. Переход к вращающейся системе координат

На рис. 2 ξ_f – координата фронта во вращающейся цилиндрической системе координат, η – ось координат, получившаяся в результате поворота вертикальной оси z . Угол поворота вращающейся системы координат определяется из геометрических формул преобразования координат в плоскорadiaльном случае. Движение теплоносителя в вертикальном направлении обусловлено силами гравитации, латеральный поток обеспечивается наличием градиента давления. Объём паровой камеры вычисляется из геометрических соотношений или задаётся через расход нагнетаемого пара. Угол поворота зависит от объёма паровой камеры и вычисляется следующим образом:

$$\varphi(t) = \operatorname{arctg} \frac{r}{h} = \operatorname{arctg} \sqrt{\frac{3Q_s t}{\pi h^3}} \quad (8)$$

Остальные этапы процесса CSS считаются для двух моделей одинаково. Второй этап CSS характеризуется балансом тепла G , выделяемого вследствие фазового перехода пар-жидкость, и тепловых потерь в кровлю и подошву пласта:

$$\frac{dG}{dt} = -l \frac{dM_s}{dt} = \frac{dW}{dt} \quad (9)$$

где M_s – масса пара.

Это балансовое соотношение позволяет определить время, требуемое для полной конденсации пара, которое вводится как время, за которое радиус паровой камеры уменьшается в e раз, и определяется балансом тепловых потерь и выделяемой в результате конденсации пара теплоты:

$$t_2 = \frac{l\rho_s m h C}{\alpha(T_s - T_o)} \quad (10)$$

Третий этап CSS характеризуется увеличением добычи нефти за счёт снижения её вязкости в паровой камере благодаря теплообмену с разогретым скелетом пористой среды. Скорость сокращения размеров паровой камеры в результате её остывания описывается движением контактного разрыва аналогично (1). При этом вместо теплосодержания пара подставляется теплосодержание нефти.

На третьем этапе дебит нефти описывается формулой Дюпюи с зонально-неоднородным распределением вязкости. В процессе добычи нефти размер паровой камеры будет уменьшаться. Тепловое поле внутри пласта описывается разрывной функцией, а скорость движения разрыва позволяет определить текущую координату границы паровой камеры r_T :

$$r_T = \sqrt{r_f^2 - \frac{Q_o H_o t}{H \pi m h}} \quad (11)$$

где Q_o – дебит нефти, H_o – теплосодержание нефти.

Тогда с учётом (11) для определения дебита нефти получается трансцендентное уравнение:

$$Q_o = \frac{2\pi k_r h \Delta P}{\mu_{oh} \ln \frac{r_T}{r_w} + \mu_o \ln \frac{r_c}{r_T}} \quad (12)$$

где μ_{oh} – вязкость прогретой нефти, μ_o – вязкость нефти при начальной пластовой температуре, r_c – радиус контура питания, k_r – проницаемость в горизонтальном направлении, ΔP – перепад давления.

Решение трансцендентного уравнения (12) с учётом (11) осуществляется с помощью метода простой итерации. Тогда динамика дебита при CSS и без него выглядит так, как показано на рис. 3, где Q_{oc} – дебит нефти без воздействия, t_3 – длительность третьего этапа CSS.

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

$$K_m = \frac{\rho_{oa} \int_0^{t_3} (Q_o - Q_{oc}) dt}{t_1 + t_2 + t_3} \quad (13)$$

Значение интеграла в формуле (13) ищется численно по методу прямоугольников.

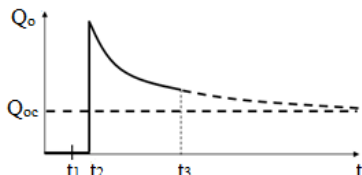


Рис. 3. Динамика дебита скважины на всех этапах CSS

Применение разработанной методологии на примере определения эффективных параметров пароциклического дренажа реализовано в виде программы для ЭВМ. Расчёты, проведённые для условий Степноозёрского месторождения, 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. 4. 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.

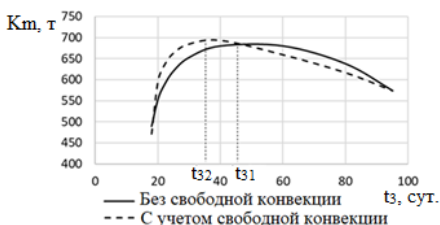


Рис. 4. Решение задачи об определении эффективной продолжительности активного этапа CSS

В соответствии с *восьмым пунктом* разработанной комплексной методологии определение эффективных параметров и валидация результатов моделирования процесса CSS проводится с использованием промысловых данных месторождения Sho-Vel-Tum (США). Эффективное время закачки пара, рассчитанное с использованием разработанной комплексной методологии, составляет 60 дней,

по промысловым данным – 54 дня. Расчётная длительность всего цикла воздействия составляет 136 дней, а фактическая по промысловым данным – 159 дней. Валидация результатов моделирования показывает, что погрешность определения параметров находится в пределах 15%.

Вторая глава посвящена применению комплексной методологии на примере моделирования процесса парогравитационного дренажа. Отмечается, что при процессе парогравитационного дренажа тепловые и массовые потоки направлены в различные стороны, что затрудняет получение численного и аналитического решения.

Указывается, что наибольший вклад в моделирование парогравитационного дренажа внесли Р. Батлер, С. М. Фарук Али, З. Чен, З. Заргар, К. Ли, Й. Янг, С. Акин, К. М. Наскименто, Т. Н. Наср, Ф. Р. Скотт Фергюсон, М. Ирани, К. М. Федоров, Р. С. Хисамов.

Рассмотрены физические процессы, протекающие при SAGD. Этот метод предполагает бурение пары горизонтальных скважин вблизи подошвы пласта. Верхняя скважина служит для закачки пара, нижняя – для добычи нефти. В процессе SAGD также можно выделить три этапа: 1) циркуляция пара в нагнетательных скважинах для кондуктивного прогрева пласта между горизонтальными участками скважин, 2) закачка пара в пласт через верхний горизонтальный ствол скважины и формирование паровой камеры, добыча нефти из области, охваченной тепловым воздействием, 3) 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 Р. М. Батлера. 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

$$-dH = dH_s \quad (14)$$

В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии в цилиндрической системе координат уравнение теплопроводности принимает вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) \quad (15)$$

где φ – полярный угол, z – горизонтальная координата (рис. 5). На рис. 5 введены следующие обозначения: h_0 – вертикальное расстояние между горизонтальными стволами скважин для 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.

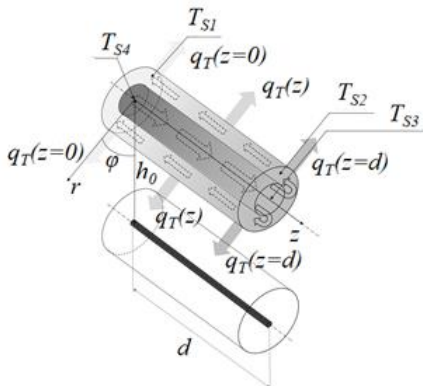


Рис. 5. Схема расположения скважин при парогравитационном дренаже

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

$$t = 0: r = r_w, \forall \varphi, \forall z: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{d} + T_{s1} \quad (16)$$

$$t = 0: r_w < r < c, \forall \varphi, \forall z: T = T_0 \quad (17)$$

где c – расстояние между соседними парами скважин.

Условие (16) соответствует линейному распределению температуры вдоль горизонтального ствола скважины, условие (17) задаёт начальную пластовую температуру.

Для решения задачи ставятся следующие граничные условия:

$$t > 0: r = r_w, \forall \varphi, \forall z: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{d} + T_{s1} \quad (18)$$

$$t > 0: r = h, \forall \varphi, \forall z: T = T_0 \quad (19)$$

$$t > 0: r \neq r_w, \forall \varphi, z = 0, d: \lambda \frac{\partial T}{\partial z} = -q_T \quad (20)$$

$$t > 0: r \neq r_w, \varphi = 0, 2\pi, 0 < z < d: \frac{\lambda}{r} \frac{\partial T}{\partial \varphi} = -q_T \quad (21)$$

Условие (18) соответствует линейному распределению температуры вдоль горизонтального ствола скважины, условие (19) задаёт пластовую температуру на удалении от скважин, условия (20) и (21) соответствуют тепловым потокам на границах из-за постоянного подвода тепла через скважину в пласт.

Решение уравнения (15) при начальных условиях (16), (17) и граничных условиях (18)–(21) осуществляется с помощью явной конечно-разностной схемы. 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. За это время происходит кондуктивный прогрев зоны между нагнетательной и добывающей скважинами, после чего происходит переход к закачке пара в пласт.

Для описания теплофизических процессов на втором этапе SAGD и определения эффективных технологических параметров совместно с аспирантом А. Я. Гильмановым разработана физико-математическая модель. В рамках *первого пункта* комплексной методологии считается, что паровая камера в сечении имеет форму равнобедренного треугольника, что соответствует экспериментам Чанга и Батлера. В этих экспериментах использовалась насыпная плоская модель пласта, насыщенная нефтью. Задача решается при следующих допущениях: паровая камера 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 втором этапе парогравитационного дренажа выполняется равенство:

$$dH_{in} = -dH_l - dH_{pr} \quad (22)$$

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:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V))}{dt} + \frac{d(mVS_o)}{dt} = -\rho_o Q_o \quad (23)$$

$$\frac{d(mVS_w \rho_w)}{dt} = -\rho_w Q_w + J_{sw} \quad (24)$$

$$\frac{d(mVS_s \rho_s)}{dt} = \rho_s Q_s - J_{sw} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w c_w (T_s - T_o) \rho_w + S_s \rho_s (l + c_s (T_s - T_o))) + S_o c_o (T_s - T_o) \rho_o) \right. \\ & \quad \left. + (1 - m) c_r (T_s - T_o) \rho_r \right) \\ & = \rho_s Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{y_c^2} + y_c^2 (T_s - T_o)} - 2\alpha_2 \frac{V}{y_c} (T_s - T_o) \\ & \quad - (\rho_o Q_o c_o + \rho_w Q_w c_w) (T_s - T_o), \quad y_c \leq h \end{aligned} \quad (26)$$

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), ρ_i, ρ_r – плотности i -ой фазы и скелета породы соответственно, c_i, c_r – удельные теплоёмкости i -ой фазы и скелета породы, Q_w – объёмный расход воды, 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); отношение подвижностей в добываемом флюиде; уравнение, описывающее скорость роста паровой камеры; геометрическая связь угла раствора паровой камеры с её объёмом и сумма насыщенностей фаз:

$$\frac{Q_s}{(Q_o + Q_w)} = \frac{2\pi}{\gamma\mu_s \left(\frac{k_{ro}}{\mu_{oh}} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta P_l}{\Delta P_p} \quad (27)$$

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{k_{rw}\mu_{oh}}{k_{ro}\mu_w} \quad (28)$$

$$\frac{d \left(\frac{V}{y_c} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{y_c^2} \right)^2} \right)}{dy_c} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad y_c \leq h \quad (29)$$

$$\gamma = 2 \arctg \frac{V}{y_c^2} \quad (30)$$

$$\sum_i S_i = 1 \quad (31)$$

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

В уравнении (29) соотношение коэффициентов теплоотдачи в соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной комплексной методологии описывается упрощённым соотношением, полученным в работе Эдмундса-Петерсона.

Начальные условия для нелинейной системы уравнений (23)–(31) следующие:

$$t = 0: V = 0, S_w = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, y_c = h_0 \quad (32)$$

В рамках *второго пункта* разработанной комплексной методологии уравнения модели обезразмериваются, выделены 10 безразмерных комплексов подобия, определяющих основные особенности процесса.

Асимптотический анализ уравнения (26) предложенной модели при устремлении времени к нулю позволяет установить критический расход пара, необходимый для инициации процесса SAGD:

$$Q_{sc} = \frac{2\alpha_1 h(T_s - T_o)}{l\rho_s} \quad (33)$$

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

$$\sum_{j=1}^{n_e} dH_{in,j} = - \sum_{j=1}^{n_e} dH_{l,j} - \sum_{j=1}^{n_e} dH_{pr,j} \quad (34)$$

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:

$$K_Q = \frac{Q_s l}{(2\alpha_1 \sqrt{c^2/4 + h^2} + \alpha_2 c)(T_s - T_o)\rho_s} \quad (35)$$

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 предельного значения расхода пара Q_{sm} принимается расход, определяемый экономически обоснованным значением паронефтяного отношения R_{sc} , равным 7 т/т.

Предложенный интегральный подход к моделированию SAGD реализован в виде программного комплекса, блок-схема которого приведена на рис. 6, 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. Разработанная физико-математическая модель парогравитационного дренажа позволяет провести экспресс-оценку значений эффективных параметров процесса.

В работе показано, что основными параметрами, характеризующими эффективность процесса SAGD, являются паронефтяное отношение R_s , обводнённость продукции W , коэффициент охвата пласта воздействием K_s . Расчётная зависимость этих параметров от безразмерного времени τ приведена на рис. 7, 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.

Анализ полученных результатов, рис. 7, показывает, что стабилизация размеров паровой камеры обусловлена достижением баланса подводимого и теряемого тепла.

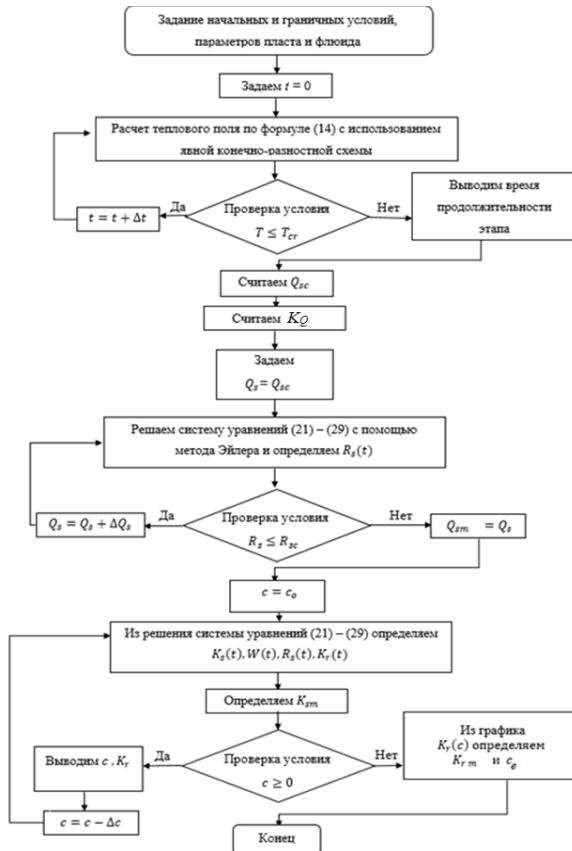


Рис. 6. Блок-схема программного комплекса для моделирования парогравитационного дренажа

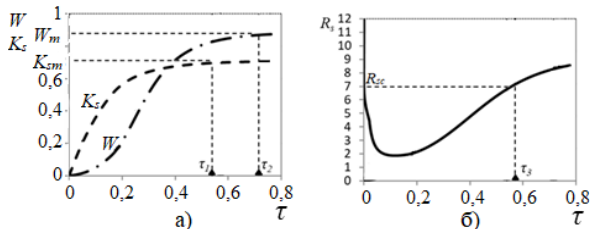


Рис. 7. Зависимость параметров, характеризующих эффективность парогравитационного дренажа, от безразмерного времени для модельного пласта:
 а) динамика коэффициента охвата пласта воздействием и обводнённости продукции;
 б) динамика паронефтяного отношения

Восьмым пунктом комплексной методологии является проверка сходимости получаемых решений к экспериментальным и промышленным данным. Валидация разработанной интегральной модели проведена путём сопоставления рассчитанной динамики развития теплового поля с экспериментальными данными Чанга и Батлера. Показано, что модель удовлетворительно воспроизводит все этапы развития паровой камеры с погрешностью порядка 15%.

Рассчитанная динамика коэффициента извлечения нефти K_r и паронефтяного отношения R_s сопоставлялась с промышленными данными по месторождению Senlac, рис. 8. Установлено, что динамика основных технологических параметров воспроизводится в расчетах по разработанной модели с погрешностью не более 12%.

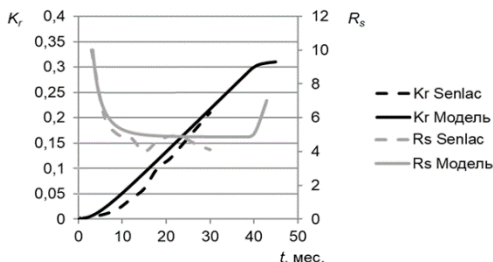


Рис. 8. Сопоставление рассчитанной динамики коэффициента извлечения нефти и паронефтяного отношения с промышленными данными по месторождению Senlac

В соответствии с шестым пунктом разработанной комплексной методологии определяется эффективное расстояние между парами скважин по критерию максимального коэффициента извлечения нефти для месторождения Fengcheng, рис. 9.

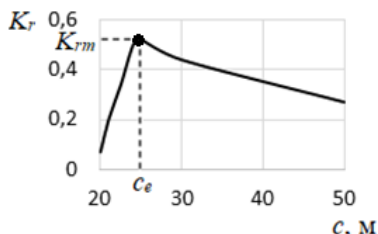


Рис. 9. Результаты определения эффективного расстояния между парами скважин для месторождения Fengcheng по критерию максимального коэффициента извлечения нефти

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.

Третья глава посвящена формулировке нового критериального метода анализа моделей теплопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей.

Указывается, что для поддержания темпов добычи углеводородов на прежнем уровне необходимо вовлечение в разработку нетрадиционных запасов, к которым относятся пласты с высоковязкой нефтью и месторождения со сверхнизкой проницаемостью. В первом случае за счёт разности подвижностей нефти и воды может возникать неустойчивость фронта вытеснения, что приводит к преждевременному обводнению добываемой продукции по промытым каналам. Во втором случае учёт предельного градиента давления, при котором начинается процесс вытеснения нефти, приводит к заниженным значениям дебита нефти по сравнению с прогнозными показателями. Для предотвращения обозначенных проблем в работе предлагается метод анализа моделей теплопереноса высоковязких флюидов и вязкопластичных жидкостей.

Вопросами устойчивости вытеснения нефти водой занимались С. Хилл, П. Саффман, Г. Тэйлор, Д. Н. Дитц, Г. И. Баренблатт, В. М. Енгов, В. М. Рыжик, К. М. Федоров, А. Ф. Завовский. Проблема нелинейных эффектов фильтрации посвящены работы В. Фон Энгельхардта, Д. Лутца, Д. Митчелла, Й. Луо, К. Лея, Г. И. Баренблатта, В. М. Енгова, В. М. Рыжика, В. Ш. Шагапова, К. С. Басниева, В. А. Байкова, А. Я. Давлетбаева, М. М. Хасанова.

Использование разработанной комплексной методологии рассматривается на примере задач устойчивости фронта вытеснения нефти водой и фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления в изотермическом приближении. Сначала проводится анализ устойчивости фронта вытеснения нефти водой.

Существует две классических модели, описывающих процесс вытеснения нефти водой: поршневое вытеснение и вытеснение, при котором за фронтом происходит двухфазная фильтрация (непоршневое вытеснение). В первом случае фронт вытеснения представляет собой границу раздела между нефтенасыщенной и водонасыщенной областями. В другом случае за фронтом вытеснения формируется переходная зона с подвижной водой и нефтью.

Рассматривается задача о закачке воды в нефтенасыщенный пласт через вертикальную нагнетательную скважину. Фильтрация нефти описывается законом Дарси. В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии учитывается радиальная симметрия. Тогда закон Дарси для поршневого вытеснения может быть записан для каждой области в отдельности:

$$U_i = - \frac{kk_{ri}}{\mu_i} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - \rho_i g \sin \Omega \right) \quad (36)$$

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

Применение *пятого пункта* разработанной комплексной методологии для выявления устойчивого режима вытеснения нефти позволяет определить условие неразрывности потока в рамках классического анализа устойчивости Саффмана-Тейлора:

$$\overline{U}^+ = \overline{U}^- \quad (37)$$

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

При подстановке в выражение (37) закона Дарси (36) условия устойчивости Саффмана-Тейлора представляются в следующем традиционном виде:

$$M = \frac{\lambda^+}{\lambda^-} > 1 \quad (38)$$

$$|\nabla P|^+ > |\nabla P|^- \quad (39)$$

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 (39) невозможно попадание потока с большей подвижностью в область с большим градиентом давления, что способствовало бы развитию неустойчивости.

Применение *второго пункта* разработанной комплексной методологии позволяет осуществить вывод нового критерия устойчивости вытеснения нефти водой на основе условия неразрывности потоков. В рамках этого пункта методологии проводится обезразмеривание и решение системы уравнений физико-математической модели, состоящей из закона Дарси (36) и выражения (39), что позволяет получить безразмерную критическую скорость, при которой достигается максимально возможное значение градиента давления, обеспечивающее сохранение устойчивости вытеснения нефти водой. Эта скорость при поршневом вытеснении определяется по формуле

$$C_U = \frac{\sin \Omega}{M - 1} \quad (40)$$

В случае непоршневого вытеснения из условия (37) с учётом закона Дарси для двух фаз безразмерная критическая скорость определяется выражением:

$$C_U = \left(\Lambda^+ \frac{\left([M - 1] + \left(1 - \frac{k_{rw}^-}{k_{rw}^+} \right) \Delta D \right)}{M - 1} - (\Lambda^+ + \Delta D) \right) \sin \Omega \quad (41)$$

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

$$\Lambda^+ = \frac{\lambda^+ \mu_w}{k_{rw}^+}, \quad \Delta D = \frac{\Delta \rho}{\rho_o} \quad (42)$$

где $\Delta \rho$ – разница плотностей воды и нефти.

В соответствии с *четвёртым пунктом* комплексной методологии для получения корреляционных зависимостей безразмерных критериев от безразмерных переменных необходимо провести расчёты введённых критериев, результаты которых приведены на рис. 10.

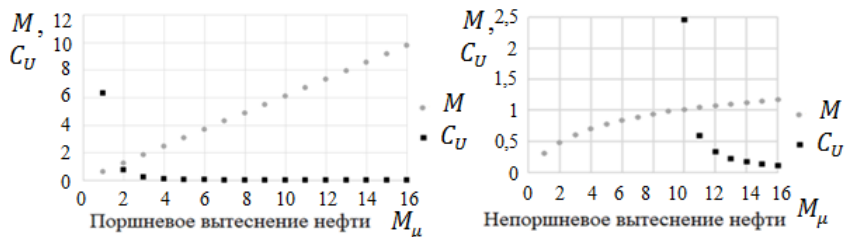


Рис. 10. Зависимость критериев устойчивости вытеснения нефти водой от отношения вязкостей для различных моделей вытеснения

Анализ полученных данных показывает, что, в отличие от классического критерия устойчивости M , зависимость предложенного критерия C_U от соотношения вязкостей для разных моделей сохраняет прежний вид. Получена аппроксимационная зависимость введённой безразмерной критической скорости от отношения вязкостей флюидов, имеющая вид:

$$C_U = A_U M_\mu^{B_U} \quad (43)$$

где M_μ – отношение вязкости воды к вязкости нефти, а 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.

Также рассматривается применение разработанной методологии для физико-математического моделирования задачи о фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления. В низкопроницаемых пластах предельный градиент давления учитывается в законе Дарси, с использованием которого вместе с законом сохранения массы может быть получено уравнение пьезопроводности. В рамках *первого пункта* комплексной методологии учитывается радиальная симметрия. Тогда уравнение пьезопроводности в одномерной системе координат с радиальной координатой r имеет вид:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\mu_o v}{k \alpha} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \psi \left(\frac{Q_o}{\gamma_l r}, \frac{r}{l_d(t)}, \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right] \quad (44)$$

где v – характерное значение скорости фильтрации, β_r – коэффициент сжимаемости насыщенной пористой среды, γ_l – предельный градиент давления, l_d – граница зоны возмущения, α – коэффициент пьезопроводности, определяемый как

$$\alpha = \frac{k}{\beta_r m \mu_o} \quad (45)$$

ψ – безразмерная функция, связывающая скорость фильтрации и градиент давления, имеющая для вязкопластичной жидкости вид

$$\psi\left(\frac{Q_o}{\gamma_l r}, \frac{r}{l_a(t)}, \frac{\partial P}{\partial r}\right) = \begin{cases} \frac{Q_o \mu_o}{2\pi r h k \gamma_l} \left(1 - \frac{r}{l_a(t)}\right), \frac{\partial P}{\partial r} > \gamma_l, \\ 0, \frac{\partial P}{\partial r} \leq \gamma_l \end{cases} \quad (46)$$

Для задачи фильтрации высоковязкой нефти с предельным градиентом давления начальное и граничные условия имеют вид:

$$P(r > r_w, t = 0) = P_r, \quad P(r = r_w, t > 0) = P_w, \quad P(r \rightarrow \infty, \forall t) = P_r \quad (47)$$

где P_r – начальное пластовое давление, P_w – давление на забое скважины.

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

$$\hat{\Gamma} = \frac{\gamma_l r_w}{P_r - P_w} \quad (48)$$

Анализ уравнения (44) с учётом вида функции ψ (46) и выражения (48), проведённый в соответствии с *пятым пунктом* разработанной комплексной методологии, позволяет установить, что фильтрация нефти происходит только в случае превышения градиентом давления значения предельного градиента.

В рамках *второго пункта* комплексной методологии вводятся следующие безразмерные переменные:

$$\hat{P} = \frac{P - P_w}{P_r - P_w}, \quad \hat{R} = \frac{r}{r_w}, \quad \theta = \frac{\alpha t}{r_w^2}, \quad \hat{Q}_o = \frac{Q_o \mu_o}{2\pi k h (P_r - P_w)} \quad (49)$$

где \hat{P} , \hat{R} , θ , \hat{Q}_o – безразмерные давление, радиальная координата, время и дебит соответственно.

В таком случае уравнение пьезопроводности (44) принимает вид:

$$\frac{\partial \hat{P}}{\partial \theta} = \frac{\Pi}{\hat{R}} \frac{\partial}{\partial \hat{R}} \left[\hat{R} \Psi \left(\frac{\hat{Q}_o}{\hat{R} \hat{R}} \right) \right] \quad (50)$$

где Π – безразмерный комплекс вида

$$\Pi = \frac{\mu_o \nu r_w}{k(P_r - P_w)} \quad (51)$$

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

$$\Psi \left(\frac{\hat{Q}_o}{\hat{R} \hat{R}}, \frac{\partial \hat{P}}{\partial \hat{R}} \right) = \begin{cases} \frac{\hat{Q}_o}{\hat{R} \hat{R}}, \frac{\partial \hat{P}}{\partial \hat{R}} > \hat{\Gamma}, \\ 0, \frac{\partial \hat{P}}{\partial \hat{R}} \leq \hat{\Gamma} \end{cases} \quad (52)$$

Граничные условия в безразмерном виде становятся следующими:

$$\hat{P}(\hat{R} > 1, \theta = 0) = 1, \quad \hat{P}(\hat{R} = 1, \theta > 0) = 0, \quad \hat{P}(\hat{R} \rightarrow \infty, \forall \theta) = 1 \quad (53)$$

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

$$\hat{Q}_o = - \frac{2}{\text{Ei} \left(-\frac{1}{4\theta} \right)} e^{-1/(4\theta)} \quad (54)$$

При наличии предельного градиента давления решение уравнения пьезо-проводности (44) при начальном и граничных условиях (47) в безразмерных переменных (49) с учётом закона Дарси позволяет определить динамику безразмерного дебита нефти

$$\hat{Q}_o = \frac{1 - \hat{\Gamma}\sqrt{12\theta}}{\ln(\sqrt{12\theta} + 1) + \frac{1}{\sqrt{12\theta} + 1} - 1}, \quad 1 \ll \sqrt{12\theta} + 1 \ll \hat{\Gamma}^{-1} \quad (55)$$

В работе показано, что в низкопроницаемых пористых средах использование линейных законов фильтрации позволяет делать прогнозы дебита нефти с погрешностью 2%. В этом случае в рамках *второго* и *четвёртого пунктов* комплексной методологии в качестве критерия применимости классических законов фильтрации предлагается безразмерное критическое время θ_{cr} , которое в билогарифмических координатах линейно зависит от безразмерного предельного градиента давления, рис. 11, и определяется по формуле

$$\lg \theta_{cr} = -1,662 \lg \hat{\Gamma} - 2,638 \quad (56)$$

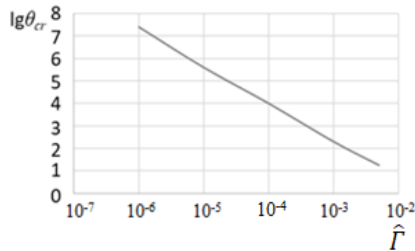


Рис. 11. Зависимость безразмерного критического времени от безразмерного предельного градиента давления

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. Показано, что введённый критерий зависит от значения предельного градиента давления и уменьшается с ростом $\hat{\Gamma}$.

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

Четвёртая глава посвящена использованию специального фазового пространства для анализа процессов тепломассопереноса применительно к задачам вытеснения нефти смесью воды и газа.

Подробно описывается процесс водогазового воздействия. 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 закачке газа за счёт большой

разности подвижностей газа и нефти возникает неустойчивость фронта вытеснения. Совместная закачка воды и газа позволяет поддерживать фронт вытеснения устойчивым. Указывается, что технология водогазового воздействия позволяет довытеснить нефть из мелких каналов пористой среды, не промытых водной фазой.

Процесс водогазового воздействия описывается уравнениями трёхфазной фильтрации. В работе отмечается, что существенный вклад в моделирование трёхфазной фильтрации внесли Х. Стоун, Л. Бейкер, К. Азиз, Э. Сеттари, М. Блант, К. Коатс, Л. Лэйк, А. И. Брусиловский, В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. Для такого моделирования важными параметрами, влияющими на расчёт распределения насыщенностей в пласте, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП). При моделировании водогазового воздействия в соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной методологии эти функции определяются с использованием эмпирических корреляций. К настоящему времени накоплен большой объём экспериментальных данных для двухфазной фильтрации, описываемой корреляциями Кори, и ограничено количество экспериментов по трёхфазной фильтрации ввиду их высокой сложности. Эксперименты по определению трёхфазных ОФП показали, что можно использовать комбинации двухфазных корреляций ОФП для моделирования трёхфазных ОФП. Смачивающая и несмачивающая фазы описываются двухфазными корреляциями Кори. Для фазы, имеющей промежуточную смачиваемость, ОФП должна учитывать наличие двух других фаз, для её описания наиболее распространены модели Стоуна I, Стоуна II, Бейкера. В 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. Тогда прогноз работы месторождения существенным образом зависит от выбранной модели расчёта ОФП.

Для решения задач добычи нефти с использованием метода водогазового воздействия большое распространение получило использование гидродинамических симуляторов. 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. В работе моделирование водогазового воздействия проводилось с использованием трёхфазной многокомпонентной модели с фазовыми переходами в программном комплексе Schlumberger Eclipse.

Анализ процессов тепломассопереноса применительно к задачам вытеснения нефти смесью воды и газа проводится на примере гидрофильной и гидро-

фобной пористой среды. Первоначально в соответствии со *вторым пунктом* разработанной методологии проводится оценка смачиваемости пористой среды водой. 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.

В таком 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.

Определение области повышенной неопределённости ОФП подразумевает нанесение изоперм – линий равной проницаемости на трёхфазные диаграммы Гиббса-Розебома. В работе даётся определение области повышенной неопределённости ОФП – области, 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 гидрофильной пористой среды рассчитанная область повышенной неопределённости ОФП для модельного объекта показана на рис. 12.

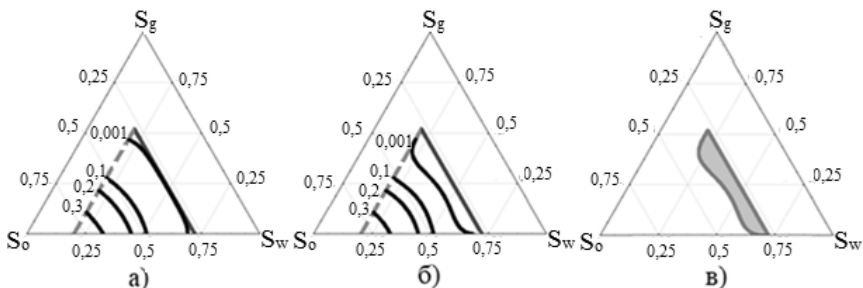


Рис. 12. Изопермы на диаграмме Гиббса-Розебома для модели Стоуна I (а), Стоуна II (б) и область неопределённости ОФП для гидрофильной среды в специальном фазовом пространстве (в)

В случае гидрофобной пористой среды область повышенной неопределённости ОФП строится аналогично при взаимной замене значений нефтенасыщенности на значения водонасыщенности.

Процесс тепломассопереноса для трехфазной системы необходимо осуществлять таким образом, чтобы не попадать в область повышенной неопределённости ОФП или проходить её в наиболее узкой части. 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 на треугольные диаграммы Гиббса-Розебома через равные промежутки времени наносились усреднённые по всему пласту насыщенности нефти в ходе процесса разработки, рис. 13. Путём или траекторией решения системы уравнений многофазной многокомпонентной фильтрации называется линия в специальном фазовом пространстве, соответствующая динамике усреднённых насыщенностей фаз в пласте для выбранного эффективного соотношения воды и газа.

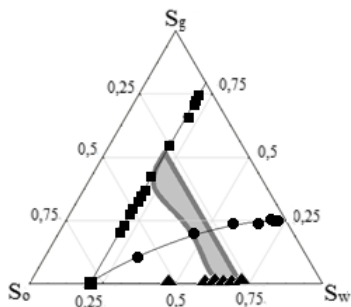


Рис. 13. Динамика насыщенностей фаз при различных соотношениях воды и газа (круг – закачка газа, квадрат – закачка эффективных объемов воды и газа, треугольник – закачка воды)

В работе показано, 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. 13. Эффективным для приведенной динамики насыщенностей 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.

Таким образом, применение комплексной методологии позволило развить теорию анализа процессов теплоасспереноса применительно к задачам вытеснения нефти смесью воды и газа.

Пятая глава посвящена разработке нового метода разделения многомасштабной задачи теплоасспереноса при выравнивании фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде на составляющие для получения аналитических решений в локальной области и определения эффективных параметров этого процесса.

Применение разработанного метода рассматривается на примере задачи ограничения водопитока к добывающим скважинам за счёт перераспределения фильтрационных потоков в призабойной зоне 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.

Указывается, что физико-химические методы интенсификации процесса извлечения флюида из насыщенной пористой среды в настоящее время занимают второе место по распространённости использования в России. Основные работы в области моделирования этих методов проведены К. Сорби, Д. Херцигом, П. Г. Бедриковецким, Р. Сирайтом, А. Вазом, Б. Баем, А. Пайрсом, В. М. Ентовым, К. М. Федоровым, А. Ф. Завовским, А. И. Никифоровым, Ю. В. Земцовым, В. В. Мазаевым. В указанных работах описан опыт применения широкого круга реагентов, использующихся при таком воздействии, и композиционные модели для прогноза их эффективности. Приведены разнообразные подходы к моделированию. В работе отмечается, что актуальным остаётся вопрос определения эффективных параметров процесса выравнивания фильтрационных потоков.

В сложно-построенных слоисто-неоднородных пористых средах возможен опережающий прорыв воды к добывающим скважинам по более проницаемым пропласткам. Для предотвращения раннего обводнения продукции через нагнетательную скважину производится закачка химических реагентов для формирования низкопроницаемых барьеров. Реагент преимущественно проникает в более обводнённые пропластки за счёт их высоких фильтрационно-емкостных свойств и удерживается в них, создавая низкопроницаемый барьер. В результате этого расход воды снижается сильнее в более высокопроницаемых пропластках. Для эффективного применения такого воздействия необходимо определение фильтрационных характеристик реагента и пористой среды. В исследовании указывается, что большинство методик по определению параметров адсорбции и удерживания полимера проводятся на деструктурированных образцах пористой среды. В работе спланирован фильтрационный эксперимент по движению оторочки полимера в пористой среде для определения этих параметров без разрушения образца горной породы.

Разработанная комплексная методология апробируется 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 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:

$$\frac{\partial (m\rho_w C_p (1 - S_{ipv}))}{\partial t} + v_w \frac{\partial (\rho_w C_p)}{\partial x} = -J_a \quad (57)$$

$$\frac{\partial ((1 - m)\rho_r a_{ar} (1 - S_{ipv}))}{\partial t} = J_a \quad (58)$$

$$v_w = -\frac{kk_{rw}(1 - S_{ipv})}{\mu_w R_h(a_{ar})} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (59)$$

$$a_{ar} = \frac{\Gamma C_p}{1 + \frac{\Gamma C_p}{a_{amax}}} + a_{rmax} \quad (60)$$

где v_w – скорость фильтрации водной фазы, S_{ipv} – доля недоступного объёма пор среди всего порового пространства, C_p – концентрация полимера, J_a – интенсивность массообмена адсорбция-удерживание, a_{ar} – концентрация адсорбированного и удержанного вещества, Γ – константа адсорбции полимера Генри, a_{amax} и a_{rmax} – максимальная концентрация адсорбированного и удержанного полимера соответственно, R_h – гидродинамическое сопротивление пористой среды. 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.

Начальные и граничные условия для решения прямой задачи фильтрации оторочки полимера в пористой среде являются следующими:

$$\begin{aligned} t = 0, 0 < x < L: C_p = 0; \quad x = 0, t > 0: C_p = C_0, P = P_1, \\ x = l, t > 0: P = P_0 \end{aligned} \quad (61)$$

где C_0 – концентрация реагента в закачиваемой смеси, L – длина образца горной породы или рассматриваемого участка пласта.

В соответствии со вторым пунктом разработанной комплексной методологии система уравнений (57)–(60) приводится к безразмерному виду с помощью введения следующих безразмерных переменных:

$$\theta = \frac{v_w t}{mL}, \quad X = \frac{x}{L}, \quad \hat{P} = \frac{P - P_0}{P_1 - P_0}, \quad V_w = \frac{v_w \mu_w L}{k(P_1 - P_0)} \quad (62)$$

где X – безразмерная координата, P_1 и P_0 – давления на левом и правом конце моделируемого объекта, V_w – безразмерная скорость.

В соответствии с шестым пунктом разработанной комплексной методологии 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.

Прямая задача решается методом характеристик. В соответствии с *пятым пунктом* разработанной комплексной методологии передний фронт представляет собой контактный разрыв концентрации. Скорость заднего фронта оторочки полимера, представляющего собой центрированную волну, определяется по формуле

$$D_s = \frac{1}{\left[1 + \frac{(1-m)\rho_r a_{ar}(C_0) - 0}{m\rho_w C_0 - 0}\right]} (1 - S_{ipv}) \quad (63)$$

В соответствии с *четвёртым пунктом* разработанной методологии проводится решение обратной задачи. Алгоритм интерпретации параметров адсорбции-удерживания и недоступного порового объёма в изотермическом приближении из экспериментов по фильтрации оторочки полимера через образец пористой среды, позволяющий определить эти параметры без разрушения образца, заключается в следующем:

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. 14. В качестве исходных данных использовались лабораторные эксперименты по фильтрации оторочки полимера, проведённые в работе Аль-Софи. В случае фильтрации полимера при аппроксимации зависимости перепада давления от прокачанного объёма используются кусочно-линейные тренды, рис. 15.

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 (57)–(60) входит 4 неизвестных параметра (S_{ipv} , Γ , a_{rmax} , a_{amax}).

4. По методу характеристик решается обратная задача с использованием уравнений (57)–(60), 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 $\mu_r R_H / \mu_w$, 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 .

С использованием *восьмого пункта* комплексной методологии установлено, что в сравнении с экспериментальными данными Аль-Софи погрешность определения параметров адсорбции и удерживания и недоступного объёма пор

не превышает 5%. Определено, что недоступный поровый объем может достигать 30% от всего порового объема образца горной породы.

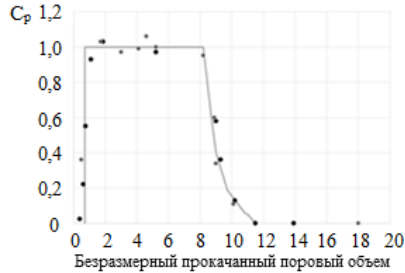


Рис. 14. Аппроксимация экспериментальных данных по фильтрации оторочки полимера в пористой среде по данным эксперимента Аль-Софи

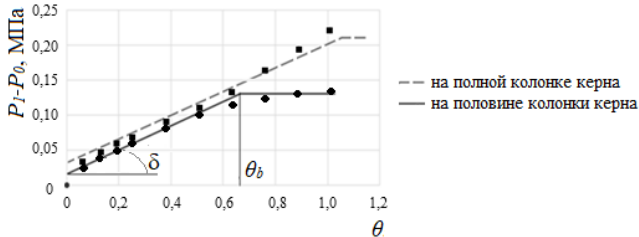


Рис. 15. Зависимость давления от прокачанного через образец керна объёма полимера и вспомогательные величины для определения фильтрационных параметров

Применение разработанной методологии также рассматривается на примере задачи о выравнивании фильтрационных потоков. В работе 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. В соответствии с *первым пунктом* комплексной методологии 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:

$$\frac{\partial(m_j \alpha_j)}{\partial t} + v_j \frac{\partial \alpha_j}{\partial x} = -\lambda_f v_j \alpha_j \quad (64)$$

$$\frac{\partial \sigma_j}{\partial t} = \lambda_f v_j \alpha_j \quad (65)$$

$$v_j = \frac{-k_j L}{\mu_r \int_0^L (1 + \beta \sigma_j) dx} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (66)$$

где $m_j, \alpha_j, \sigma_j, v_j, k_j$ – 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

$$Q_f = 2 \sum_j l_f h_j v_j \quad (67)$$

где l_f – полудлина техногенной трещины, h_j – толщина пропластка с номером j , v_j – скорость фильтрации в пропластке с номером j .

Начальные и граничные условия соответствуют закачке оторочки суспензии в пласт:

$$\begin{aligned} x = 0, t_0 > t > 0: Q_f = Q_{f0}, \alpha_j = \alpha_0; \quad x = 0, t > t_0: Q_f = Q_{f1}, \alpha_j = 0, \\ t = 0, 0 < x < L: \alpha_j = 0, \sigma_j = 0 \end{aligned} \quad (68)$$

где t_0 – время закачки, Q_{f0} и Q_{f1} – расход закачиваемого реагента и воды соответственно до и после формирования барьеров, α_0 – концентрация частиц в закачиваемой смеси.

В соответствии со *вторым пунктом* разработанной методологии задача решается при введении безразмерных переменных и комплексов:

$$X = \frac{x}{L}, \quad \theta = \frac{Q_f t}{2Lh\lambda_f}, \quad \Lambda = \lambda_f L, \quad K_j = \frac{k_j h_\Sigma}{\sum_u k_u h_u} \quad (69)$$

где u – номер пропластка, Λ – безразмерный коэффициент фильтрации, K_j – безразмерная проводимость пропластка с номером j , h_Σ – мощность пласта.

В рамках *шестого пункта* разработанной комплексной методологии проводится определение эффективного значения безразмерной глубины проникновения реагента в пласт X_m в зависимости от безразмерного коэффициента фильтрации. В работе показано, что эта зависимость имеет выраженный максимум, рис. 16. В размерных переменных глубина проникновения реагента на порядки меньше масштабов пласта.

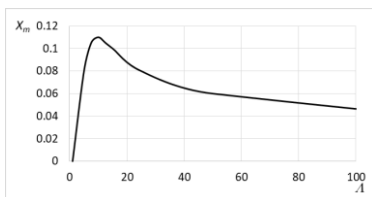


Рис. 16. Зависимость безразмерной глубины проникновения реагента в пласт от безразмерного коэффициента фильтрации

Отмеченный факт позволяет в соответствии с *третьим пунктом* разработанной комплексной методологии разбить рассматриваемую задачу на две: локальную и внешнюю. Локальная область в моделируемом объекте выделяется на основе теории пограничного слоя. Решение в локальной области ищется аналитически с помощью метода характеристик, а для решения задачи

за её пределами используются традиционные численные методы расчета гидродинамики процесса заводнения. В соответствии с *седьмым пунктом* разработанной комплексной методологии на границе областей осуществляется сшивка решения по совпадению значений скоростей фильтрации. Толщина пограничного слоя δ_j в пропластке с номером j определяется по формуле:

$$\delta_j = \frac{k_j \Delta P}{\mu_r v_j (1 + \lambda_f L)} \quad (70)$$

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. 17.

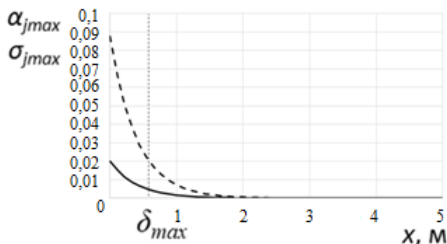


Рис. 17. Рассчитанное распределение концентраций частиц в потоке α_{jmax} (сплошная линия) и удержанных частиц σ_{jmax} (пунктирная линия) в пропластке с наибольшей толщиной пограничного слоя

В рамках *восьмого пункта* комплексной методологии проведена валидация результатов определения падения приёмистости после физико-химического воздействия с промышленными данными по одному из месторождений Западной Сибири. В работе показано, что погрешность в определении снижения расходов воды по пропласткам не превышает 9%.

В соответствии с *шестым пунктом* 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 . Положительный эффект от воздействия, связанный с выравниванием фильтрационных потоков, характеризует интегральный коэффициент выравнивания фильтрационных потоков, введённый как разность среднеквадратичных отклонений скоростей фильтрации до и после воздействия:

$$R_{10} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j \left(\frac{k_j h_{\Sigma}}{\sum_u k_u h_u} - \frac{k_{av} h_{\Sigma}}{\sum_u k_u h_u} \right)^2} - \sqrt{\frac{1}{N} \sum_j \left(\frac{\frac{k_j h_{\Sigma}}{g_j}}{\sum_u \frac{k_u h_u}{g_u}} - \frac{k_{avt} h_{\Sigma}}{\sum_u \frac{k_u h_u}{g_u}} \right)^2} \quad (71)$$

где k_{av} и k_{av1} – среднеарифметическое значение проницаемости до и после воздействия соответственно, g_j и g_u – дополнительное гидродинамическое сопротивление в пропластке с номером j и u , h_Σ – мощность пласта.

Отрицательный эффект от воздействия связан со снижением расходных характеристик скважины и описывается безразмерным коэффициентом снижения расхода воды:

$$K_{10} = \frac{\sum_j \frac{k_j h_j}{g_j}}{\sum_j k_j h_j} \quad (72)$$

Произведение двух вышеуказанных критериев определено как коэффициент перераспределения потоков M_f . Зависимость этого параметра от безразмерного объёма закачки имеет выраженный максимум, соответствующий эффективным параметрам процесса, отмеченный точкой на рис. 18.

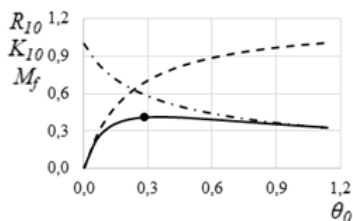


Рис. 18. Зависимость критериев R_{10} (пунктирная линия), K_{10} (штрихпунктирная линия) и M_f (сплошная линия) от безразмерного объёма закачки θ_0

Таким образом, комплексная методология позволила сформулировать метод разделения многомасштабной задачи теплопереноса при выравнивании фильтрационных потоков в слоисто-неоднородной пористой среде на составляющие.

Шестая глава посвящена созданию физико-математической модели кольматирования техногенной трещины, учитывающей баланс закачиваемой воды и её оттока из трещины в пласт в виде краевого условия для определения давления на конце трещины.

В работе указывается, что система поддержания пластового давления может сопровождаться образованием на нагнетательных скважинах техногенных трещин при превышении давления разрыва породы. Отмечается, что наибольший вклад в развитие теории моделирования распространения техногенных трещин внесли С. А. Христианович, Ю. П. Желтов, Т. Перкинс, Л. Керн, Р. Нордгрэн, Д. Гиртсма, Ф. де Клерк, Р. Сирайт, А. Пирс, С. Г. Чёрный, В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, К. М. Федоров, А. Ф. Зазовский, А. В. Татосов. Применение разработанной методологии рассматривается на примере задачи блокирования техногенной трещины для предотвращения раннего обводнения продукции добывающих скважин. В рамках *третьего пункта* разработанной методологии задача разбивается на две подзадачи: первую, в которой рассматривается транспорт суспензии по трещине, и вторую, в которой собственно

кольматация трещины описывается в виде скачка концентрации частиц, движущегося в обратном направлении к скважине.

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. Рассматриваются одномерный поток суспензии внутри трещины и отток несущей фазы в направлении, перпендикулярном трещине.

Физико-математическая модель включает законы сохранения массы фаз, законы сохранения импульса в виде закона Пуазейля для канала прямоугольного сечения и закона Дарси для оттока жидкости из трещины:

$$\frac{\partial(hw\alpha)}{\partial t} + \frac{\partial(hw\alpha v_m)}{\partial x} = 0 \quad (73)$$

$$\frac{\partial(hw(1-\alpha))}{\partial t} + \frac{\partial(hw(1-\alpha)v_m)}{\partial x} = -q_w \quad (74)$$

$$v_m = -\frac{w^2}{12\mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (75)$$

$$q_w = \frac{kk_{rwr}h_e}{\mu_w L} (P - P_r) \quad (76)$$

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.

Начальное и граничное условия соответствуют закачке суспензии в трещину:

$$\alpha(x > 0, t = 0) = 0; \alpha(x = 0, \forall t) = \alpha_0 \quad (77)$$

На скважине задаётся постоянное забойное давление в качестве граничного условия:

$$x = 0: P = P_w \quad (78)$$

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:

$$-\frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{x=0} = \frac{24kk_{rwr}h_e}{(1-\alpha_0)w^3Lh} \int_0^{l_f} (P - P_r) dx \quad (79)$$

В рамках *второго пункта* разработанной методологии проведено обезразмеривание записанной системы уравнений. Вводится новый безразмерный критерий D_f , характеризующий особенности массообмена трещины с пластом:

$$D_f = \frac{h(1-\alpha_0)}{2h_e \left(1 - e^{-l_f \sqrt{12kk_{rwr}h_e/(w^3Lh)}}\right)^2} \quad (80)$$

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. 19. Такое решение приводит к возникновению контактного разрыва концентрации дисперсных частиц. В работе показано, что структура решения для концентрации определяется безразмерным комплексом D_f . При $D_f > 1$ по всей длине трещины давление превышает пластовое и наблюдается отток несущей фазы в пласт, рис. 20. 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. 20. Однако значения $D_f < 1$ достигаются только при проницаемостях пласта порядка 10^{-10} м^2 , поэтому редко встречаются на практике.

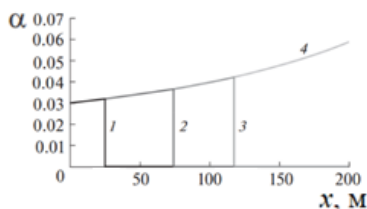


Рис. 19. Распределение концентрации частиц в трещине при $D_f > 1$ ($k = 10^{-13} \text{ м}^2$) в моменты времени 100 с (кривая 1), 300 с (кривая 2), 500 с (кривая 3), 900 с (кривая 4) для модельного пласта

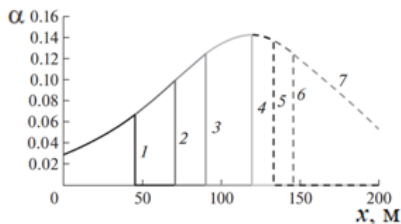


Рис. 20. Распределение концентрации частиц в трещине при $D_f < 1$ ($k = 1,6 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2$) в моменты времени 1, 2, 3 с (кривая 1), 2,5 с (кривая 2), 3,75 с (кривая 3), 6 с (кривая 4), 7 с (кривая 5), 8 с (кривая 6), 25 с (кривая 7) для модельного пласта

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:

$$(1 - \alpha^-) \frac{dx_f}{dt} + v_s^- \alpha^- = 0 \quad (81)$$

где x_f – координата фронта, v_s^- – скорость потока перед разрывом.

Результаты численного моделирования транспорта суспензии в трещине аппроксимируются с высокой точностью трендами в виде полиномов второго порядка $\alpha^-(x)$. Аналитическое решение с учетом полиномиальной аппроксимации численного решения обыкновенного дифференциального уравнения первого порядка (81) ищется в виде функции $t(x_f)$, для которой можно получить явную зависимость:

$$t = \int_{l_f}^{x_f} \frac{\mu_w \left(1 + 2e^{-x_f \sqrt{\frac{12k_w h_e}{w^3 L h}}} (B_f - 1) + e^{-2x_f \sqrt{\frac{12k_w h_e}{w^3 L h}}} \right) (\alpha^-(x_f) - 1)}{\sqrt{\frac{k_w w h_e}{12 L h}} \Delta P (1 - B_f) \left(1 - e^{-2x_f \sqrt{\frac{12k_w h_e}{w^3 L h}}} \right) \alpha^-(x_f)} dx_f \quad (82)$$

где введены обозначения

$$B_f = \frac{h(1 - \alpha_0)}{2h_e}, \quad k_w = k k_{rwr} \quad (83)$$

Интеграл в выражении (82) 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, соответствующего переднему фронту оторочки, рис. 21. 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. 21. Скорость разрыва концентрации дисперсных частиц замедляется, что показывает проблематичность полного блокирования трещины.

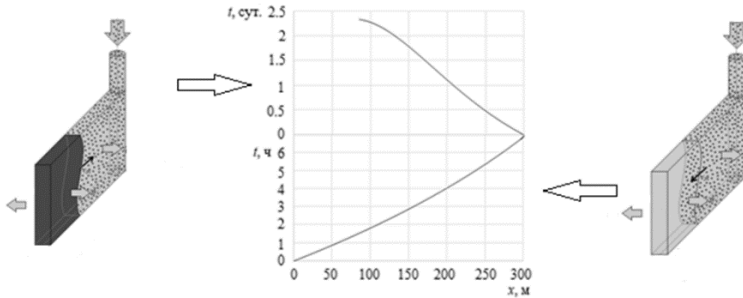


Рис. 21. Динамика заполнения трещины дисперсными частицами (нижняя кривая) и фронта кольматации (верхняя кривая)

Большинство практических задач подразумевает задание постоянного расхода закачки Q_{f0} на нагнетательной скважине. В этом случае граничное условие (78) выглядят следующим образом:

$$Q_{f0} = - \left. \frac{h w^3}{12 \mu_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=0} \quad (84)$$

В соответствии с *восьмым пунктом* разработанной комплексной методологии валидация разработанной модели проводилась путём сопоставления расчётной эффективной длины техногенной трещины с промысловыми данными

по одному из месторождений Западной Сибири. Результаты валидации приведены в таблице 1. Погрешность согласования расчётных и промысловых данных находится в пределах 10%.

Табл. 1. Результаты валидации модели блокирования техногенной трещины

№ скважины	Длина трещины, м	x_f по промысловым данным, м	x_f по расчётным данным, м	Погрешность, %
1	436	153	144	6
2	530	201	185	8
3	419	168	159	5

Таким образом, разработанная физико-математическая модель кольматирования техногенной трещины позволила выявить структуру решения задачи о блокировании трещины.

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 насыщенных 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 ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в научных изданиях, индексируемых базой данных Russian Science Citation Index (RSCI):

1. 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.

2. 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> (перевод 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).

3. 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> (перевод 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).

4. 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 (перевод 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).

Публикации в научных изданиях, индексируемых международными базами данных, перечень которых определён в соответствии с рекомендациями ВАК:

5. Fedorov K. M. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / K. M. Fedorov, A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev, A. V. Kobyashev, D. A. Anuriev // *Mathematics*. – 2021. – Vol. 9. – Issue 15. – P. 1727–1741. DOI: 10.3390/math9151727.

6. 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 (перевод 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).

7. 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 (перевод 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).

8. Smirnov A. S. Modeling the acidizing of a carbonate formation / A. S. Smirnov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // *Fluid Dynamics*. – 2010. – V. 45. – № 5. – P. 779 (перевод Смирнов А. С. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт / А. С. Смирнов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // *Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа*. – 2010. – № 5. – С. 114–122).

9. Анурьев Д. А. Анализ возможности блокирования трещин автоГРП суспензионной системой / Д. А. Анурьев, К. М. Фёдоров, 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. Фёдоров К. М. Процедура оптимизации технологии выравнивания профиля приёмности / К. М. Фёдоров, Р. М. Ганопольский, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // *Вестник Самарского университета. Естественная серия*. – 2023. – Т. 29. – № 1. – С. 74–88. DOI: 10.18287/2541-7525-2023-29-1-74-88.

14. 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>.

15. Кражев В. А. Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования / В. А. Кражев, Я. А. Кражев, А. Я. Гильманов,

А. П. Шевелёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 137–147. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/9/3579>.

16. 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.

17. 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. DOI: [10.18799/24131830/2022/6/3588](https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3588).

18. 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](https://doi.org/10.18799/24131830/2022/5/3489).

19. 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>.

20. 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> (перевод Фёдоров К. М. Определение констант адсорбции, удерживания и недоступного объёма пор на основе экспериментальных данных по фильтрации оторочки полимера в образце ядра / К. М. Фёдоров, Т. А. Поспелова, 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>).

21. 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> (перевод 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>).

22. Федоров К. М. К вопросу устойчивости фронтов вытеснения нефти из терригенных и карбонатных коллекторов / К. М. Федоров, Т. А. Поспелова, А. П. Шевелёв, Я. А. Кряжев, В. А. Кряжев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 69–72.

23. 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> (перевод Фёдоров К. М. 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>).

24. 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> (перевод 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>).

25. 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.

26. 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.

27. Valeev A. Design of WAG parameters / A. Valeev, A. Shevelev // *Society of Petroleum Engineers*. – 2017. – Conference Proceedings №SPE-187843-MS. – 8 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/187843-MS> (перевод 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. DOI: <https://doi.org/10.2118/187843-RU>).

28. 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.

29. 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.

30. Рублёв А. Б. Капиллярно-гравитационное равновесия в слоисто-неоднородных пластах / А. Б. Рублёв, А. Ю. Прохоров, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 6. – С. 43.

31. Rublev A. B. Some features of capillary – gravity equilibrium in layered strata / A. B. Rublev, A. Y. Prohorov, K. M. Fedorov, A. P. Shevelev // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – Conference Proceedings №SPE-136408-MS. – 5 p. DOI: <https://doi.org/10.2118/136408-MS> (перевод А. Б. Рублёв 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. DOI: <https://doi.org/10.2118/136408-RU>).

Публикации в научных изданиях из Перечня рецензируемых научных изданий:

32. 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.

33. 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. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-23-39.

34. 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.

35. 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104.

40. 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.

41. 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.

42. 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.

Публикации в других изданиях:

43. 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. Vydys, N. Morozovskiy // Gels. – 2022. – Vol. 8. – Issue 621. – P. 1–15. DOI: <https://doi.org/10.3390/gels8100621>.

44. 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. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-121-130.

Тезисы и материалы конференций:

45. 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.

46. Рублёв А. Б. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса / А. Б. Рублёв, К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, П. Т. Им // Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 32.

47. 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.

48. 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.

49. Гильманов А. Я. Математическое моделирование выравнивания профиля приёмытости 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.

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. 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.

54. 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.

55. 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 М. М. Фарздинова / отв. ред. Л.А. Габдрахманова. Уфа, 2021. С. 27.

56. 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.

57. 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.

58. 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.

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ:

59. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2020660010 Российской Федерации. Программа для расчёта технологических показателей парогравитационного дренажа / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров; заявители и правообладатели А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов. – № 2020660010; заявл. 30.07.2020; опубл. 26.08.2020 Бюл. №9. – 1 с.

60. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2021661776 Российской Федерация. Программа для расчёта параметров адсорбции и удерживания на основе данных по фильтрации оторочки полимера / Т. Н. Ковальчук, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, К. М. Фёдоров; заявители и правообладатели Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский государственный университет», Т. Н. Ковальчук, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв, К. М. Фёдоров. – № 2021661776; заявл. 16.06.2021; опубл. 15.07.2021. – 1 с.

61. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2022611127 Российской Федерация. Программа для расчёта двумерного распределения температуры при инициации процесса парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв. – № 2022611127; заявл. 10.01.2022; опубл. 19.01.2022. – 1 с.

62. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2022682499 Российской Федерация. Программа расчёта области неопределённости относительной фазовой проницаемости в системе нефть-вода-газ / А. Я. Гильманов, И. О. Дмитриев, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, И. О. Дмитриев, А. П. Шевелёв. – № 2022682499; заявл. 17.10.2022; опубл. 23.11.2022. – 1 с.

63. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2022683895 Российской Федерация. Программа для расчёта расходных характеристик теплоносителя в стволе скважины с учётом режимов течения / А. Я. Гильманов, А. В. Родионова, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, А. В. Родионова, А. П. Шевелёв. – № 2022683895; заявл. 20.11.2022; опубл. 08.12.2022. – 1 с.

64. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2023615719 Российской Федерация. Программа для расчета динамики блокирования техногенной трещины полимер-дисперсной смесью / А. Я. Гильманов, Г. К. Гусаков, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, Г. К. Гусаков, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв. – № 2023615719; заявл. 27.02.2023; опубл. 17.03.2023. – 1 с.

65. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2023615857 Российской Федерация. Программа для расчета снижения фильтрационно-емкостных свойств пласта с учетом явления коагуляции / А. Я. Гильманов, Е. Н. Архипова, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, Е. Н. Архипова, А. П. Шевелёв. – № 2023615857; заявл. 25.02.2023; опубл. 20.03.2023. – 1 с.

66. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2023667761 Российской Федерация. Программа для расчета оптимальных параметров пароциклического воздействия / А. Я. Гильманов, П. Н. Гуляев, П. С. Лагунов, И. Л. Михайлин, А. С. Петухов, А. П. Шевелёв; заявители и правообладатели А. Я. Гильманов, П. Н. Гуляев, П. С. Лагунов, И. Л. Михайлин, А. С. Петухов, А. П. Шевелёв. – № 2023667761; заявл. 08.08.2023; опубл. 17.08.2023. – 1 с.

Подписано в печать 05.03.2024. Тираж 200 экз.
Объем 2,0 уч.-изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 200

ТюмГУ-Press
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.
Тел.: (3452) 59-75-34, 59-74-81
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru