МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи

Чернова Анна Александровна

Исследование многофазной фильтрации при водогазовом воздействии на анизотропные нефтяные пласты с учетом гравитационных и капиллярных эффектов

Специальность 1.1.9 – «Механика жидкости, газа и плазмы»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Москва – 2025

Диссертация подготовлена на кафедре гидромеханики механико-математического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Научный руководитель – *Афанасьев Андрей Александрович – доктор физико-математических наук, член-корреспондент РАН, профессор РАН*

Официальные оппоненты – *Ильичев Андрей Теймуразович – доктор физико-математических наук, профессор, Математический институт имени В.А. Стеклова РАН, отдел механики, ведущий научный сотрудник*

Смирнов Николай Николаевич – доктор физико-математических наук, профессор, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, механико-математический факультет, кафедра газовой и волновой динамики, профессор

Урманчеев Саид Федорович – доктор физико-математических наук, профессор, Институт механики имени Р.Р. Мавлютова – обособленное структурное подразделение Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук, лаборатория «Механика многофазных систем», главный научный сотрудник

Защита диссертации состоится «6» июня 2025 г. в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета МГУ.011.5 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119192, Москва, Мичуринский проспект, д. 1, НИИ механики МГУ, кинозал.

E-mail: aero.natap@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на портале: https://dissovet.msu.ru/dissertation/3415/

Автореферат разослан « » 20 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат физико-математических наук Н.В. Попеленская

Общая характеристика работы

Актуальность темы исследования

Оптимизация добычи полезных ископаемых, в том числе нефти, – одна из актуальных проблем рационального недропользования и энергетики. Традиционной технологией является заводнение нефтяных пластов. Однако для ряда месторождений эта технология не является эффективной, так как коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 20–30%. В связи с этим актуально развитие методов увеличения нефтеотдачи. Одним из таких методов является водогазовое воздействие на нефтяные пласты. Водогазовое воздействие предполагает чередующуюся закачку в пласт воды и газа (Рисунок 1). В качестве вытесняющего газа может использоваться углекислый газ (CO_2). В этом случае повышение нефтеотдачи связано с тем, что газ растворяется в нефти, снижая ее вязкость и плотность, что в итоге приводит к ее более полному вытеснению. Однако закачка газа требует дополнительных расходов по сравнению с закачкой воды. Таким образом, с одной стороны, при закачке газа удается повысить КИН, с другой стороны, увеличиваются расходы на закачку и сепарацию CO_2 от добываемой нефти. В результате возникает проблема – поиск баланса между прибылью от дополнительно извлеченной нефти и расходами на закачку газа.

Применение водогазового воздействия осложняется неоднородным строением геологических пластов, многокомпонентным составом насыщающих их жидкостей и газов и фазовыми переходами. Неоднородное строение пластов, которое в ряде случаев можно охарактеризовать анизотропным распределением проницаемости, может снижать эффективность вытеснения нефти. Часто абсолютная проницаемость в горизонтальном направлении больше, чем в вертикальном, что приводит к снижению охвата пласта вытеснением. Нагнетаемая в пласт жидкость (или газ) может прорываться к добывающим скважинам по отдельным высокопроницаемым пропласткам, оставляя невытесненным значительный объем нефти.

Гравитационное расслоение жидкостей также может уменьшать коэффициент нефтеотдачи. Так как вода характеризуется более высоким значением плотности, чем нефть, то при заводнении нефтяного пласта вода может опускаться к его подошве, оставляя невытесненной нефть у кровли пласта. При закачке газа реализуется противоположная ситуация. Как более легкая по сравнению с нефтью фаза, газ поднимается к кровле пласта и вдоль нее прорывается к добывающим скважинам, оставляя неохваченными вытеснением области у подошвы пласта. Отмеченные гидродинамические эффекты в поле силы тяжести осложняются влиянием других механизмов переноса жидкостей, связанных, например, с капиллярной пропиткой пористой среды. Влияние капиллярного давления на эффективность вытеснения неоднозначно. С одной стороны, капиллярное давление может приводить к повышению охвата пласта вытеснением, а с другой стороны, может приводить к нежелательным последствиям, связанным

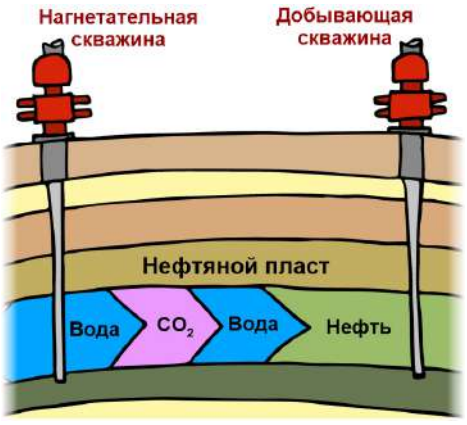

Рис. 1: Схема водогазового воздействия с чередующейся закачкой воды и газа.

с «размытием» фронтов вытеснения и ускоренным продвижением вытесняющей жидкости к добывающим скважинам.

Закачка CO_2 в нефтяные пласты также позволяет решить актуальную современную проблему по декарбонизации энергетических систем. Антропогенный фактор, связанный с выбросом продуктов горения в атмосферу, приводит к глобальному потеплению. При этом CO_2 является одним из основных парниковых газов и снижение его выбросов в атмосферу должно способствовать решению отмеченной климатической проблемы. Надежное захоронение CO_2 в нефтяных пластах является одним из перспективных способов уменьшения выбросов, декарбонизации существующих энергетических систем и построения низкоуглеродной энергетики.

Литературный обзор, проведенный в диссертации, показал, что влияние анизотропного распределения проницаемости пласта, гравитационного расслоения фаз, капиллярного давления и трехфазного течения на эффективность водогазового воздействия изучено недостаточно подробно, несмотря на практическую важность и значительное влияние указанных факторов на эффективность добычи и режимы вытеснения нефти.

Степень разработанности темы исследования

Ранее различные методы увеличения нефтеотдачи исследовались во многих работах. При водогазовом воздействии, как одном из методов увеличения нефтеотдачи, рассматривалось влияние и неоднородного строения пластов, и гравитационного расслоения фаз, и фазовых переходов, и капиллярного давления. Достаточно много работ посвящено многостадийному смешению. Однако влияние этих эффектов исследовалось по отдельности, то есть совместное влияние нескольких факторов на эффективность водогазового воздействия ранее не оценивалось. Помимо теоретических, есть достаточно много инженерных работ, в которых исследуются конкретные пласты. В таких работах авторов интересует эффективность водогазового воздействия в рамках сопряжения гидродинамического моделирования с экономическими оценками. Часто оценивается оптимальное отношение закачиваемых объемов воды и газа.

Более подробно степень разработанности темы исследования проанализирована в Обзоре литературы.

Цели и задачи работы

Основной целью данной работы является исследование факторов, влияющих на эффективность водогазового воздействия на нефтяные пласты, таких как анизотропное распределение проницаемости пласта, связанное с различными значениями абсолютной проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях, гравитационное расслоение фаз, капиллярное давление между различными фазами пластовой жидкости, положения нагнетательной и добывающей скважин и фазовые переходы.

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Определение критериев подобия, характеризующих влияние отмеченных выше факторов на процесс вытеснения;

2. Исследование режимов вытеснения из анизотропного пласта в поле силы тяжести в приближении фильтрации несмешивающихся несжимаемых жидкостей;

3. Проведение теоретического и численного анализа водогазового воздействия на нефтенасыщенные пласты при анизотропном распределении проницаемости, влиянии силы тяжести и капиллярных эффектов;

4. Сопряжение фильтрационной модели с экономическими соотношениями для расчета эффективности водогазового воздействия с учетом доходов и расходов на закачку воды и газа;

5. Разработка методов оптимизации водогазового воздействия на нефтяные пласты;

6. Исследование оптимальных стратегий закачки воды и газа при различных режимах вытеснения и экономических условиях;

7. Исследование влияния положений горизонтальных скважин на эффективность водогазового воздействия;

8. Исследование влияния фазовых переходов на эффективность водогазового воздействия.

Научная новизна работы

В диссертационной работе впервые получены следующие результаты:

1. Впервые проведена классификация режимов вытеснения из анизотропного пласта в поле силы тяжести. Показано, что возможны четыре предельных режима вытеснения, характеризующихся различным относительным влиянием силы Архимеда и анизотропного распределения проницаемости.

2. Впервые показано, что в ряде случаев количество критериев подобия, определяющих параметры течения, сокращается.

3. Впервые построены карты оптимальных положений горизонтальных скважин, позволяющих повысить коэффициент охвата пласта вытеснением и коэффициент извлечения нефти при водогазовом воздействии.

4. Предложен новый способ оптимизации водогазового воздействия на нефтяные пласты, который основан на использовании параметра подобия, характеризующего как физические, так и экономические процессы вытеснения.

5. Впервые показано, что продолжительность эксплуатации месторождения необходимо рассматривать как переменный параметр при оптимизации водогазового воздействия.

6. Предложен новый способ масштабирования оптимальных объемов закачки, полученных в одномерном моделировании фильтрации, с целью их применения к двумерным процессам вытеснения в анизотропных пластах.

Теоретическая и практическая значимость работы

В диссертации разработана теория вытеснения жидкости из анизотропного пласта с учетом силы тяжести и капиллярных эффектов, которая способствует развитию методов анализа многофазной фильтрации в различных приложениях. Теоретическая значимость данной работы обусловлена ее научной новизной. Проведение натурных экспериментов, связанных со смешивающимся вытеснением нефти, является дорогостоящим и трудозатратным, что повышает значимость проведенных численных расчетов.

Приведенные в диссертационной работе исследования дают представление о том, как будет происходить вытеснение нефти на месторождении с заданными параметрами жидкостей и пласта. Практическая значимость данной работы обусловлена тем, что ее результаты позволяют оценить возможные значения коэффициента извлечения нефти, коэффициента охвата пласта вытеснением, чистой приведенной стоимости, а также помогают определить, в каком количестве и порядке стоит закачивать воду и углекислый газ для оптимальной добычи нефти, как следует пробурить скважины для конкретного месторождения в зависимости от ожидаемого режима течения. Фактически, результаты диссертационной работы позволили сформулировать практические рекомендации о способах применения водогазового воздействия.

Методология и методы исследования

Исследование фильтрационных процессов проводилось на основе моделей, построенных с использованием законов и уравнений механики сплошных сред, механики многофазных сред и теории фильтрации. Для расчета фазовых превращений использовались методы термодинамического моделирования, основанные на кубическом уравнении состояния Соаве-Редлиха-Квонга. При выполнении диссертационной работы применялось численное (компьютерное) моделирование с использованием пакета программ MUFITS. Расчет течений проводился с применением метода конечных объемов. Для поиска оптимальных параметров водогазового воздействия применялись градиентные и безградиентные методы оптимизации.

Положения, выносимые на защиту

1. Классификация режимов вытеснения из анизотропного пласта в поле силы тяжести. Возможны четыре предельных режима вытеснения, характеризующихся различным относительным влиянием силы Архимеда и анизотропным распределением проницаемости. Параметры подобия, характеризующие течение в предельных режимах.

2. Способ оптимизации водогазового воздействия на нефтяные пласты, который основан на использовании параметра подобия, характеризующего как физические процессы вытеснения из пористой среды, так и экономические показатели.

3. Оценки для оптимальных параметров водогазового воздействия на нефтяные пласты при различных стратегиях закачки, режимах вытеснения, ценах на нефть и положениях нагнетательной и добывающей скважин.

Достоверность и апробация результатов

Достоверность полученных результатов обусловлена применением классических моделей гидромеханики, теории фильтрации, использованием тщательно протестированных пакетов программ, контролем сходимости и устойчивости численных решений. При проведении расчетов проверена сеточная сходимость и независимость используемых численных методов.

Основные результаты, полученные в работе, докладывались на следующих конференциях:

1. XIII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики (2023);
2. Всероссийская конференция молодых ученых-механиков (2019–2024);
3. Международная школа-конференция «Актуальные проблемы механики» (2022, 2024);
4. Всероссийская конференция «Пермские гидродинамические научные чтения» (2023);
5. Всероссийская школа-конференция молодых ученых «Проблемы механики: теория, эксперимент и новые технологии» (2023, 2024);
6. Всероссийский научный симпозиум по проблемам аэромеханики и газовой динамики, посвящённый 100-летию со дня рождения академика Горимира Горимировича Чёрного (2023);
7. European Geosciences Union General Assembly (2021);
8. Конференция-конкурс молодых ученых НИИ механики МГУ (2018–2024);
9. Научная конференция «Ломоносовские чтения», секция механики (2020–2024);
10. IV Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа» (2021);
11. Молодежная международная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (2022, 2024);
12. III Международная научно-практическая конференция ООО Лукойл-Инжиниринг «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (2021);
13. Научно-техническая конференция «Цифровые технологии в добыче углеводородов: цифровая прозрачность» (2022).

Полученные результаты были отмечены дипломами:

1. конференции-конкурса молодых ученых НИИ механики МГУ (**1 степени** (2022, 2023), **3 степени** (2024));
2. за лучшую работу аспиранта конференции-конкурса молодых ученых НИИ механики МГУ (**1 степени** (2023), **2 степени** (2020, 2021));

3. за лучшую работу студента на Всероссийской конференции молодых ученых-механиков МГУ (**2 степени** (2020));

4. за лучшую работу аспиранта на Всероссийской конференции молодых ученых-механиков МГУ (**1 степени** (2023), **2 степени** (2022, 2024));

5. за победу в конкурсе на лучший доклад среди студентов, аспирантов и молодых ученых IX Всероссийской конференции «Пермские гидродинамические научные чтения» (2023);

6. **за III место** на XII Молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и приемственность» (2024).

Полученные результаты автора диссертации также были отмечены стипендией МГУ для молодых сотрудников, аспирантов и студентов, добившихся значительных результатов в педагогической и научно-исследовательской деятельности (2020, 2022, 2023, 2025).

Результаты диссертации докладывались и обсуждались на семинаре НИИ механики МГУ имени А.Г. Куликовского и А.А. Бармина под руководством проф. В.П. Карликова, проф. А.Н. Осипцова, чл.-корр. РАН А.А. Афанасьева и д. ф.-м. н. Н.В. Никитина и на научно-исследовательском семинаре кафедры газовой и волновой динамики под руководством академика РАН Р.И. Нигматулина, проф. Н.Н. Смирнова и проф. А.В. Звягина. Полученные в диссертации результаты содержатся в научно-квалификационной работе на тему: «Исследование водогазового воздействия на нефтяные пласты», которая была защищена автором при окончании аспирантуры механико-математического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.

Публикации соискателя по теме диссертации

Основные результаты диссертации изложены в 6 печатных работах, из них в 4 статьях, опубликованных в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Web of Science и/или Scopus.

Личный вклад

Представленные в диссертации результаты получены лично соискателем и в соавторстве с научным руководителем. Автор участвовал в формулировке постановки задач, планировании и обсуждении результатов численных расчетов, интерпретации результатов и написании статей. Проведение расчетов и подготовка результатов к публикации осуществлялись лично автором диссертации. 9/10 всех графиков и таблиц, представленных в работе, автор построил лично. Положения, выносимые на защиту, получены лично соискателем. Постановки задач принадлежат научному руководителю.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, обзора литературы, четырех глав и заключения. В работе содержится 53 рисунок, 1 таблица и 116 библиографических ссылок. Общий объем работы составляет 139 страницы.

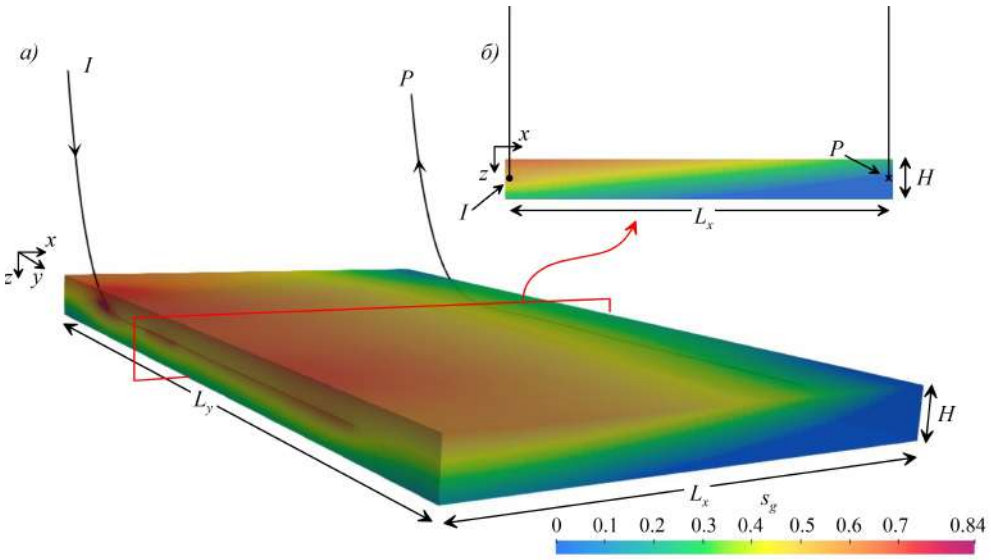

Рис. 2: Демонстрационная 3D модель нефтяного пласта, разрабатывающегося парой горизонтальных скважин I и P ($а$) и срез пласта плоскостью y =const ($б$). Диссертация посвящена решению двумерных задач фильтрации в подобной плоскости.

Содержание работы

Во **Введении** приводится обоснование актуальности темы проводимых в работе исследований и дается обзор степени разработанности темы, ставятся цели и задачи работы, описывается новизна работы, ее теоретическая и практическая значимость, а также личный вклад соискателя в результаты, представленные в диссертации.

Далее приводится **Обзор литературы**. В нем представлено историческое развитие исследований в области фильтрации, дается обзор методов гидродинамического моделирования, применяющегося в нефтегазовой отрасли, описаны различные методы увеличения нефтеотдачи и сформулированы результаты исследований, которые ранее проводились для анализа водогазового воздействия.

Глава 1 посвящена общему описанию задач, исследуемых в данной работе в Главах 2 – 4. В **Разделе 1.1** описана постановка задачи, связанная с исследованием вытеснения между двумя горизонтальными скважинами, вскрывающими нефтяной пласт (Рисунок 2). В **Разделе 1.2** приведена замкнутая система уравнений, описывающая течения нефти, воды и газа между скважинами. Модель построена в предположении изотермической фильтрации и локального термодинамического равновесия. Нефть моделируется n-компонентной жидкостью, несмешивающейся с водой. Законы сохранения массы углеводородных (УВ) компонент, углекислого газа и воды и закон Дарси записаны в следующем виде:

$$\partial_t\left(\phi\left(\rho_g c_{g(i)} s_g + \rho_o c_{o(i)} s_o\right)\right) + \nabla\cdot\left(\rho_g c_{g(i)}\boldsymbol{u}_g + \rho_o c_{o(i)}\boldsymbol{u}_o\right) = 0, \quad i = 1,\ldots,n \tag{1}$$

$$\partial_t\left(\phi\rho_w s_w\right) + \nabla\cdot\left(\rho_w \boldsymbol{u}_w\right) = 0 \tag{2}$$

$$\boldsymbol{u}_j = -\boldsymbol{k}\frac{k_{rj}}{\mu_j}\cdot(\nabla p_j - \rho_j \mathbf{g}), \quad j = g, o, w \tag{3}$$

где $\partial_t = \partial / \partial t$, ϕ – пористость, ρ – плотность, $c_{j(i)}$ – массовая концентрация i-ой компоненты в j-ой фазе, s – насыщенность, $\boldsymbol{u}$ – скорость фильтрации Дарси, $\boldsymbol{k} = \mathrm{diag}\{k_x, k_y, k_z\}$ – тензор абсолютной проницаемости, k_{rj} – относительная проницаемость j-ой фазы, μ – динамическая вязкость, p – давление, $\boldsymbol{g}$ – ускорение свободного падения, n – количество компонент УВ смеси. Индексы (i) и j обозначают параметры i-ой компоненты и j-ой фазы, а индексы g, o и w – фазы газа, нефти и воды, соответственно.

Для замыкания системы уравнений в диссертации приведены дополнительные алгебраические уравнения для фазовых давлений и относительных фазовых проницаемостей. Для расчета теплофизических параметров смеси УВ компонент и углекислого газа используется уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга. Это уравнение позволяет по заданным давлению, температуре и компонентному составу смеси рассчитать все параметры ее многофазного термодинамического равновесия.

В **Разделе 1.3** представлены начальные и граничные условия задачи. Все границы рассматриваемой области непроницаемы. Давление в начальный момент времени, $t = 0$, имеет гидростатическое распределение. Предполагается, что имеется три УВ компоненты: метан (CH_4), гексан (C_6H_{14}) и гексадекан ($C_{16}H_{34}$). В начальный момент времени пласт насыщен нефтью заданного состава (20% метана и по 40% гексана и гексадекана) и водой при неснижаемой насыщенности s_{wc}.

В **Разделе 1.4** описаны стратегии закачки и их обозначения. Водогазовое воздействие предполагает переменную и/или одновременную закачку воды и газа. Периоды закачки воды обозначаются W, а газа – G. Тогда стратегия, при которой сначала закачивается газ, а затем вода, обозначается GW, а стратегия, при которой закачивается сначала вода, а затем газ, – WG. Стратегии, предполагающие непрерывную закачку воды или газа, обозначаются символами W или G соответственно. В каждой стратегии закачиваемый газ представляет собой чистый CO_2.

В **Разделе 1.5** приведена демонстрационная 3D модель нефтяного пласта, разрабатывающегося парой горизонтальных скважин (Рисунок 2). Здесь продемонстрировано, что распределение параметров течения в поперечном сечении, перпендикулярном горизонтальным скважинам, слабо зависит от выбора этого сечения, следовательно удобно перейти к плоской постановке задачи, которая описана в **Разделе 1.6** (Рисунок 3). Таким образом, в диссертации рассматривается двумерная постановка задачи фильтрации в области Ф, $(x, z) \in [0, L] \times [0, H]$, описывающей срез пласта между нагнетательной и добывающей скважиной. Здесь L – длина рассматриваемой области, а H – мощность пласта. Скважины задаются как источник I и сток P малого радиуса, расположенные

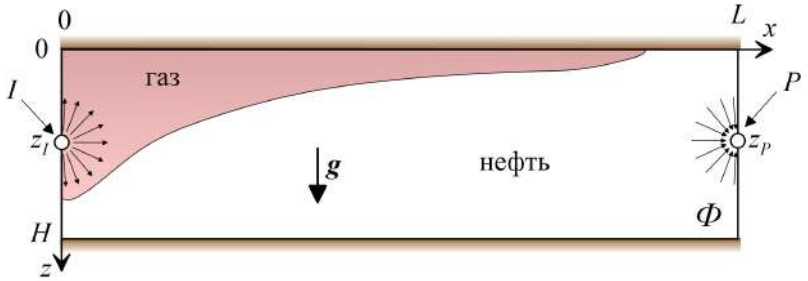

Рис. 3: Схема двумерной постановки задачи в сечении, описывающем срез пласта между двумя горизонтальными скважинами.

при $x = 0$, $z = z_I$ и $x = L$, $z = z_P$ соответственно. Все границы, кроме источника и стока, непроницаемы. Через источник закачивается вода и углекислый газ с заданным расходом Q. На стоке поддерживается начальное пластовое давление.

В **Разделе 1.7** дается краткое резюме результатов, приведенных в **Главе 1**.

В **Главе 2** приводятся результаты исследования влияния гравитационного расслоения фаз, анизотропного распределения проницаемости, капиллярных эффектов, контраста подвижности фаз и положений нагнетательной и добывающей скважин на эффективность вытеснения в пористой среде. В этой главе подробно исследуется случай двухфазной фильтрации, например, вытеснение нефти только водой или только газом. Предполагается, что вытесняющая и вытесняемая жидкости являются несжимаемыми несмешивающимися жидкостями. В **Разделе 2.1** показано, что в этом случае система уравнений, приведенная в Главе 1, сводится к виду:

$$\phi \partial_t \left(s_j\right) + \boldsymbol{\nabla} \cdot \boldsymbol{u}_j = 0, \qquad j = i, d \tag{4}$$

$$\boldsymbol{u}_j = -\boldsymbol{k} \frac{k_{rj}(s_i)}{\mu_j} \cdot \left(\nabla p_j - \rho_j \mathbf{g}\right) \tag{5}$$

$$s_d + s_i = 1, \qquad p_i - p_d = p_c(s_i) \tag{6}$$

$$k_{ri}(s_i) = k_{ri,\max} {s_i}^2, \qquad k_{rd}(s_i) = (1 - s_i)^2, \qquad p_c(s_i) = p_{c,\max} s_i \tag{7}$$

где $\boldsymbol{k} = \mathrm{diag}\{k_x, k_z\}$ – тензор абсолютной проницаемости, p_c – капиллярное давление, $k_{ri,\max}$ – максимальное значение относительной фазовой проницаемости, а $p_{c,\max}$ – максимальное капиллярное давление. Индексы i и d обозначают параметры закачиваемой (injected) и вытесняемой (displaced) жидкостей, соответственно. Предполагается, что обе жидкости и матрица пористой среды – несжимаемые среды, т.е. $\rho, \phi, \boldsymbol{k} = \mathrm{const}$. Главные направления тензора проницаемости выровнены по осям x и z, а главные значения равны k_x и k_z, соответственно. Вязкости жидкостей также полагаются константами. Уравнения (4) – законы сохранения массы каждой из жидкостей, уравнение (5) – закон Дарси, уравнения (6) – замыкающие соотношения для насыщенностей фаз и их давлений, уравнения (7) задают относительные фазовые проницаемости $k_{ri}(s_i)$ и $k_{rd}(s_i)$ и кривую капиллярного давления $p_c(s_i)$.

Все границы области Ф непроницаемые. Это означает, что всюду на границе области Ф, кроме выколотых точек при $x = 0$, $z = z_I$ и $x = L$, $z = z_P$, соответствующих источнику и стоку, нормальная компонента скорости равна нулю, т.е.

$$\boldsymbol{u}_j \cdot \boldsymbol{n} = 0, \quad j = i, d \quad \text{при} \quad x = 0,\ z \neq z_I; \quad x = L,\ z \neq z_P \quad \text{и} \quad z = 0, H \tag{8}$$

где $\boldsymbol{n}$ – нормальный к границе области Ф вектор.

Жидкость i закачивается через источник с заданным расходом Q. Так как жидкости i и d несжимаемы, то суммарный расход стока для обеих жидкостей равен $-Q$, т.е. по абсолютной величине он равен расходу источника.

В **Разделе 2.1** также определены коэффициенты эффективности вытеснения:

$$R(t) = \frac{1}{\phi LH}\int_{\Phi} s_i \, d\mathrm{V}_{por}, \qquad E_v(t) = \frac{1}{\phi LH}\int_{\Phi} \alpha(x,z,t)\, d\mathrm{V}_{por} \tag{9}$$

где ϕLH – объем порового пространства в области Ф, а $d\mathrm{V}_{por}$ – дифференциал порового объема. При фиксированных x, z и заданном t величина α равна 1, если $s_i > 0$ в некоторый момент времени t' меньший, чем t. В ином случае, $\alpha = 0$. Коэффициент извлечения нефти R равен количеству жидкости d, извлеченной к моменту времени t. Коэффициент охвата пласта вытеснением E_v характеризует долю пласта, охваченная жидкостью i.

В **Разделах 2.2.1-2.2.5** описаны характерные масштабы параметров течения и предложены критерии подобия:

$$\begin{gathered} \mathrm{Gr} = \frac{\mu_d LQ}{\Delta\rho g k_x H^2}, \qquad \mathrm{Ca} = \frac{\mu_d LQ}{p_{c,\max} k_x H}, \qquad \Pi = \frac{p_{c,\max}}{\Delta\rho g H}, \\ \Gamma = \frac{Q\mu_d}{k_z \Delta\rho g L}, \qquad A = \frac{L}{H}\sqrt{\frac{k_z}{k_x}}, \qquad M = k_{ri,\max}\frac{\mu_d}{\mu_i}, \end{gathered} \tag{10}$$

где $\Delta\rho = \rho_d - \rho_i$ – разность плотностей жидкостей d и i.

Критерий подобия Gr характеризует величину перепада давления между границами $x = 0$ и $x = L$ по сравнению с перепадом давления между границами $z = 0$ и $z = H$ в гидростатическом равновесии. Число Ca характеризует протяженность переходной зоны фронта вытеснения, движущегося от $x = 0$ к $x = L$, которая связана с действием капиллярных сил. Параметр подобия П характеризует протяженность зоны пропитки в капиллярно-гравитационном равновесии жидкостей d и i. Число Г характеризует доминирующее направление течения на некотором расстоянии от границ. Критерий подобия A характеризует анизотропное распределение проницаемости. Параметр M характеризует отношение подвижностей фаз.

В **Разделе 2.2.6** основные уравнения (4)–(7) записаны в безразмерном виде. Показано, что в них содержатся только представленные выше критерии подобия. Так как эти параметры связаны следующим соотношением:

$$\mathrm{Gr} = \Gamma A^2 = \Pi\mathrm{Ca}, \tag{11}$$

то среди предложенных параметров подобия выбраны четыре независимых Г, A, П и M в качестве переменных для дальнейших исследований.

В **Разделе 2.2.7** предложена фазовая плоскость {Г, A} и выделена область параметров, представляющая интерес для геофизических приложений (Рисунок 4).

Раздел 2.3 посвящен описанию предельных режимов, соответствующих большим и малым значениям Г и A, соответствующих угловым зонам на фазовой плоскости (Рисунок 4). Для этих режимов представлено описание в общем виде, а также показано, как меняется течение при увеличении капиллярного давления и изменении положений источника и стока.

В **Разделе 2.3.2** описан режим одномерного течения от источника к стоку, соответствующий вытеснению из пласта малой мощности H (Рисунок 5*а*; Г, $A \gg 1$). В этом случае во всей области Ф, за исключением близких к ее границам зон, параметры течения, в частности распределений

насыщенностей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, слабо зависят от вертикальной координаты, поэтому этот режим обозначается 1D.

В **Разделе 2.3.3** описан режим вытеснения с образованием ярко выраженного плюма закачиваемой жидкости (Рисунок 5*б*; $\Gamma \ll 1$, $A \gg 1$). При $\Gamma \ll 1$ сила Архимеда значительно влияет на течение от $x = 0$ к $x = 1$, поэтому жидкость i всплывает к верхней границе $z = 0$ и растекается под ней. Таким образом, образуется перевернутый гравитационный поток из жидкости i. Важным результатом этого раздела является вывод о том, что в режиме PF течение зависит только от параметра $\mathrm{Gr} = \Gamma A^2$, а не по отдельности от A и Γ.

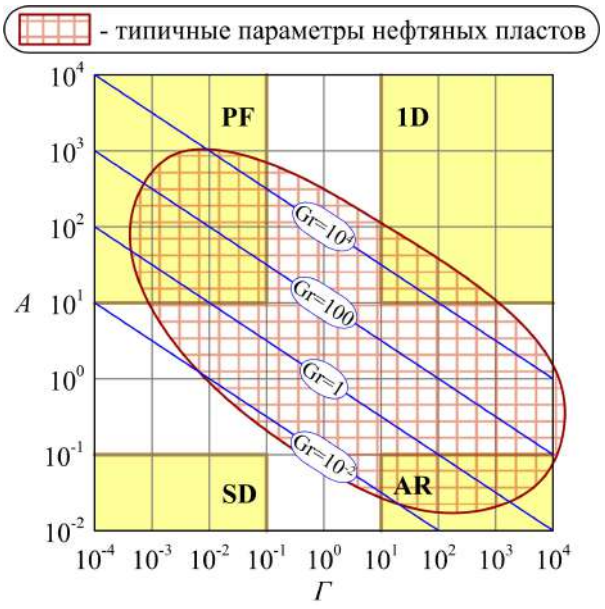

Рис. 4: Фазовая плоскость. Желтым цветом выделены зоны режимов 1D, PF, AR и SD. Красным цветом выделена и заштрихована область, представляющая интерес для геофизических приложений.

В **Разделе 2.3.4** описан режим AR (anisotropic reservoir), сопровождающийся «кинжальным» прорывом закачиваемой жидкости к добывающей скважине. Этот режим соответствует вытеснению из анизотропного пласта, характеризующегося высокой проницаемостью в горизонтальном направлении и низкой проницаемостью в вертикальном направлении, а также малым влиянием силы Архимеда (Рисунок 5*в*; $\Gamma \gg 1$, $A \ll 1$). При положении нагнетательной и добывающей скважины на глубине $z = 1/2$ вытесняющая жидкость быстро прорывается от источника к стоку вдоль линии $z = 1/2$ из-за высокой проницаемости в горизонтальном направлении. При этом значительные области пласта у границ $z = 0$ и $z = 1$ остаются не охваченными вытеснением, так как при $\Gamma \gg 1$ влияние силы Архимеда мало и эта сила не приводит к значительному перемещению жидкости i вверх от уровня $z = 1/2$. Важным результатом этого раздела является вывод о том, что течение в режиме AR характеризуется только критерием A. Показано, что в режиме AR течение и охват пласта вытеснением в значительной степени зависят от положений I и P: чем больше разница глубин $|z_I - z_P|$, тем выше эффективность.

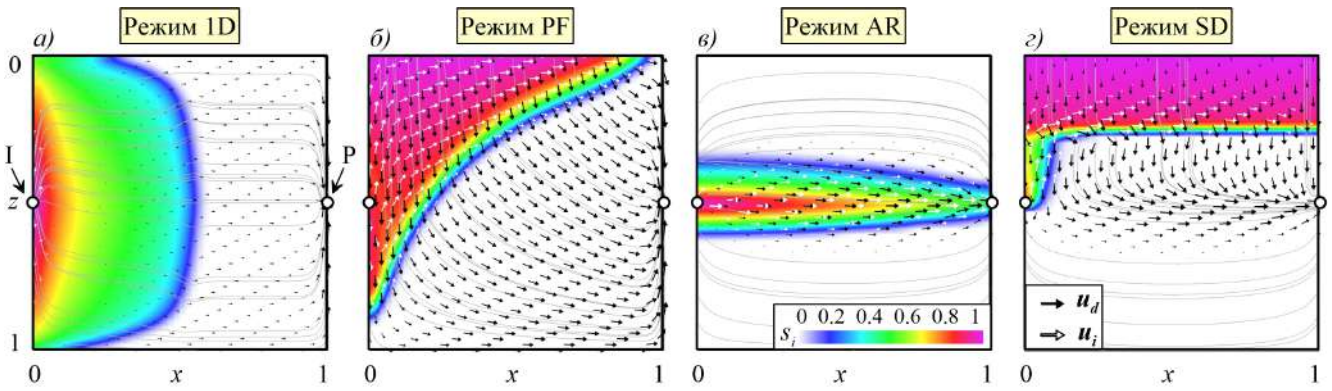

Рис. 5: Предельные случаи 1D, PF, AR и SD (*а–г* соответственно). Предполагается, что скважины расположены при $z = 1/2$ (случай положения скважин CC).

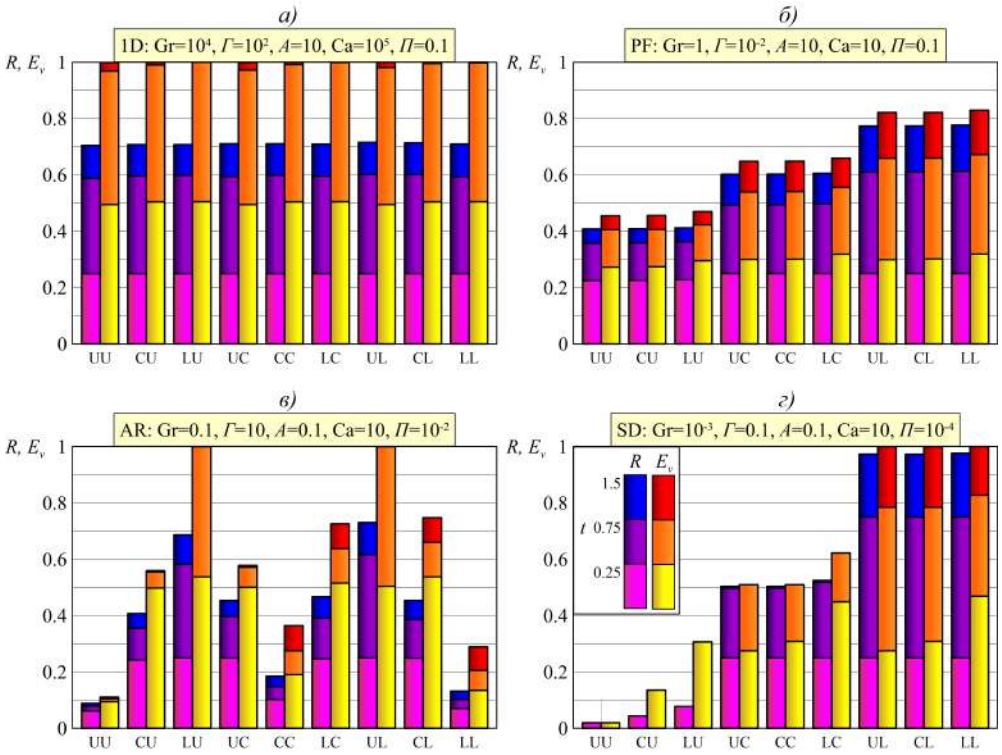

Рис. 6: Значения коэффициента извлечения нефти R и коэффициента охвата пласта вытеснением E_v для различных положений I и P в режимах 1D, PF, AR и SD (*а–г* соответственно). Возрастающая высота столбцов соответствует $t = 0.25$, 0.75 и 1.5.

В **Разделе 2.3.5** описан режим вытеснения SD (stratified displacement) в условиях ярко выраженной стратификации жидкостей (Рисунок 5*г*; Γ, $A \ll 1$). Малое значение Γ приводит к быстрому перемещению жидкости i от источника I к кровле пласта $z = 0$. Из-за высокой проницаемости k_x (при малом A) жидкость i скапливается у кровли в виде горизонтального слоя $s_i \approx 1$, толщина которого растет со временем по мере закачки жидкости i. В результате фронт вытеснения перемещается сверху вниз. Он останавливается в тот момент, когда жидкость i достигает уровня $z = z_P$ и прорывается к стоку P. Следовательно, для режима SD важно положение добывающей скважины, так как чем глубже она расположена, тем позже слой закачиваемой жидкости достигнет добывающей скважины и тем больше будет охват пласта вытеснением. При высоком капиллярном давлении (то есть при больших П) капиллярная пропитка приводит также к охвату зоны $z > z_P$.

В **Разделе 2.3.7** приведены карты эффективности вытеснения при различных значениях критериев Γ и A, малом влиянии капиллярного давления и фиксированных положениях источника и стока при $z = 1/2$. Показано, что в таком случае коэффициенты R и E_v увеличиваются с параметром Gr. Наименьшие значения коэффициентов эффективности достигаются в режиме AR, а наибольшие – в режимах 1D и PF.

В **Разделе 2.4** оцениваются оптимальные положения источника и стока при различных значениях Γ, A и П. Рассматриваются три положения скважин: у кровли (U), в центре (C) и у подошвы (L) пласта. Далее двухбуквенной аббревиатурой XY, где X,Y= U, C, L, обозначается положение источника и стока. Первая буква X соответствует положению источника I, а вторая буква Y соответствует положению стока P. Например, если XY=CC, то и I, и P располагаются на глубине $z = 1/2$. В **Разделах 2.4.1 – 2.4.4** описано влияние положений скважин на эффективность вытеснения в режимах

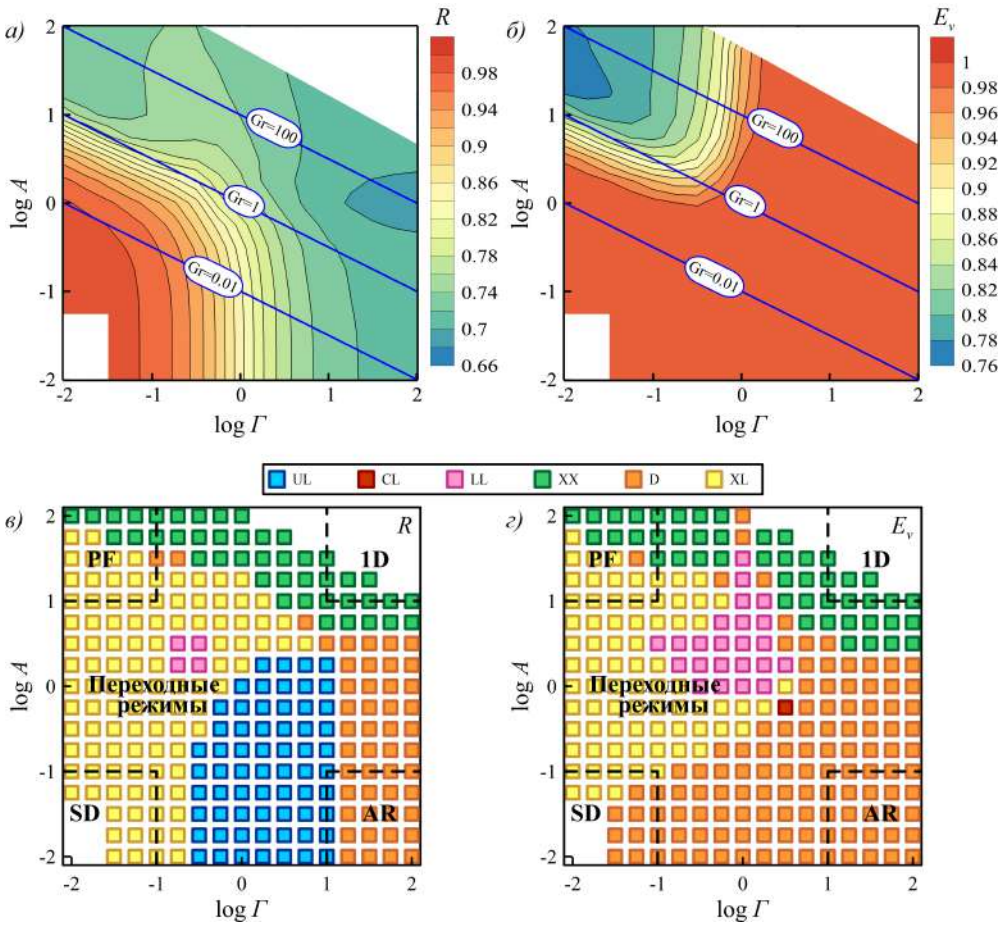

Рис. 7: Карты максимальных R и E_v (*а* и *б*) и оптимальных положений, при которых достигаются эти максимумы (*в* и *г* соответственно). Результаты приведены при П = 0.1 и $t = 1.5$.

1D, PF, AR и SD соответственно (Рисунок 6). Так, например, в режиме PF (Рисунок 6*б*) столбцы, соответствующие значениям коэффициентов эффективности в разные моменты времени, группируются по обоим коэффициентам эффективности в три отдельные группы XU, XC и XL, где X – любое положение нагнетательной скважины, а положение добывающей скважины фиксировано. Это значит, что в режиме PF положение нагнетательной скважины незначительно влияет на эффективность вытеснения, а положение добывающей скважины имеет определяющее значение. Для достижения высоких коэффициентов эффективности добывающую скважину следует располагать у подошвы пласта. В диссертации такой анализ оптимальных положений скважин проведен для всех предельных режимов.

В **Разделе 2.4.5** приведены результаты расчетов для переходного режима ($\Gamma = A = 1$). Показано, что в этом случае оптимизация осложняется и группировки положений источника и стока не наблюдается.

В **Разделах 2.4.6** и **2.4.7** построены карты максимальных значений коэффициентов эффективности и соответствующих оптимальных положений источника и стока, при которых достигаются эти максимумы. При П = 0.1 на Рисунках 7*а* и *б* показано максимальное значение коэффициента извлечения нефти и коэффициента охвата пласта вытеснением. Рисунках 7*в* и *г* показаны соответствующие положения нагнетательной и добывающей скважин. Продемонстрировано, что при правильном выборе положений скважин большего значения коэффициентов эффективности

можно достичь при меньшем Gr. В диссертации также построены карты при большем капиллярном давлении (П = 1), которые отличаются от карт, изображенных на Рисунке 7, лишь некоторыми деталями. Следовательно, изменение параметра П от 0.1 до 1 не приводит к значительным изменениям оптимальных положений нагнетательной и добывающей скважин.

В **Разделе 2.4.8** приводятся результаты исследования влияния контраста подвижностей фаз на процесс вытеснения, то есть в этом разделе оценено влияние параметра подобия M. Показано, что в режиме PF гравитационное расслоение фаз увеличивается с M. В режиме AR коэффициент охвата пласта вытеснением незначительно зависит от M, а коэффициент извлечения жидкости d уменьшается с ростом M.

В **Разделе 2.5** приводятся выводы к **Главе 2**.

В **Главе 3** исследовано влияние фазовых переходов на эффективность водогазового воздействия в режиме 1D. Определены наиболее целесообразные стратегии закачки воды и CO_2, то есть определены объемы и порядок закачиваемых воды и углекислого газа для достижения максимальной рентабельности воздействия.

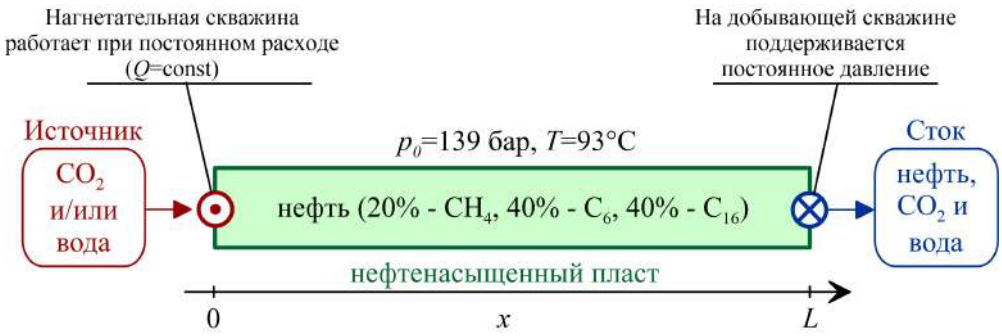

Рис. 8: Схема одномерной постановки задачи.

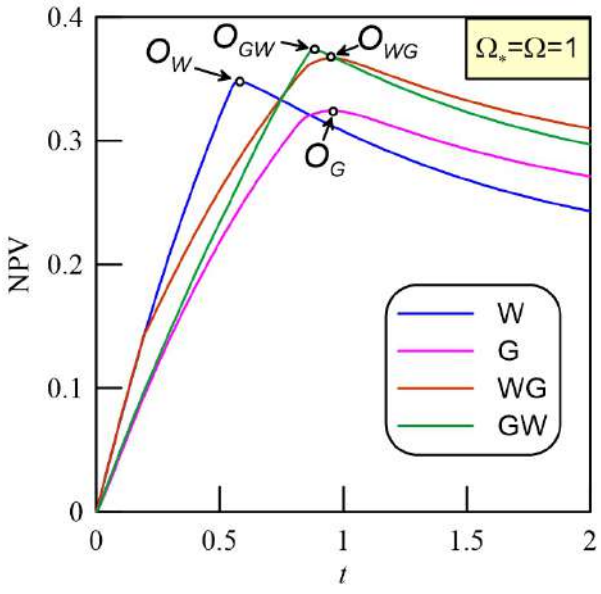

Рис. 9: NPV в зависимости от безразмерного времени для стратегий, отдельно оптимизированных в соответствии с критерием (14) при Ω = 1.

В **Разделе 3.1** описана одномерная постановка задачи фильтрации с учетом фазовых переходов CO_2 и углеводородных компонент между газом и нефтью (Рисунок 8). В режиме 1D распределение насыщенностей жидкостей не зависит от вертикальной координаты z, поэтому силой тяжести можно пренебречь. Также предполагается, что капиллярные эффекты малы и во всех фазах можно ввести одинаковое давление p. В этом случае в системе уравнений и начальных и граничных условиях, приведенных в Главе 1, остаются ненулевыми только производные по координате x. Также в законе Дарси (5) второе слагаемое, отвечающее за силу тяжести, пропадает.

Для оценки эффективности водогазового воздействия предложено использовать чистую приведенную стоимость, которая включает в себя различные доходы и расходы при закачке воды и газа в нефте-

насыщенный пласт. В отличие от коэффициента извлечения нефти и коэффициента охвата пласта вытеснением, чистая приведенная стоимость не является монотонно возрастающей функцией времени в течение всего срока эксплуатации месторождения. В некоторый момент времени она достигает максимума, что позволяет однозначным образом определить эффективность стратегии (Рисунок 9).

В **Разделе 3.2** введены безразмерные переменные, характеризующие процесс вытеснения. Одна из таких переменных – безразмерная чистая приведенная стоимость NPV. Показано, что NPV фактически зависит только от Ω – нового критерия подобия, впервые предложенного в диссертации:

$$\Omega = \frac{Q t_{ds}}{V_{hc}} \frac{1}{\ln(1+D)} \tag{12}$$

где Q – объемный расход вытесняющих жидкостей, t_{ds} — период дисконтирования, $V_{hc} = (1 - s_{wc})\phi SL$ – объем порового пространства, первоначально занятый нефтью, S – площадь поперечного сечения, а D – ставка дисконтирования. Параметр Ω характеризует как физические, так и экономические процессы, связанные с вытеснением. С одной стороны, большие значения Ω соответствуют более быстрой закачке (т.е. большему Q) и более низкой ставке дисконтирования D, тогда как малые значения Ω соответствуют более медленной закачке и более высокому D.

Предложена фазовая плоскость $\{1/\Omega, t\}$ (Рисунок 10), где t – количество закачанных поровых объемов (при Ω = const фактически t – безразмерное время). В такой плоскости удобно сравнивать эффективность стратегий. Заштрихованная область $1/\Omega < 1/\Omega_*$ соответствует очень высоким скоростям закачки, которые могут быть недостижимы на определенных месторождениях из-за ограниченной проницаемости. Области вблизи осей координат соответствуют коротким продолжительностям разработки месторождения, тогда как верхняя правая область плоскости соответствует большим продолжительностям τ, где $\tau = t/\Omega$ – безразмерная продолжительность закачки.

Стандартный подход к оптимизации разработки месторождений предполагает выбор фиксированных значений для продолжительности разработки. В диссертации предложен альтернативный критерий оптимизации, в котором время разработки не фиксируется, а является дополнительной переменной. Таким образом, проведено сравнение стратегий, оптимизированных по двум различным критериям:

$$\mathrm{NPV}_\tau: \quad \mathrm{NPV}(\tau) \to \max, \quad \text{где} \quad \tau = \tau_{end} \tag{13}$$

$$\mathrm{NPV}_*: \quad \mathrm{NPV}(\tau) \to \max, \quad \text{где} \quad 0 \le \tau < \infty \tag{14}$$

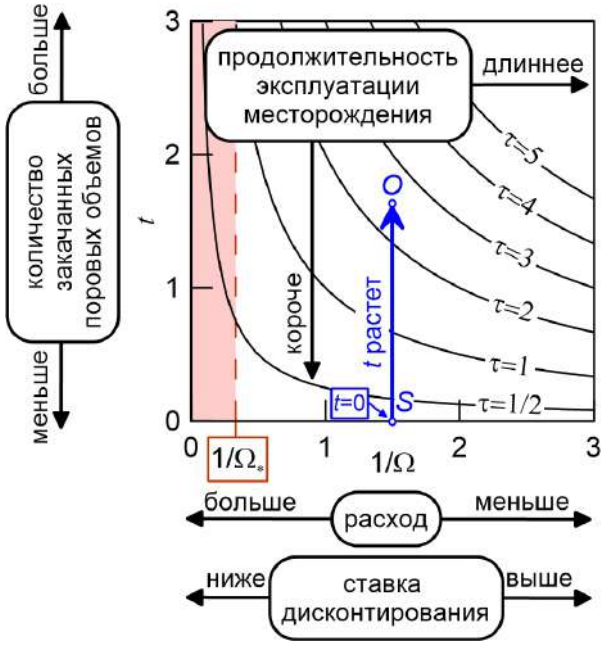

Рис. 10: Фазовая плоскость. Отрезок SO соответствует стратегии при Ω = const. Закрашенная область $\Omega > \Omega_*$ соответствует большим скоростям закачки, которые могут быть не достижимы из-за ограничений на приемистость эксплуатационной скважины.

Показано, что рассмотрение продолжительности эксплуатации месторождения как переменной величины позволяет найти более эффективные стратегии вытеснения и достичь более высоких значений NPV.

В **Разделе 3.3** приводятся результаты расчета оптимальных стратегий вытеснения. Рассмотрен пример многостадийного смешения при закачке газа в нефтенасыщенный пласт. Показано, что образуется сложная последовательность разрывов и волн Римана. Сначала вытесняется нефть, обогащенная более легкой компонентой, затем промежуточной, а на заключительных этапах вытеснения – тяжелой.

На Рисунке 9 построены типичные графики изменения NPV со временем t для каждой оптимальной стратегии W, G, WG и GW при $\Omega = 1$. Точки O_W, O_G, O_{WG} и O_{GW} соответствуют максимальному NPV, которого возможно достичь для соответствующей стратегии. Каждая кривая на Рисунке 9 выходит из начала координат и возрастает, пока сохраняется высокий дебит нефти. Поскольку закачка воды обходится дешевле, чем закачка CO_2, функции NPV(t) для стратегий W и WG, предполагающих закачку воды на первом этапе, растут быстрее. В каждом случае точка O соответствует моменту, когда либо вода, либо CO_2 достигает стока и дебит нефти начинает снижаться. В случае $\Omega = 1$ по критерию (14) наилучшей является стратегия GW.

Для обобщения результатов на случай различных Ω в фазовой плоскости построена диаграмма, приведенная на Рисунке 11. При ее анализе отмечено две тенденции: заводнение (W) является наиболее эффективным методом добычи нефти при малом безразмерном времени, а с увеличением времени эффективнее применение стратегии WG. Закачка CO_2 в рамках стратегии GW является самой эффективной лишь в узкой области при достаточно высоких скоростях закачки. Непрерывная закачка газа (G) не является самой эффективной при любых параметрах вытеснения.

Проведено сравнение эффективности стратегий W, G, WG и GW с другими стратегиями, учиты-

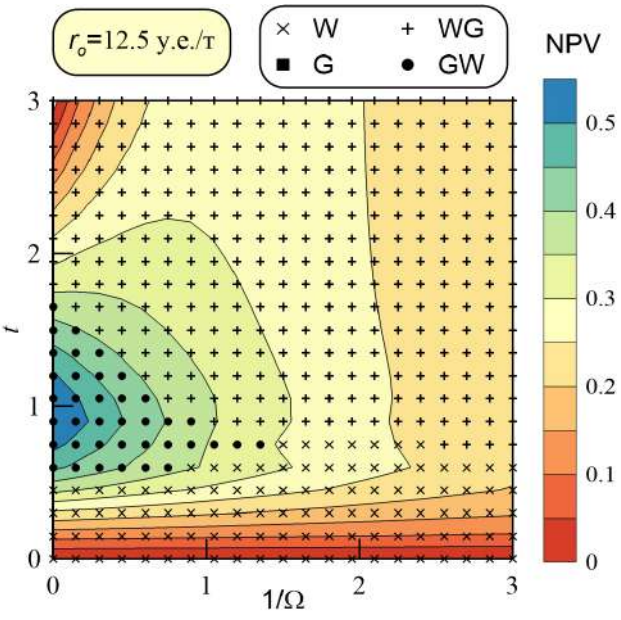

Рис. 11: Общая карта NPV при r_o=12.5 у.е./т.

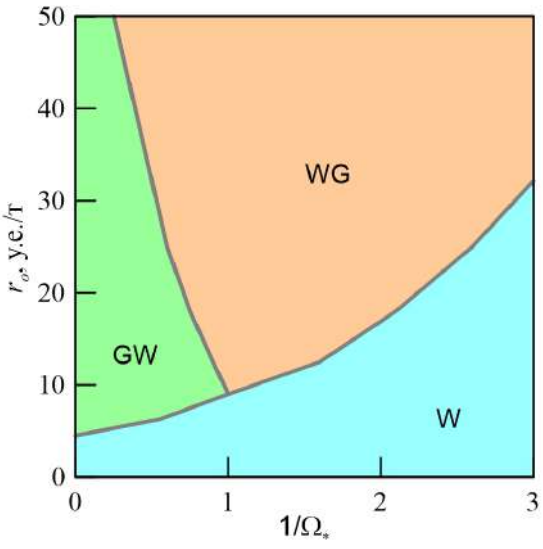

Рис. 12: Карта оптимальных стратегий в плоскости $\{1/\Omega_*, r_o\}$.

вающими одновременную закачку воды и газа, а также поочередную закачку воды и газа, содержащую несколько циклов WG. В рамках одномерного моделирования показано, что применение таких стратегий дает увеличение чистой приведенной стоимости лишь на 2%.

В **Разделе 3.4** приведены результаты исследования влияния экономических параметров на оптимальные стратегии. Построена карта оптимальных стратегий при различных скоростях закачки и ценах на нефть r_o (Рисунок 12). Общая тенденция заключается в том, что заводнение является эффективной стратегией при низком r_o. Предельное значение этого параметра, при котором закачка CO_2 может быть эффективнее заводнения, зависит от максимально достижимого расхода Ω_*. Закачка CO_2 должна применяться в качестве третичного метода добычи при высоких r_o. При высоких Ω_* имеется зона, в которой оптимальной стратегией является GW, то есть наилучшим способом разработки будет применение CO_2 в качестве вторичного метода добычи нефти.

В **Разделе 3.5** приведены выводы по результатам исследований, проведенных в **Главе 3**.

В **Главе 4** оценивается взаимное влияние стратификации фаз и анизотропного распределения проницаемости, описанных в Главе 2, и фазовых переходов, рассмотренных в Главе 3, на фильтрацию при водогазовом воздействии.

В **Разделе 4.1** описана постановка профильной задачи фильтрации, связанной с чередующейся закачкой воды и газа. В **Разделе 4.2** определены критерии подобия, характеризующие режимы

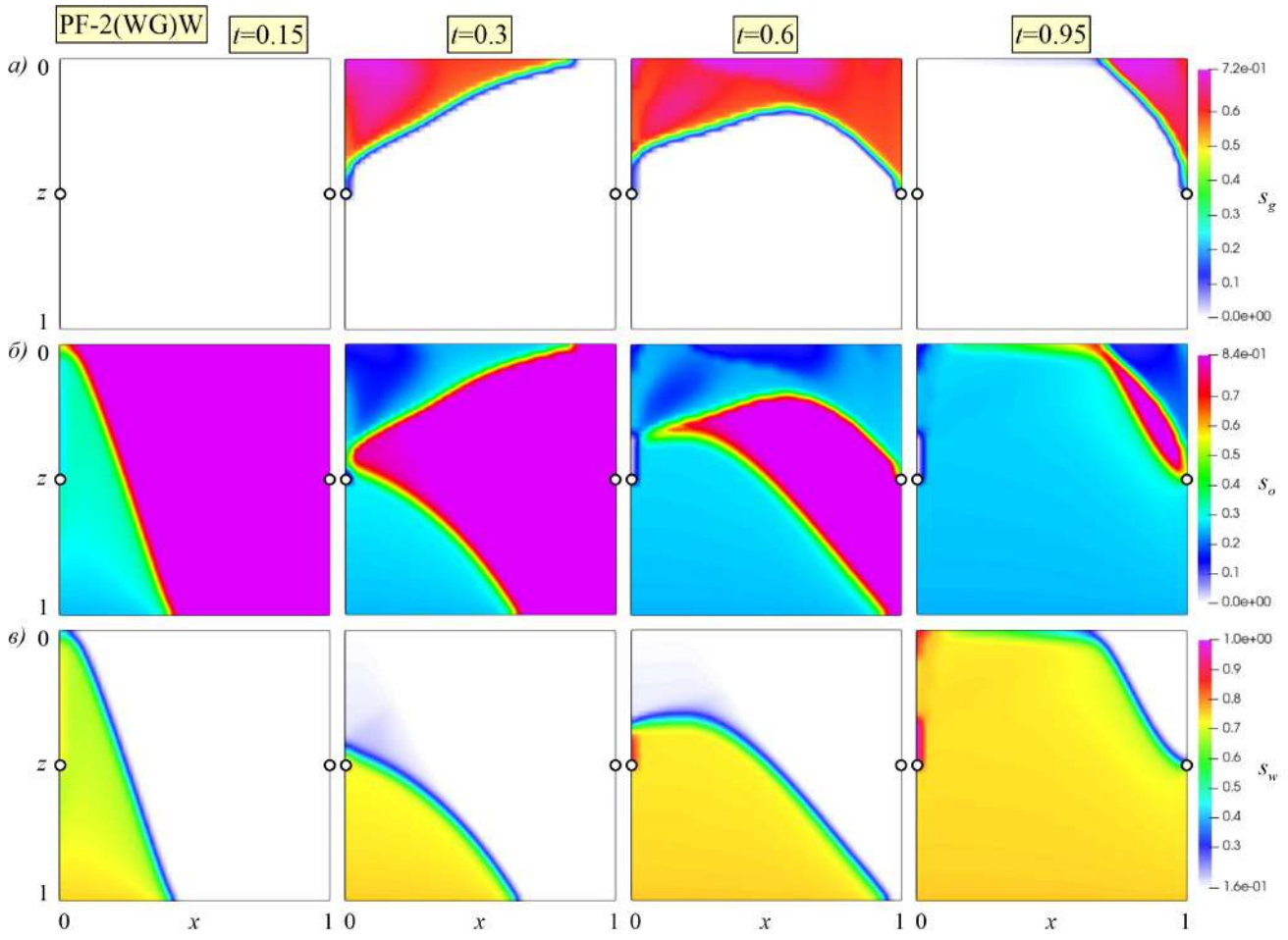

Рис. 13: Распределение насыщенности газа (*а*), нефти (*б*) и воды (*в*) в режиме PF при стратегии закачки 2(WG)W. Распределения показаны в моменты времени $t = 0.15, 0.3, 0.6$ и 0.95.

трехфазного течения. Так как при водогазовом воздействии нефть вытесняется двумя различными жидкостями (водой и сверхкритическим CO_2), то число критериев подобия увеличивается по сравнению со случаем, рассмотренным в Главе 2. Показано, что при фиксированных термобарических условиях в пласте и составе нефти течение можно характеризовать четырьмя параметрами подобия. При типичных параметрах воды, нефти и газа режимы течения при закачке как воды, так и газа являются одинаковыми. То есть, например, если при закачке газа реализуется вытеснение в режиме PF, то и при закачке воды тоже должен реализовываться режим PF.

В **Разделе 4.3** исследовано распределение параметров течения в режиме PF при различных стратегиях, а также сравнивается эффективность стратегий. На Рисунке 13 показано распределение насыщенности газа, нефти и воды в режиме PF при стратегии закачки 2(WG)W. При такой стратегии наблюдается наибольший охват пласта вытеснением среди всех рассмотренных стратегий. Основную часть пласта охватывает вода, а в зоне у его кровли нефть также вытесняется газом.

Для оценки эффективности стратегий в режиме PF использовались оптимизированные в режиме 1D объемы закачанных воды и газа, которые были получены в Главе 3. Показано, что в режиме PF рейтинг стратегий, предполагающих закачку CO_2, сохраняется относительно их рейтинга в режиме 1D (Рисунок 14). Также исследовано влияние положения добывающей и нагнетательной скважины на эффективность вытеснения. Показано, что в режиме PF положение нагнетательной скважины незначительно влияет на эффективность вытеснения при водогазовом воздействии, а положение добывающей скважины значительно улучшает эффективность вытеснения при ее размещении у подошвы пласта.

В **Разделе 4.4** получены оценки эффективности стратегий в режиме AR. В этом предельном режиме предложен способ масштабирования количества закачиваемых объемов воды и газа,

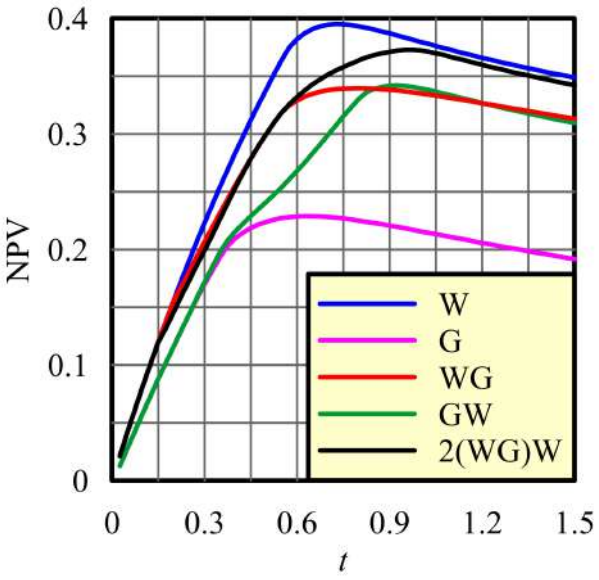

Рис. 14: Рассчитанные значения чистой приведенной стоимости в зависимости от безразмерного времени в режиме PF при положениях источника и стока CC для различных стратегий закачки.

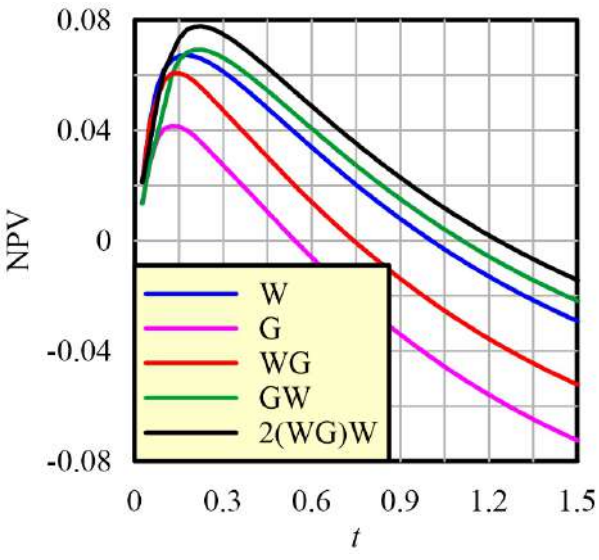

Рис. 15: Рассчитанные значения чистой приведенной стоимости в зависимости от безразмерного времени в режиме AR при положениях источника и стока CC для различных стратегий закачки.

полученных в режиме 1D в Главе 3. В режиме AR при положении нагнетательной и добывающей скважин на глубине $z = 1/2$ и выбранных значениях критериев подобия охват пласта вытеснением в среднем равен 1/3. Поэтому в режиме AR для оценки эффективности стратегий использовались оптимизированные в 1D объемы закачиваемых воды и газа, умноженные на 1/3.

Рассчитаны характерные распределения параметров течения при различных стратегиях и проведено сравнение их эффективности. Показано, что рейтинг стратегий, предполагающих закачку углекислого газа, в режиме AR при использовании оптимальных объемов закачанных воды и газа, взятых из исследований, проводимых в одномерной постановке в Главе 3, согласуется с режимом 1D, если применить описанное выше масштабирование объемов (Рисунок 15).

В **Разделе 4.5** приводятся результаты расчетов фильтрации в переходном режиме. Показано, что фазовые переходы, происходящие на этапе закачки газа, существенно изменяют направление течения воды на последующих этапах. Такие нелинейные процессы тяжело поддаются анализу и классификации.

В **Разделе 4.6** приводятся выводы к Главе 4.

Заключение

В различных постановках задач фильтрации исследованы двухфазные и трехфазные процессы вытеснения в пористых средах, связанные с применением водогазового воздействия к нефтенасыщенным пластам, с учетом нескольких осложняющих факторов, таких как гравитационное расслоение фаз, анизотропное распределение проницаемости, капиллярные эффекты и фазовые превращения.

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Построена классификация предельных режимов вытеснения жидкости из анизотропного пласта в поле силы тяжести. Выделено четыре асимптотических случая, характеризующихся различным влиянием силы Архимеда и анизотропного распределения проницаемости.

2. Показано, что при малом капиллярном давлении и фиксированном положении скважин течение в некоторых режимах зависит от меньшего, чем в общем случае, числа параметров подобия. Показано, что в одном из предельных случаев закачка газа сопровождается образованием гравитационного потока, параметры которого определяются только гравитационным числом. Параметры течения в режиме, сопровождающимся «кинжальным» прорывом закачиваемой жидкости к добывающей скважине, определяются критерием подобия, характеризующим анизотропное распределение проницаемости.

3. Оптимизация положений скважин позволяет существенно повысить эффективность вытеснения. Показано, что в ряде случаев добывающую скважину следует проводить у подошвы пласта, а положение нагнетательной скважины несущественно. Также определены параметры вытеснения, при которых нагнетательная и добывающая скважины должны быть максимально разнесены по глубине.

4. В плоскости параметров подобия построены карты коэффициента извлечения нефти и коэффициента охвата пласта, позволяющие оценить эффективность вытеснения. Построены

карты оптимальных положений скважин, позволяющих достичь максимальных значений коэффициентов эффективности.

5. В одномерной постановке задачи фильтрации подробно исследовано влияние фазовых переходов углеводородных компонент на эффективность водогазового воздействия. Проведено сопряжение фильтрационной и экономической модели для расчета рентабельности водогазового воздействия. Проведено сравнение различных стратегий, связанных как с чередующимся, так и с одновременным нагнетанием воды и газа.

6. Предложен способ оптимизации водогазового воздействия на нефтяные пласты, который основан на использовании параметра подобия, характеризующего как физические, так и экономические процессы вытеснения. Показано, что при оптимизации водогазового воздействия важно варьировать прогнозируемую продолжительность эксплуатации месторождения.

7. Построен рейтинг стратегий закачки воды и газа в зависимости от темпа их нагнетания и экономических факторов. Определены условия, при которых закачку газа нужно применять как вторичный или третичный метод увеличения нефтеотдачи.

8. Показано, что стратегии, предполагающие закачку CO_2 на поздних стадиях разработки месторождения, требуют использования больших объемов закачиваемого газа по сравнению со стратегиями, предполагающими закачку CO_2 на ранних этапах разработки.

9. Показано, что применение стратегий WAG и SWAG при исследовании одномерных течений дает незначительное увеличение эффективности. Следовательно, для оценки рентабельности водогазового воздействия в одномерной постановке задачи достаточно рассматривать более простые стратегии.

10. Исследовано влияние фазовых переходов между нефтью и закачиваемым газом на трехфазные течения при водогазовом воздействии с учетом гравитационного расслоения фаз и анизотропного распределения проницаемости. Показано, что фазовые превращения при закачке газа значительно изменяют направление течения воды на последующей стадии вытеснения.

11. Предложен способ масштабирования оптимальных объемов закачки, полученных в одномерном моделировании фильтрации, с целью их применения к двумерным процессам вытеснения в анизотропных пластах.

12. Показано, что рейтинг оптимальных стратегий, определенный с помощью одномерного моделирования, изменяется из-за влияния гравитационного расслоения фаз и фазовых превращений. Однако в ряде предельных случаев оценки наилучших параметров закачки, полученных с помощью одномерного моделирования, могут использоваться в качестве оптимальных для более сложных двумерных течений.

Основные публикации автора по теме диссертации

Статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus

1. *Chernova A.A., Afanasyev A.A.* Recovery and Sweep Efficiency in a Cross-Sectional Problem of Immiscible Displacement with Gravity Override and Capillary Imbibition // Transport in Porous Media. – 2024. – V. 151. — P. 2431—2453. DOI: 10.1007/s11242-024-02119-3. [JIF 2.8 (2023)] (1.54 п.л. / авторский вклад 75%: 1.16 п.л.).

2. *Чернова А.А., Афанасьев А.А.* Режимы вытеснения жидкости из анизотропного пласта в поле силы тяжести // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2023. – Т. 6. – С. 95–109. DOI: 10.31857/S1024708423600239. [РИНЦ – 1.752] (1.01 п.л. / авторский вклад 60%: 0.61 п.л.). Перевод: *Chernova A.A., Afanasyev A.A.* Regimes of Fluid Displacement from an Anisotropic Formation in the Gravity Field // Fluid Dynamics. – 2023. – V. 58(6). – P. 1061–1075. – DOI: 10.1134/s0015462823601377 [Scopus SJR (2024) – 0.268] (1.14 п.л. / авторский вклад 60%: 0.68 п.л.).

3. *Чернова А.А., Афанасьев А.А.* Влияние гравитационного расслоения фаз на оптимальные режимы водогазового воздействия на нефтяные пласты // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. — 2022. — Т. 5. — С. 51—61. DOI: 10.31857/S0568528122050036. [РИНЦ – 1.752]. (0.83 п.л. / авторский вклад 80%: 0.66 п.л.). Перевод: *Chernova A.A., Afanasyev A.A.* Influence of the Gravity Override on the Optimal Gas Flooding Strategies // Fluid Dynamics. – 2022. – V. 57(5). – P. 596–606. – DOI: 10.1134/S0015462822050032 [Scopus SJR (2024) – 0.268] (0.94 п.л. / авторский вклад 80%: 0.75 п.л.).

4. *Afanasyev A.A., Andreeva A.I., Chernova A.A.* Influence of oil field production life on optimal CO2 flooding strategies: Insight from the microscopic displacement efficiency // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — V. 205. — 108803. — ISSN 0920-4105. — DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108803. [JIF 5.168 (2021)] (1.96 п.л. / авторский вклад 50%: 0.98 п.л.).

Другие научные труды

5. *Чернова А.А.* Параметры, характеризующие влияние гравитационного расслоения фаз на водогазовое воздействие на нефтяные пласты // Труды конференции-конкурса молодых ученых 19–20 октября 2021 г. – 2022 – ISBN 978-5-19-011794-3 (e-book). (0.34 п.л. / авторский вклад 100%: 0.34 п.л.).

6. *Чернова А.А.* Режимы вытеснения жидкости из анизотропного пласта в поле силы тяжести // Труды конференции-конкурса молодых ученых 16–19 октября 2023 г. – 2024 – ISBN 978-5-19-012124-7 (e-book). (0.27 п.л. / авторский вклад 100%: 0.27 п.л.).