

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

На правах рукописи

АНИКЕЕВ ДАНИИЛ ПАВЛОВИЧ

**Научное обоснование многофункциональных технологий
разработки нефтегазовых месторождений и создания
подземных хранилищ газа
с использованием численного моделирования и новых
подходов к исследованию скважин и пластов**

Специальность – 2.8.4 –
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

**Диссертация на соискание учёной степени
доктора технических наук**

Научный консультант –
доктор технических наук,
Э. С. Закиров

Москва – 2026

Работа выполнена в Институте проблем нефти и газа РАН.

Научный консультант, д.т.н. Закиров Эрнест Сумбатович

Официальные оппоненты:

Ведущая организация:

Защита состоится «__» _____ 202_ г. в __ ч. 00 мин. на заседании Диссертационного Совета 24.1.100.01 в зале Учёного Совета ИПНГ РАН (г. Москва, ул. Губкина, 3 аудитория 703).

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря диссертационного Совета ИПНГ РАН. Отзывы на автореферат можно присылать по адресу: 119991, ГСП–1, г. Москва, ул. Губкина, 3, ИПНГ РАН.

Автореферат разослан «__» _____ 202_ г.

Ученый секретарь Диссертационного Совета,
канд. техн. наук А.В. Кишанков

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность тематики

В работе рассматривается решение ряда актуальных задач, в целом направленных на повышение степени рациональности нефтегазового недропользования.

Многие перспективные нефтегазовые объекты располагаются в условиях слаборазвитой инфраструктуры или отсутствия круглогодичного доступа к отдельным скважинам. Стоимость наземной инфраструктуры в ряде северных регионов на суше может быть соизмерима или даже превышать стоимость строительства морских платформ и бурения с них при пересчете затрат на один метр проходки по пласту. Поэтому актуальна задача создания новых технологий, повышающих эффективность разработки за счет одновременного увеличения коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК) и снижения общего срока от момента начала работ на месторождении до момента начала промышленной добычи.

Актуальность задачи создания подземных хранилищ водорода (ПХВ) обусловлена потенциальным переходом к потреблению промышленностью, энергетикой и транспортом в мире значительных объемов водорода. Как известно, при организации подземных хранилищ газа (ПХГ) с целью только сезонного регулирования неравномерности потребления, необходимый объем хранимого газа должен соответствовать примерно 10% от коммерческого газопотребления. При использовании подземных хранилищ для накопления запасов и их поставок потребителю, как сейчас происходит с поставками природного газа в странах ЕС, потребности будут кратно выше. Согласно плану Европейской комиссии по отказу от потребления ископаемого топлива до 2030 года, к

указанному году планируется импортировать 10 млн т водорода ежегодно как топливо. Это обеспечит половину планируемого общего ежегодного потребления в Европе. В проекте Энергетической стратегии России (версия от 2019 г.) предусмотрено, что к 2035 г. Россия ежегодно будет экспортировать до 2 млн т водорода. Таким образом, может потребоваться создание системы подземных хранилищ нескольких млн т водорода, без учета геополитических рисков. Хранение чистого водорода технологически возможно, но его выделение на этапе производства достаточно затратно. Если говорить о возможных источниках водорода для обеспечения подземных хранилищ водорода (ПХВ), то большинство вариантов будет предоставлять собой водородно-метановую смесь с концентрацией водорода до 30%.

Тем самым, хранение водородно-метановой смеси, а не чистого водорода дополнительно повысит требования к объемам хранилищ газа. Представляется, что в такой системе ПХВ займут место ПХГ.

Представленный в диссертационной работе материал можно условно разделить на три крупных блока.

Во-первых, рассмотрены задачи, связанные с повышением информативности гидродинамических моделей, в том числе создающихся на ранних этапах жизненного цикла месторождения. Наличие таких моделей позволяет обосновать новые эффективные технологии разработки месторождений.

Во-вторых, представлено научное обоснование нескольких многофункциональных технологий для месторождений разного типа, для флюидалных систем различной фазности.

Для крупных газовых месторождений России, находящихся длительное время в разработке, актуальна проблема добычи запасов низконапорного газа.

Для нефтегазоконденсатных месторождений актуальна задача предотвращения расформировывания нефтяной оторочки под действием градиентов давления, формирующихся из-за добычи газа из газоконденсатной шапки.

В-третьих, рассмотрены вопросы формирования и эксплуатации подземных хранилищ водорода в пластах разного типа (водоносные пласты и истощенные газовые залежи), опирающиеся на методологию, сходную с примененной автором для разработки месторождений природных углеводородов.

Цель работы

Целью работы является повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа и создания подземных хранилищ газов. Для достижения этой цели осуществляется обоснование новых технологий разработки месторождений нефти и газа и эксплуатации ПХВ с целью одновременной максимизации коэффициентов извлечения природных углеводородов (КИК, КИГ, КИН) и повышения эффективности добычи водорода из ПХВ.

Основные задачи исследования

1. Научное обоснование усовершенствованной методики двухфазных гидродинамических исследования скважин, которая направлена на идентификацию совместной фильтрации нефти и воды в пласте за счет создания разнонаправленных течений и объединяет данные ГДИС и ГИС при совместной интерпретации результатов на основе решения обратных задач.

2. Создание методики адаптации гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД в скважине, разрабатывающей газоконденсатный объект с высоким содержанием конденсата.

3. Обоснование методического подхода к созданию технологий с целью разработки месторождений различного типа: с запасами низконапорного газа, нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой.

4. Обоснование подхода к созданию подземных хранилищ водорода с контролируемым в пространстве контуром

5. Обоснование методического подхода к оценке технологических рисков при эксплуатации подземного хранилища водорода.

Методы решения поставленных задач

Для решения поставленных задач применялись общепринятые методы проведения научных исследований, включая анализ и обобщение результатов предшествующих исследований, интерпретацию и анализ результатов лабораторных экспериментов и данных промысловых исследований, методы математического моделирования с применением алгоритмов и компьютерных программ, как коммерческих, так и собственных разработок автора и ИПНГ РАН. Полученные решения базируются на апробированных аналитических и численных методах, методах теории оптимального управления, в том числе реализованных в современных коммерческих программных комплексах.

Степень достоверности результатов проведенных исследований

Достоверность проведенных исследований и полученных результатов подтверждается сопоставлением результатов решения прямых и обратных задач

гидродинамики с результатами обработки данных геофизических исследований, выполненных независимо от автора. Использованное при расчете программное обеспечение прошло многочисленные тесты. Предложенные решения по разработке нефтяных оторочек сопоставлены с утвержденным вариантом разработки для рассматриваемого объекта.

Научная новизна работы

✓ Разработана методика оценочного моделирования влияния диффузионных и микробиологических процессов на процессы формирования и эксплуатации подземных хранилищ водородно-метановых смесей с применением гидродинамических симуляторов.

✓ Предложена и апробирована усовершенствованная методика двухфазных гидродинамических исследований скважин, комплексирующая динамические данные работы скважины и изменения давления при создании разнонаправленных течений с данными периодических геофизических исследований.

✓ Научно обоснован способ создания компактного хранилища водородно-метановой смеси в водоносных пластах или истощенных газовых залежах за счет активного воздействия на пластовую систему.

✓ Обоснован способ модернизации системы разработки истощенного газового месторождения с запасами низконапорного газа, позволяющий продлить срок добычи без введения дополнительных дожимных компрессорных станций, за счет эффективного использования пластовой энергии и частичного поддержания пластового давления закачкой воды.

✓ На основе компьютерного моделирования научно обоснованы технологические решения для создания

многофункциональных технологий разработки месторождения с газовой шапкой и нефтяной оторочкой за счет контроля формы нефтяной оторочки и предотвращения ее расформирования.

✓ Разработаны методы настройки моделей многокомпонентной фильтрации газоконденсатных смесей по данным повторных ГДИ для скважин со сложным заканчиванием в условиях влияния скоростных и межфазных эффектов.

Практическая значимость и реализация результатов

1. Осуществлена практическая реализация исследований скважин в рамках предложенного подхода к двухфазным гидродинамическим исследованиям для различных компоновок скважин и измерительного оборудования. Сформулирована типовая программа работ для проведения исследований.

2. Обоснованный научно-методический подход к доработке газового месторождения с запасами низконапорного газа позволяет обеспечить поддержание добычи газа без сооружения дополнительных мощностей дожимных компрессорных станций и может быть применен на уникальных газовых месторождений Западной Сибири, характеризующихся поздним этапом разработки.

3. Обоснованный научно-методический подход к разработке нефтегазоконденсатного месторождения с контролем геометрии нефтяной оторочки во времени позволяет не допускать расформирования ее запасов за счет чрезмерного продвижения конусов газа и воды, что делает возможным одновременную реализацию нефтяного и газового проекта. На примере крупной по запасам нефтяной оторочки месторождения Восточной Сибири показано, что разработка

нефтяной оторочки совместно с газоконденсатной шапкой приводит к снижению КИН лишь в пределах 2%.

4. Обоснованный научно-методический подход к формированию подземного хранилища водорода с созданием специальной системы скважин различного назначения позволяет формировать компактные подземные хранилища водородно-метановой смеси в водоносных пластах или истощённых газовых месторождениях углеводородов. Способ позволяет контролировать объем создаваемого хранилища в широких пределах и обеспечивает высокую степень обратного извлечения закачиваемого газа.

Соответствие паспорту специальности

Диссертационная работа по своему содержанию и степени обоснованности представленных научных положений соответствует паспорту специальности 2.8.4 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В частности, работа охватывает следующие пункты паспорта (номера пунктов по паспорту):

2. Геолого-физические и физико-химические процессы в пластовых резервуарах: исследованы процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах при извлечении и хранении газообразных углеводородов и водорода, с целью разработки эффективных систем эксплуатации.

4. Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мультидисциплинарного) мониторинга процессов разработки: разработаны средства обеспечения комплексного проектирования и мониторинга процессов разработки и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ, включая использование цифровых технологий и геолого-гидродинамического моделирования.

5. Технологии и технические средства обустройства и эксплуатации: рассмотрены технологии добычи, а также технологические режимы скважин.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Усовершенствованная методика двухфазных исследований скважин с созданием разнонаправленных течений и дальнейшей обработкой результатов исследований позволяет определить реализуемые в пластовых условиях зависимости ОФП для широкого диапазона насыщенностей, а также выполнить определить анизотропию проницаемости при неполном вскрытии пласта.

2. Методика адаптации композиционной гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД обеспечивает определение ключевых параметров модели с учетом влияния скоростных и межфазных эффектов для скважин со сложным типом заканчивания, эксплуатирующих газоконденсатные месторождения с высоким содержанием конденсата.

3. Научно-методический подход к разработке месторождения с запасами низконапорного газа, повышающий коэффициент извлечения газа и продлевающий срок эксплуатации месторождения без ввода дожимных компрессорных станций, за счет формирования системы ППД специального вида.

4. Научно-методический подход к разработке нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, обеспечивающий одновременную разработку газоконденсатной шапки и нефтяной оторочки практически независимо, минимизируя расформирование оторочки.

5. Научно-методический подход к созданию и эксплуатации контролируемого хранилища водородно-метановых смесей в

водонасыщенных коллекторах и истощенных газовых залежах с методикой оценочного моделирования рисков потенциальных потерь водорода из-за негерметичности кровли создаваемого хранилища и деятельности метаногенных бактерий и геохимических реакций.

Публикации

По результатам исследований опубликовано 33 печатные работы, в том числе 9 патентов РФ на изобретение. Из них 26 работа в рецензируемых изданиях из списка, рекомендованного ВАК (включая патенты), и 10 в изданиях, индексируемых в базах WoS и Scopus (журналы Георесурсы, Нефтяное хозяйство, материалы конференций SPE, SOCAR в 2016-2023 гг.).

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, выводов, списков рисунков, таблиц и сокращений, списка литературы из 185 наименований. Содержание работы изложено на 269 страницах машинописного текста, включая 109 рисунков и 30 таблиц.

Благодарности

Автор глубоко признателен д.т.н. Э.С. Закирову за научные консультации, профессору С.Н. Закирову за многолетнее плодотворное руководство. Автор также выражает свою благодарность всему коллективу лаборатории газонефтеконденсатоотдачи им С.Н. Закирова за поддержку в ходе работы. Автор благодарит свою семью за терпение, проявленное ими во время выполнения трудоемких исследований.

Личный вклад авторов

Большинство работ опубликовано авторами в составе авторских коллективов, это связано со сложностью и комплексностью отраженных в публикациях работ. Вместе с тем автор лично выполнил большой объем работ научного и технического характера при выполнении указанных исследований. Авторами выполнялись работы по анализу и обобщению результатов предшествующих исследований, интерпретации и анализу результатов лабораторных экспериментов, данных промысловых исследований и результатов гидродинамического моделирования, формировании подходов к разработке объектов, подготовке методик и их апробации на фактических данных, подготовки моделей и проведению расчетов и другие работы.

Содержание работы

Во введении рассмотрен опыт предшествующих исследований, а также теоретические проблемы и практические задачи, послужившие основой для диссертационных исследований автора.

Во введении и далее по тексту отмечены работы советских, российских и зарубежных ученых, внесших значительный вклад в различные аспекты теории и практики разработки месторождений нефти и газа.

В работе затронуты различные вопросы теории и практики. Количество ученых, занимавшихся данными вопросами, достаточно велико. Нет возможности отметить всех специалистов, но работы следующих ученых оказали влияние на диссертацию:

Азиз (Aziz), Алиев З.С., Арутюнов А.Е., Басниев К.С., Берето Я.А., Бондарев В.Л., Борисов Ю.П., Бузинов С.Н., Булатов Г.Г., Быков И.Н., Гиммер Р.Ф., Грачев О.Н., Григорьев А.В.,

Гуляев Д.Н., Гусев Э.Л., Дайес (Dyes), Динг (Ding), Закиров И.С., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Зотов Г.А., Зубарев А.П., Индрупский И.М., Ипатов А.И., Каменский В.В., Каримов М.Ф., Киселев А.И., Ковалев А.Л., Козлов Л.К., Крапивин Г.С., Кременецкий М.И., Кульпин Л.Г., Лапук Б.Б., Левыкин Е.В., Максимов В.М., Маскет (Muskat), Миллер (Miller), Мирзаджанзаде А.Х., Михайлов Н. Н., Михайловский А.А., Мясников Ю.А., Понамарев А.И., Резник Б.А., Семенов О.Г., Солдаткин Г.И., Толкушин Г.Ф., Трегуб С.И., Умрихин И.Д., Филиппов М.В., Хан С.А., Хайрулин М.Х., Хейн А.Л., Хорн (Horne), Хэтчинсон (Hutchinson), Чарный И.А., Шагиев Р.Г., Щелкачев В.Н.

Вопросы разработки ПХГ, как правило, также рассматривались в специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», которая в разные годы имела шифр 05.15.06/25.00.17/2.8.4.

Для новых месторождений крайне желательно проводить доизучение особенностей геологического строения, уточнение параметров ОФП и флюидальной модели, обоснование рациональной системы разработки в условиях неопределенности на ранней стадии жизни месторождения. Это снижает риски и уменьшает стоимость жизненного цикла месторождения.

Таким образом, общая задача исследования может состоять в необходимости создания новых технологий разработки месторождений, которые будут активно использовать результаты 3D гидродинамического моделирования на комплексных и качественных моделях.

Технологии должны обладать следующими свойствами (способностями):

- быть технологически эффективными и способствовать снижению сроков ввода объекта в промышленную эксплуатацию;

- решать несколько разных ключевых проблем, сопровождающих разработку месторождений определённого типа. Например, таких как активное обводнение нефтяных скважин, расформировывание нефтяной оторочки, существенное падение пластового давления на поздней стадии при разработке газовых месторождений.

Новые технологии исследования скважин и пластов, необходимы для обеспечения разработчика информацией в нужное ему время.

В главе *Новые технологии исследования скважин как один из способов насыщения 3d моделей актуальной информацией* рассмотрены усовершенствованная методика и практические примеры реализации нового подхода к исследованию скважин, который нацелен на определение относительных фазовых проницаемостей для различных систем в пластовых условиях. Предложена типовая программа исследований, которая применима при ограниченной инфраструктуре. Она была реализована на месторождении при проведении промысловых исследований на скважине.

На основе обобщения результатов практических работ предложена методика охватывающая комплекс работ от дизайна исследований до интерпретации результатов. В ней выделяется несколько этапов проведения исследований: Подготовка дизайна исследования, подготовка фонда скважин, уточнение дизайна исследования, метрологическое обеспечение исследования, подготовка оборудования перед проведением исследований, этап проведения исследований и этап Обработки результатов исследований.

В диссертационной работе представлены два примера проведения исследований на скважинах, которые реализуют заложенные в методике идеи. В первом примере исследования проводились на нефтяном месторождении, расположенном в Западной Сибири и находящемся на разведочно-пилотной стадии освоения. Первый цикл исследования включал закачку в пласт нефти. Осуществлялся ее предварительный подогрев в емкости с целью снижения температурных вариаций в пласте и уменьшения рисков выпадения АСПО в стволе скважины и призабойной зоне. Из-за низкой приемистости реализация закачки нефти производилась в циклическом режиме с финальной записью КПД. Затем осуществлялась отработка скважины до получения пластовой нефти с начальным газосодержанием и восстановления начальной продуктивности. Второй цикл закачки выполнен при подаче в пласт подготовленного раствора KCl с проектной минерализацией 50 г/л и фактической (по пробам) – 38 г/л. При этом использована специальная схема обвязки, позволившая регулировать темп подачи раствора для обеспечения непрерывного режима. На первом этапе объем НКТ заполнен раствором в режиме циркуляции. Затем осуществлена продавка раствора в пласт из НКТ дегазированной нефтью для исключения промерзания скважины при записи ГИС. Третий цикл включал закачку в пласт раствора KCl 100 г/л (фактически – 104 г/л). Комплексная интерпретация результатов выполненных исследований с решением обратной задачи осуществлялась в программном комплексе SimMatch ИПНГ РАН.

Комплексная интерпретация результатов исследований включала следующие этапы.

1. Оценка начального скин-фактора по данным изменения давления при начальной отработке скважины и записи КВД.
2. Настройка динамики скин-фактора по циклу закачки нефти и последующей отработки до восстановления продуктивности. Полученная зависимость от накопленного объема подачи в пласт/отбора из пласта флюида характеризует изменение состояния призабойной зоны при закачке/отборе, не связанное с действием эффектов многофазной фильтрации.
3. Анализ результатов интерпретации разновременных замеров ГИС по оценке профиля текущей нефтенасыщенности.
4. Определение необходимого набора кривых ОФП для проведения интерпретации.
5. Выявление роли кривых капиллярного давления и обоснование их настройки по данным выполненного исследования.
6. Решение обратной задачи по данным изменения давления и насыщенности околоскважинной зоны на первом цикле закачки водного раствора (38 г/л) и последующей отработки.
7. Решение обратной задачи по данным изменения давления, насыщенности околоскважинной зоны и обводненности на втором цикле закачки водного раствора (104 г/л) и последующей отработки.

На рисунке 1 показаны полученные при решении обратной задачи кривые ОФП для нефти и воды для режимов закачки и отбора в сравнении с керновыми данными по образцам из двух скважин. Кривая для нефти единая и совпадает с исходной керновой кривой, масштабированной с учетом значения $K_{выт}$ по данным ГИС – она не потребовала уточнения в данном расчете. Кривая ОФП для воды на закачке проходит ниже керновой кривой, но выше кривой для режима закачки первого цикла. Это соответствует имевшей место на втором

цикле более высокой фактической приемистости скважины, что может быть связано в том числе с увеличением просветности фильтрующих каналов или разложением водонефтяной эмульсии при повышенной минерализации воды, приводящей к снижению толщины слоев адсорбционно связанной воды в порах. Кривая ОФП для воды на отборе принимает высокие значения, связанные с наблюдаемым значительным отбором воды за второй цикл.

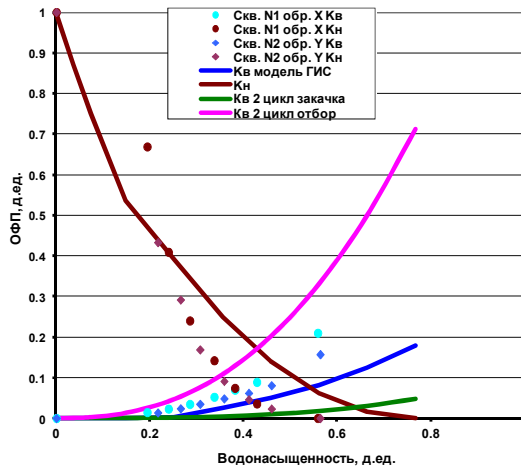


Рисунок 1 – Сравнение кривых ОФП по керну и полученных по результатам интерпретации второго цикла исследований

В качестве второго примера представлены исследования по другому объекту. Особенности данной работы является отработка скважины на различных режимах фонтанирования (на штуцерах различного диаметра) и винтовым насосом и регистрация данных добычи при помощи мультифазного расходомера Phase Tester. В данном исследовании фиксировалось изменение газового фактора добываемой продукции. После анализа устьевых проб и получения данных о компонентном составе газа была произведена перекалибровка расходомера Phase Tester.

Переинтерпретация показаний газового фактора позволила более корректно произвести рекомбинацию проб нефти и газа для моделирования пластовой нефти и уточнить объемные свойства нефти, а также получить согласующуюся с принятой отметкой ГНК оценку давления насыщения. В процессе интерпретации также выявлены признаки негерметичности скважины на режиме закачки. Во время последующего многофазного отбора проявились признаки поступления закачанной воды как из целевого пласта, так и из зоны негерметичности. Данный факт не был зафиксирован ранее в ходе исследований и не мог быть установлен по результатам обработки ГДИС стандартными методами. Кривые ОФП после идентификации параметров в сравнении с начальными по интервалу изменения насыщенности в процессе исследования представлены на рис. 2. Здесь использована нормировка по эффективному поровому объему. Для адаптации к фактическим данным исследования потребовалось существенное повышение кривой доли воды в потоке, по сравнению с керновыми данными. При этом максимальное значение ОФП для воды практически не изменилось и дает близкую величину проницаемости в промытой зоне к возможной ее оценке по интерпретации КПД, записанной позднее на той же скважине.

Таким образом, данные исследования повысили надежность прогнозирования будущих процессов обводнения добывающих скважин в процессе разработки на основе исследований, проводимых на ранней стадии освоения месторождения.

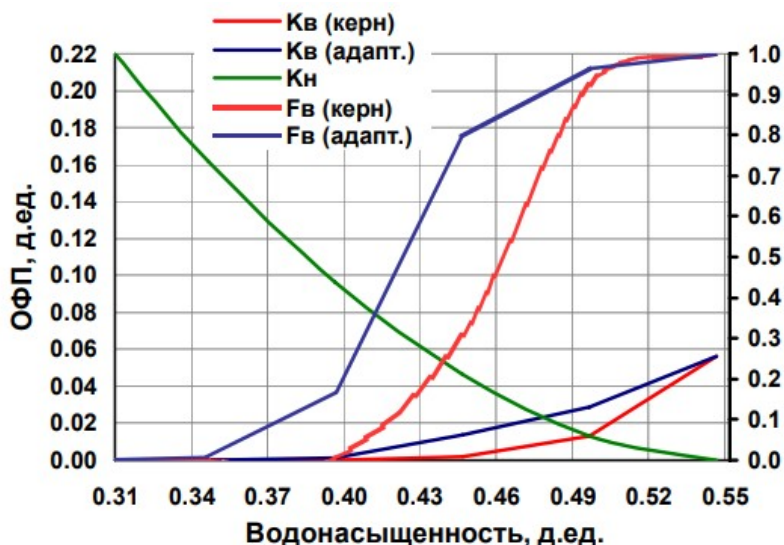


Рисунок 2 – Сопоставление кривых ОФП и доли воды в потоке в фактическом диапазоне изменения насыщенностей до и после адаптации к фактическим данным (нормировка кривых – в ЭПП)

В главе *Особенности адаптации гидродинамической модели газоконденсатных объектов к результатам регистрации КВД* представлена методика и показаны практические примеры ее применения.

Рассмотрен вопрос проведения исследований на объектах газовых объектах, в том числе приуроченных к отложениям Ачимовской свиты. Они характеризуются высоким начальным содержанием конденсата, околоритическими темробарическими условиями и низкими проницаемостями пласта. Разработка таких объектов экономически оправдана только горизонтальными скважинами (как правило с МГРП). Эксплуатация объекта в такой ситуации будет сопровождаться высокими скоростями фильтрации газа и выпадением конденсата в пласте из-за снижения пластового давления.

Данные эффекты желательно учитывать в гидродинамической модели.

На первом шаге осуществляется настройка параметров, влияющих на начальную продуктивность скважины. КВД обрабатывается стандартным для интерпретации КВД образом при совмещении модельных (расчетных) и фактических кривых. Настройка положения данного участка в модели осуществляется за счет множителя на массив («куб») значений проницаемости модели. После настройки по проницаемости удаленной зоны настройка начального коэффициента продуктивности скважины осуществляется по положению графика изменения давления.

Оценка влияния параметра Форхгеймера показывает, что в ачимовских залежах учет нелинейной фильтрации газа необходим только для трещин ГРП. Настройка осуществляется через величину динамического скин-фактора по данным исследований на разных режимах (step-rate test).

На втором шаге проводится настройка параметров модели зависимости ОФП от капиллярного числа по динамике показателей добычи. Анализ чувствительности позволяет оценить диапазон изменения параметров модели ОФП от капиллярного числа, соответствующий фактическим данным о добыче газа и конденсата за прошедший период эксплуатации скважины. Влияние разных параметров ОФП на показатели работы скважины может быть близким даже для модели Витсона с относительно небольшим числом параметров, что приводит к неопределенности в их настройке.

Изменение только параметров взвешивания ОФП в достаточно широком диапазоне позволяет сильно менять параметр дебита газа и динамику выноса конденсата (что отражается на показателе КГФ).

На третьем шаге осуществляется уточнение настройки параметров ОФП по повторным КВД. По расчетным динамикам дебитов газа, конденсата и величине конденсатогазового фактора (КГФ) определяются целесообразные моменты повторной записи КВД. Даже относительно небольшие изменения параметров модели зависимости ОФП от капиллярного числа оказывают заметное влияние на динамику давления и продуктивность скважины при повторных КВД. Совместно с рассмотренными на шаге 2 данными эксплуатации скважины это позволяет существенно снизить неопределенность настройки параметров модели.

Аналогичная ситуация и с моделью притока к трещинам ГРП, которая учитывает нарушения линейного закона фильтрации за счет учета эффекта Форхгеймера.

Нарушение закона Дарси задается через коэффициент D .

$$D = \alpha \cdot \beta_g \cdot \frac{K_e}{h} \cdot \frac{1}{r_w} \cdot \frac{\gamma_g}{\mu_g}$$

$$\beta_{eff} = \beta \left(\frac{S_g}{1 - S_{wi}} \right)^c (Kk_{rg})^d$$

В данном случае в качестве параметров для адаптации выступают параметры: β, c, d . В выполненных расчетах выделяются 2 зоны. Одна считается в большей степени охваченной трещинами, другая – зоной влияния матрицы. Соответственно, в каждой из зон свой набор параметров.

На четвертом шаге по данным длительных повторных КВД (например, при технологических остановках скважин) осуществляется настройка модели неравновесного испарения конденсата.

При равновесном испарении конденсата прогнозируется рост фазовой проницаемости для газа с переходом на параллельную прямую производной с большей величиной

гидропроводности. Учет модели неравновесного испарения позволяет настроить продолжительность первоначального участка линейного режима. Настройка момента перехода между участками зависит от параметров модели ОФП и характерного времени релаксации.

В главе *Разработка газовых месторождений с запасами низконапорного газа* представлено обоснование технологии доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа для реализации на месторождении, которое уже разбурено вертикальными добывающими скважинами. Такая картина типична для ряда старых газовых месторождений России, разработка которых началась во второй половине прошлого века.

Проблема низконапорного газа возникает в связи с низкой рентабельностью добычи, сбора и компримирования добываемого газа с целью подачи его в магистральный газопровод. Данная проблема актуальна или будет актуальной в ближайшее время для многих месторождений в России: Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского и ряда других газовых месторождений Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономного округа.

Для организации новой системы разработки существующий фонд скважин, в пределах сформированных УКПГ, дополняют одной или несколькими горизонтальными скважинами для добычи воды из интервалов ниже текущего уровня газовой контактной (ГВК) но выше его начального уровня. В периферийных зонах за пределами зон разбуривания УКПГ, осуществляют бурение одной или нескольких горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды в интервалы ниже текущей отметки ГВК. Для поддержания уровня добычи газа за пределами зон разбуривания УКПГ бурят одну или несколько

горизонтальных добывающих скважин с проводкой ствола в верхней части продуктивного пласта ближе к кровле.

Предложенная технология была исследована на секторной модели с параметрами характерными для Медвежьего месторождения. Ввод разгрузочных скважин позволяет снизить добычу воды почти в 3 раза с 687 тыс. т до 280 тыс. т при одновременном росте накопленной добычи газа. При этом базовый вариант (без дополнительного бурения) остается лидером по объему добываемой воды (для вертикальных скважин) во всех рассмотренных вариантах. Ввод водоагнетательных скважин позволяет незначительно увеличить уровни добычи газа, но ценой роста объемов добываемой воды и необходимости создавать инфраструктуру для закачки воды. Так, накопленная добыча воды возросла с 1669 тыс. т до 4152 тыс. т. Дополнительные технологические решения, предназначенные для устранения негативного влияния добычи больших объемов воды позволили снизить объемы добываемой воды как по вертикальным, так и по горизонтальным скважинам с одновременным ростом накопленного объема добытого газа с 17,5 до 25 млрд м³.

В 2017 г. автором в составе коллектива выполнены работы по комплексному анализу данных о проницаемости длительно разрабатываемых высокопродуктивных водоплавающих газовых залежей в сеноманских отложениях на основе комплексного анализа данных ГИС, ГДИС, промыслового контроля и 3D моделей. По результатам работы показано, что по мере отбора запасов и подъема ГВК контраст проницаемости разбуренной и неразбуренной зон усиливается, наиболее проницаемые интервалы переходят в область ниже ГВК. Таким образом, данные результаты подтверждают актуальность создания новых технологий

разработки запасов низконапорного газа, так как применение старых технико-технологических решений приводит к ухудшению ФЕС дренируемой зоны. Это, в свою очередь, снижает реально достигаемые значения КИГ.

В главе *Разработка залежей углеводородов с нефтяными оторочками* рассмотрены технико-технологические решения, направленные на повышение эффективности разработки нефтяных оторочек, при одновременной разработке оторочки и газовой шапки. Опыт разработки отечественных и зарубежных НГК месторождений показывает, что запасы нефти в нефтяных оторочках могут и должны относиться к трудноизвлекаемым. Поэтому не случайно, что КИН по нефтяным оторочкам зачастую низок (менее 15-20%), а водонефтяной фактор (ВНФ) значительно больше по сравнению с традиционными залежами нефти.

Очередность выработки запасов углеводородов оказывает первостепенное влияние на эффективность извлечения нефти. Наименее результативной, с точки зрения КИН, является система разработки с первоочередной добычей газа и конденсата, ибо в этом случае может иметь место частичное или полное расформирование запасов нефтяной оторочки. На ряде месторождений США практиковалась добыча газа из газоконденсатной шапки (при относительно небольших запасах в ней) с одновременным её заводнением. В результате месторождение превращалось в чисто нефтяное. Однако этот метод не применим к нефтегазоконденсатным залежам со значительными запасами газа. Основной задачей многофункциональных технологий разработки нефтяных оторочек является одновременное поддержание давления в пласте и контроль формы оторочки, во избежание ее расформирования. В патентах РФ для разработки краевой

нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи предложено для исключения расформирования запасов нефтяной оторочки, а также активизации запасов нефти начиная от нулевых нефтенасыщенных толщин и вытеснения нефти в направлении к центру нефтяной оторочки, создавать барьеры давления на уровне газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Создание барьеров давления осуществляют путем размещения барьерных рядов горизонтальных нагнетательных скважин с трассировкой стволов параллельно контурам ГНК и ВНК у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК соответственно, а также дополнительных барьерных рядов горизонтальных нагнетательных скважин на уровне ГНК и ВНК между внутренним и внешним контурами ГНК и внутренним и внешним контурами ВНК, соответственно.

Для исключения расформировывания запасов нефтяной оторочки, а также активизации запасов, начиная от нулевых нефтенасыщенных толщин у внутреннего контура ГНК и внешнего контура ВНК, соответственно, бурят барьерные горизонтальные нагнетательные скважины, с трассировкой стволов параллельно контурам ГНК и ВНК.

Практическую реализацию этих идей может иллюстрировать серия расчетов на гидродинамической модели для месторождения с газовой шапкой и нефтяной оторочкой. По данному объекту к моменту начала работ уже существовала утвержденный Проектный документ. Автором совместно с коллективом специалистов ИПНГ РАН предложен альтернативный вариант разработки объекта. Основные инновации заключались в следующем.

- Перейти на использование только горизонтальных скважин – как добывающих, так и нагнетательных. Как

заклучения авторов, так и мировой опыт свидетельствуют о том, что нефтяные оторочки следует разрабатывать только с применением горизонтальных скважин.

● Преодолеть ограничения на объемы доступной воды для ППД за счет привлечения воды из внешних источников, подготавливаемой для закачки на месторождении. В предложенных вариантах рассматривалась закачка смешанной воды с минерализацией, вдвое уменьшенной относительно пластовой.

Наземная инфраструктура формируется с учетом потребности обеспечивать объемы закачки воды, превышающие объемы добытой подтоварной воды.

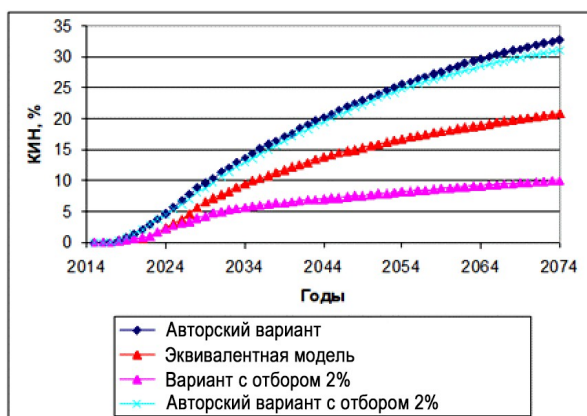


Рисунок 3. Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором и без отбора газа из газоконденсатной шапки

Для дальнейшего анализа рассмотрим несколько вариантов из множества рассмотренных. Особенности вариантов представлены в табл. 1.

Таблица 1. Особенности рассмотренных вариантов

Вариант	Описание варианта
Авторский вариант	Вариант, реализованный с учетом предложений автора
Эквивалентная модель	Вариант, воспроизводящий решения принятого проектного документа
Вариант с отбором 2 %	Эквивалентная модель с учетом отбора 2% запаса газа в год из газовой шапки
Авторский вариант с отбором 2%	Вариант, реализованный с учетом предложений автора с учетом отбора 2% запаса газа в год из газовой шапки

Авторский вариант, в том числе, предполагал перераспределение скважин между добывающим и нагнетательным фондом без увеличения общего фонда скважин. Как видно из рис. 3, во-первых, авторский вариант обеспечивает более высокие значения КИН. Во-вторых, учет разработки газовой шапки не приводит к существенному снижению КИН. Для эквивалентной модели падение значительное. Более того, увеличение отбора газа из газовой шапки до 6% в год также не приводит к существенному снижению КИН. На рис. 4 показаны динамики для авторских вариантов с отбором 2, 4, 6% из газовой шапки.

Одной из особенностей рассматриваемого месторождения является высокая минерализация пластовых вод по продуктивным горизонтам – в среднем около 350 г/л.

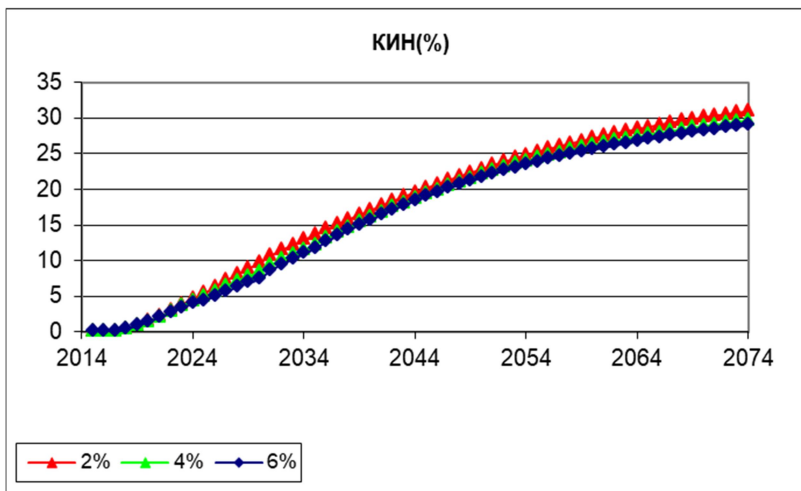


Рисунок 4. Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором 2%, 4%, 6% от запасов газа из газовой шапки по авторскому варианту.

Известно, что минерализация (соленость) воды существенно влияет на ее свойства, в т. ч. вязкость. Вязкость воды, в свою очередь, существенно сказывается на приемистостях нагнетательных скважин, равномерности фронта вытеснения, динамике обводнения скважин. Для пластовой воды вязкость составляет 4,25 сПз.

Вариант разработки, утверждённый ЦКР, предусматривает поддержание пластового давления закачкой водных растворов с минерализацией, эквивалентной пластовой. Для этого предложено использовать воду из поверхностных источников с доведением ее минерализации до нужного значения путем добавления солей. Данное решение приводит к нереалистично большим эксплуатационным расходам на закупку соли и приготовление растворов.

Поэтому были выполнены расчеты как с постоянной минерализацией нагнетаемой воды, соответствующей минерализации пластовой воды, так и с использованием модели переменной минерализации (солености) водной фазы.

Кривые динамики КИН для вариантов показаны на рис. 4. При этом дополнительные объемы соли нужны для поддержания заданной солёности в значительно меньшем объеме и ближе к концу разработки (рис. 5).

Для косвенного сравнения технико-экономических показателей вариантов была использована оценка по накопленной добыче нефти на одну скважину, представленная в табл. 2.

Как видно из табл. 2, даже вариант с отбором газа с интенсивностью 6% в год от запасов из газовой шапки и вариант с учетом переменной минерализации, которые оказываются в технологически более сложных условиях, показывают более высокие значения накопленной добычи нефти на одну скважину. Как в случае пересчета на одну добывающую скважину, так и в случае расчета на одну скважину фонда.

Таблица 2 – Средние показатели добычи нефти на скважину

	Накопленная добыча нефти	Средняя накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину	Средняя накопленная добыча нефти на одну пробуренную скважину
	тыс. т		
Утвержденный ЦКР	52102	168	113
Альтернативная технология с отбором газа 6% в год	79175	388	178
Альтернативная технология с учетом переменной минерализации	93222	457	200

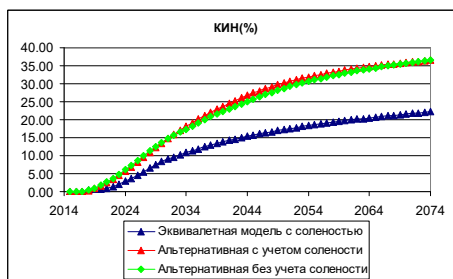


Рисунок 4 – Сравнение динамики КИН по вариантам с разными минерализациями закачиваемой воды

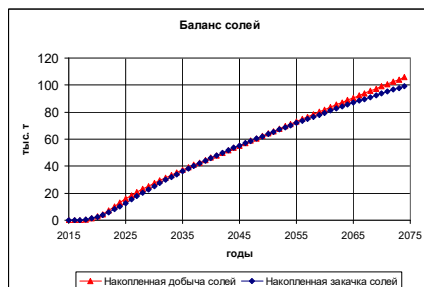


Рисунок 5 – Баланс добычи и потребления соли

В главе *Создание хранилищ водорода в продуктивных пластах с различным насыщением* рассмотрено создание хранилищ водородно-метановой смеси в водоносных пластах и истощенных газовых залежах.

При подземном хранении водорода происходят существенные изменения начального состава смеси. Существует популярное мнение, что это происходит благодаря деятельности бактерий, поскольку объяснение данного явления химическими превращениями при существующих температурах не представлено. Создание хранилищ в отложениях с высокой естественно пластовой температурой (а значит находящихся на большой глубине) решило бы данную проблему. Но требование к наличию в целевом пласте температуры свыше 120 °С (по некоторым оценкам 150) существенно снижает количество возможных объектов и потенциально сильно удорожает строительство ПХВ.

Материал, представленный в главе можно разделить на две части. В первой части на синтетических примерах по результатам гидродинамического моделирования показана возможность создания ПХВ с контролируемым контуром в

водоносном пласте и оценены некоторые риски. На моделях оценено влияние следующих параметров: влияние водоносного бассейна, параметров системы контроля контура хранилища водорода, оценка диффузионных потерь через кровлю, учет деятельности сульфатредуцирующих бактерий.

Фонд используемых скважин можно разделить на несколько групп: во-первых, это кусты газовых скважин в центральной части, которые обеспечивают закачку или добычу газа; во-вторых, контурные горизонтальные водонагнетательные скважины, формирующие контур ПХВ, в третьих, это группа добывающих воду скважин в нижней части водоносного пласта, для контроля вертикального профиля ПХВ.

В зависимости от давления закачки на контурных водонагнетательных скважинах меняется объем создаваемого ПХВ.

В таблице 3 для четырех вариантов с различным давлением нагнетания воды приведены объемы создаваемого хранилища. Под “близкой зоной” – понимается зона в купольной части структуры, отбор газа из которой возможен в краткие сроки.

Для оценки диффузионных потерь над кровлей коллектора в гидродинамической модели дополнительно определены два слоя. Первый из них – “зона перемычки”. Это низкопроницаемый слой, добавленный над основным коллектором, он моделирует покрышку объекта. Проницаемость в нем варьировалась от 0,0000001 до 0,001 мД. Предполагалось, что перемычка не подвергается растрескиванию и техногенным перетокам, связанным с негерметичностью скважин и межпластовыми перетоками.

Таблица 3. Сравнение объемов закачки воды и запасов газа для вариантов с контуром водонагнетательных скважин

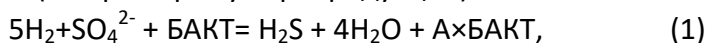
Варианты	Запасы газа в пласте (объемные), млн м ³		Суммарная закачка воды (объемная), тыс. м ³	Удельная закачка воды (тыс. м ³ /млн м ³)
	всего	“близкая зона”		
I	363,2	124,1	1967,4	16
II	139,5	85,8	3126,4	36
III	46,9	45,1	3422,4	76
IV	1,8	1,78	3873,7	2176

Вторая зона – “за перемычкой”, которая находится выше первой. Она предназначена для подсчета объемов газа, который смог преодолеть перемычку.

Результаты представлены в табл. 4. Как видно из данных таблицы, учет диффузии (варианты 1 и 2) увеличивает объем газа как в перемычке, так и за ней. Но общие объемы потерь газа не очень велики, а движение газа осуществляется при проницаемости всего 0,001 мД. В большинстве гидродинамических моделей, построенных для крупных объектов, пласты с такими значениями проницаемости принимаются неколлекторами. Пример подчеркивает важность отслеживания низкопроницаемых разностей, которые обеспечивают контакт между разными пластами (прослоями) коллекторов на большой площади.

Поскольку непосредственное моделирование бактериальных процессов в гидродинамических симуляторах на данный момент не реализовано, оно приближенно

осуществлялось путем задания пары следующих “химических” реакций (на примере сульфат редукции):



Реакции (1) и (2) протекают только при наличии компонента БАКТ в сеточной ячейке. Таким образом, БАКТ выступает в роли условной характеристики удельной численности бактериальной колонии.

Таблица 4 – Запасы в различных зонах на конец моделирования

Вариант	Проницаемость перемычки (мД)	Диффузия	Запасы газа на конец моделирования (тыс. м ³)	
			Зона перемычки	Зона за перемычкой
1	0.001	нет	28.6	12.9
2	0.001	есть	1145.3	679.2
3	0.0000001	есть	194.8	0.001
4	0	есть	0.9	0

С одной стороны, псевдокомпонент БАКТ должен быть отнесен к водной фазе. С другой стороны, "реакция гибели" (2) приводит к уменьшению количества компонента БАКТ в пластовой воде даже при отсутствии водорода. Поэтому следует трактовать псевдокомпонент БАКТ не как реальную концентрацию бактерий, а как параметр, отражающий возможную интенсивность вызванной бактериями сульфатредукции в локальном объеме пласта при контакте водорода с растворенными в воде сульфат-анионами.

Для получения оценок сверху и снизу выполнены серии расчетов с учетом и без учета реакции (2) (см. табл. 5)

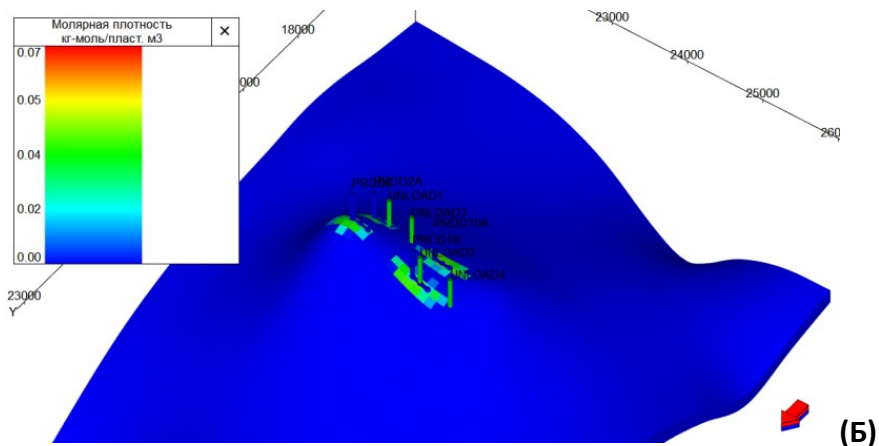
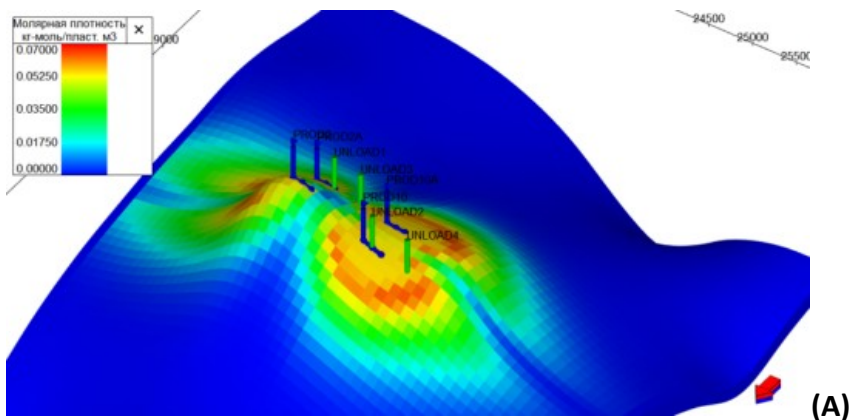


Рисунок 6 – Условная молярная плотность псевдокомпонента “Бакт” на конец формирования ПХВ для вариантов без учета сокращения популяции бактерий (А) и с его учетом (Б)

Из теории ремасштабирования (upscaling) известно, что кинетические параметры при моделировании химических реакций на мелком и крупном масштабе должны быть

различными, и следует осуществлять дополнительные калибровки, чтобы перенести параметры химических реакций с мелкого масштаба на крупный для использования в 3D гидродинамической модели.

Таким образом неучет влияния бактерий на запасы водорода в пласте может приводить к завышению эффективности хранения водорода в ПХВ. Неучет реакций гибели, приводит с слишком пессимистичным оценкам. (см. рис. 6а, 6б и табл. 5).

Таблица 5. Запасы газа в пласте для различных вариантов на конец создания ПХВ

Вариант	Запасы (млн. ст. м ³)	
	газа	водорода,
Без реакций	363,14	17,112
С одной реакцией	353,589	5,27
С двумя реакциями	356,211	10,78

Если рассматривать истощённую газовую залежь как объект для создания ПХВ, то основные его отличия от ПХВ в водоносном пласте будут связаны с наличием истории разработки и инфраструктуры. К плюсам можно отнести:

- как правило, лучшую изученность целевого пласта;
- наличие готовых к эксплуатации скважин для закачки и отбора газа;
- наличие наземной инфраструктуры.

Но существуют и минусы:

- Наличие уже существующего фонда будет ограничивать дополнительные капитальные затраты, в том числе на бурение новых скважин;
- существующий фонд скважин может быть старым, иметь проблемы с герметичностью скважин и быть малопригоден для интенсивной закачки и отбора газа.

- как правило, на газовых месторождениях существующая инфраструктура, связанная с обработкой пластовой воды, не рассчитана на использование воды в качестве агента ППД. Поэтому организация заводнения потребует дополнительных усилий по модернизации наземного сегмента обустройства.

На рис. 7 представлена карта распространения водорода после создания ПХВ в истощенной газовой залежи без использования контурных водонагнетательных скважин (рис. 7А) и с их использованием (рис. 7Б).

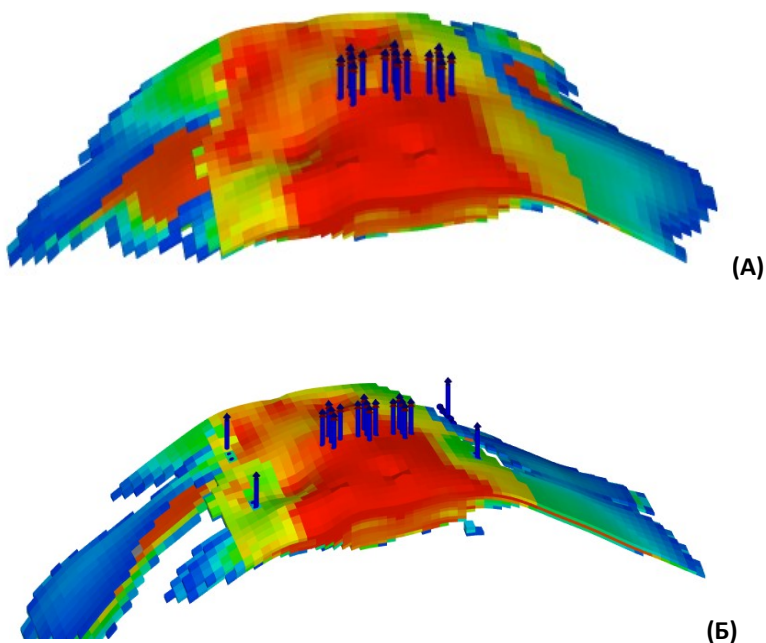


Рисунок 7 – Распределение газонасыщенности в процессе отбора запасов водорода для вариантов без (А) и с (Б) контурными водонагнетательными скважинами

Если оценивать запасы газа в центральной части, то по варианту Б они составляют 116% от запасов по варианту А. Накопленная добыча водорода по варианту Б составляет 126% от накопленной добычи по варианту А.

Во второй части главы разработан научно-методический подход для воспроизведения лабораторных экспериментов. Цель моделирования на данном этапе – воспроизведение типичного цикла «кинетики» популяции бактерий в лабораторных экспериментах и его связи с изменением концентрации компонентов в водной фазе с одновременным учетом преобразования минералов и изменения ионного состава воды. Настройка осуществляется за счет стехиометрических и кинетических коэффициентов в «реакциях», описывающих изменение популяции бактерий. Упрощение модели позволило усложнить модель в других аспектах и рассматривать больше процессов одновременно.

Коллектор и насыщающие его флюиды в модели представлены тремя группами переменных, соответствующих концентрациям компонентов в разных фазах.

Первая группа – компоненты композиционной модели, включающие как углеводородные, так и неуглеводородные компоненты: CO_2 , H_2 , O_2 , метан, этан, вода, H_2S . Все перечисленные компоненты могут присутствовать в газовой и/или жидкой «углеводородных» (не водных) фазах в соответствии с результатами решения задачи о фазовом равновесии (выполняется силами гидродинамического симулятора). В водной фазе могут растворяться CO_2 , H_2 , метан.

Вторая группа – составляющие модели многокомпонентной воды, в которой каждый ион представлен отдельным компонентом. Набор компонентов сформирован по результатам анализа проб пластовой воды. Дополнительно добавлен компонент “Бакт” (В), отвечающий за бактериальную составляющую.

Третья группа – минералы в составе скелета породы. Рассмотрены две модели компонентов коллектора.

Константы равновесия для реакций диссоциации и параметры закона Генри для растворимости CO_2 в воде приняты в соответствии со встроенными в пакет tНавигатор справочными данными с учетом принимаемых пластовых термобарических условий. Константы равновесия для уравнений реакции с минералами взяты по данным гидрогеохимической базы PHREEQC. Начальный состав воды задан в соответствии с данными по одной из проб пластовой воды щигровского горизонта Щелковского ПХГ (pH – 5.74).

Кинетика геохимических реакций с минералами задана через опцию TST-реакций (гетерогенные химические реакции с кинетическим контролем, рассчитываемые с использованием теории переходного состояния).

На рис. 8 показаны примеры «кинетических» кривых, получаемых путем корректировки настроечных параметров (для широкого диапазона параметров). Воспроизводится типичная форма, отражающая начальную стадию преобладания роста популяции с достижением максимума и переходом к преобладанию гибели из-за ограниченности ресурсов. При этом характерное время процессов в расчетных вариантах существенно превышает типичное для микробиологических экспериментов в свободном объеме (десятки часов). Такая настройка обусловлена попыткой учета на качественном уровне влияния замедленной диффузии в пористой среде при отсутствии прямых экспериментальных данных.

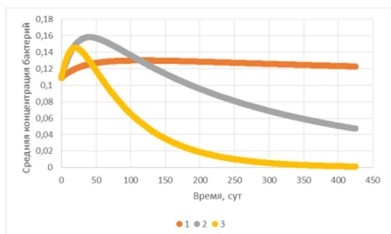


Рисунок 8 – Примеры расчетных кривых «кинетики» популяции бактерий

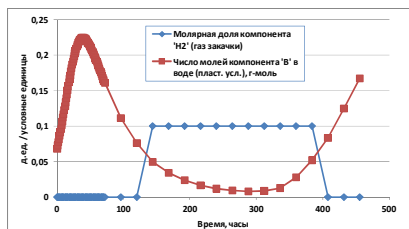


Рисунок 9 – Динамика концентрации компонента "Бакт" в сопоставлении с динамикой закачки водорода

На рис. 9 представлены динамики средней концентрации компонента Бакт по модели (в условных единицах) и концентрации водорода в закачиваемой газовой фазе.

Видно, что модель отражает ожидаемую реакцию концентрации бактерий на поступление закачиваемого водорода. Начальный участок графика соответствует поведению колонии в исходной водной среде (формирование фоновой концентрации, которое в реальной системе происходит до начала закачки). Поступление дополнительного водорода обеспечивает рост средней концентрации бактерий, который продолжается и после окончания закачки, по мере продвижения водородно-метановой смеси по пласту.

Выводы

Текущая структура сырьевой базы природных углеводородов России предъявляет новые, повышенные требования к применяемым технологиям, особенно в условиях удаленных районов с ограниченной инфраструктурой. В таких регионах применение традиционных подходов затруднено. Автор проследил эволюцию теоретических подходов от многофункциональных скважин к многофункциональным технологиям. Системы разработки на основе

многофункциональных скважин позволяют одновременно решать задачи эффективной добычи и поддержания пластового давления на требуемом уровне, что крайне важно для сложных горно-геологических и климатических условий.

Следующим шагом развития новых идей в разработке нефтегазовых месторождений явился переход от использования многофункциональных скважин к созданию многофункциональных технологий с одновременным повышением всех возможных коэффициентов извлечения.

Под многофункциональными технологиями понимаются такие технологии, которые решают сразу несколько важных для разработки задач.

Для нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой это проявляется в том, что технология позволяет одновременно: повысить КИН из нефтяных оторочек и предотвратить расформирование нефтяной оторочки из-за одновременной разработки оторочки и газовой шапки.

Для газовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки одновременно обеспечивается повышения фактического КИГ и обеспечение дальнейшей разработки газовой залежи с обеспечением минимального технологического давления на устье без ввода дополнительных дожимных компрессоров.

Для ПХВ обеспечивается создание хранилища с необходимым объемом и одновременно практически исключаются потери газа доступного для обратной добычи из-за его миграции вдоль кровли ловушки.

Применение подобных технологий требует привлечения современных методов бурения, включая бурение на репрессии и проведение горизонтальных стволов с точным позиционированием стволов в пространстве. Применение

многофункциональных технологий позволяет перейти к комплексному подходу при разработке месторождений, одновременно обеспечивающему минимизацию затрат и повышение эффективности эксплуатации.

Поскольку обсуждаемые технологии требуют наиболее полного и точного представления о разрабатываемом объекте до выхода проекта на промышленное разбуривание, автору диссертации пришлось решать дополнительные задачи, связанные с повышением качества 3D-гидродинамических моделей на ранних стадиях жизненного цикла месторождения.

Отмечается высокая значимость для рассматриваемых технологий корректного определения параметров ОФП в пластовых условиях. Этот вопрос рассматривался в кандидатской диссертации автора. В ней представлены результаты, полученные уже после подготовки кандидатской работы. Результаты обработки промысловых исследований конкретных скважин подтвердили жизнеспособность предложенных подходов и показали высокую значимость получаемых данных для достоверности прогнозных расчетов при моделировании разработки месторождений нефти и газа.

Теоретическая база, подтвержденная гидродинамическими расчетами, позволила предложить новые технологии. На примере секторных и синтетических моделей показана технологическая эффективность предложенных технологий.

Представленные технологии могут быть использованы для разного типа объектов, имеющих отношения к разработке нефти и газа: месторождений с нефтяными оторочками, добыче низконапорного газа, создания ПХГ/ПХВ в истощенных газовых залежах и водоносных пластах.

Таким образом, настоящая работа охватывает широкий спектр проблем, связанных с эволюцией технологий в области разработки месторождений нефти и газа. Предложенный научный подход позволил сформировать несколько многофункциональных технологий разработки месторождений нефти и газа, позволяющих решать сразу несколько разнообразных задач. В результате их применения повышается технологическая и экономическая эффективность разработки.

Внедрение предложенных технологий позволит повысить эффективность разработки месторождений и укрепить позиции отечественной нефтегазовой отрасли на глобальном уровне.

Список опубликованных работ по тематике диссертации в журналах из списка ВАК

1. Закиров С. Н., Закиров Э. С., Индрупский И. М., Анিকেев Д. П. Современные потребности геоинформационного обеспечения технологий повышения нефтегазоконденсатотдачи. // Недропользование XXI век. 2012. № 5. С. 44-49.

2. Закиров Э. С., Индрупский И. М., Анিকেев Д. П. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 6/2016, с. 52-58.

3. Закиров Э. С., Закиров С. Н., Индрупский И. М., Анিকেев Д. П. Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2(21). 16 с.

4. Закиров С. Н., Муртазалиев А. Ш., Анিকেев Д. П. Сопоставительные лабораторные эксперименты в рамках концепций АПП и ЭПП. // Газовая промышленность № 3, 2011 с. 70-73

5. Анিকেев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেева Э.С. Разработка методики оценочного 3D геолого-технологического моделирования подземного хранения водорода совместно с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 39–55. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art4>

6. Анিকেев Д.П., Индрупский И.М., Анিকেева Э.С. Оценка потенциала истощенных газовых залежей для создания подземных хранилищ водорода // Технологии нефти и газа. 2023. №1. С. 58-64. DOI: 10.32935/1815-2600-2023-144-1-58-64

7. Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1) // *Нефтяное хозяйство*. 2016. №9. С. 56-60.

8. Аникеев Д. П. Особенность вертикальных потоков флюидов при интерпретации гидродинамических исследований скважин // *Технология нефти и газа* № 1, 2017 с. 43 – 48.

9. Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2) // *Нефтяное хозяйство*. 2017. №10. С 90-93.

10. Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии исследования скважин и алгоритмы интерпретации результатов // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. № 2 (21). С. 16.

11. Индрупский И.М., Коваленко К.В., Газизова Д.М., Сибгатуллин А.Ф., Аникеев Д.П., Шабалин Н.В., Садеев К.Р., Лутфуллин А.А. Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин// *Георесурсы*. 2023. Т. 25. № 2. С. 236-244.

12. Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н. Алгоритм решения задач по специализированному мониторингу процесса исследования нагнетательных скважин с целью получения

достоверной информации для 3D компьютерного моделирования Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2014. № 1 (9). С.

13. Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ющенко Т.С., Астанина А.А., Кусочкова Е.В., Ибрагимов А.И., Алексеева Ю.В., Цаган-Манджиев Т.Н., Лобанова О.А. Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида. // Актуальные проблемы нефти и газа, 2023, № 3 (42), с. 151–174, DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art10.

14. Аникеев Д.П., Индрупский И.М., Аникеева Э.С. Оценка возможности применения буфера на основе CO₂ при организации ПХГ // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 4. С. 104-114. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-4-104-114>

15. Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Кашапов И.Х. Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания. // Актуальные проблемы нефти и газа, 2023, № 4 (43), с. 31–43, DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art3.

16. Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Алексеева Ю.В. О способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа // Neftegaz.RU, 2020, №7 (103), С.22-27

17. Аникеев Д.П., Индрупский И.М., Аникеева Э.С. Моделирование геохимических и микробиологических процессов при подземном хранении водородно-метановой смеси // Нефтегазовое дело, №3, 2025 с. 141-152

Патенты, 9 шт (приравнены к публикациям из списка рекомендованного ВАК):

18. Способ компоновки внутрискважинного и устьевого оборудования для проведения исследований скважины, предусматривающих закачку в пласт агента нагнетания и добычу флюидов из пласта. Патент РФ на изобретение № 2531414, зарег. 25.08.2014 / Васильев И.В., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.
19. Способ достоверного определения коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей. зарег. 20.03.2012 Патент РФ № 2445604 / Закиров С.Н., Николаев В.А., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Васильев И.В.
20. Способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте. Патент РФ на изобретение № 2625831, зарег. 19.07.2017 / Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Лобанова О.А., Климов Д.С.
21. Способ разработки нефтяной оторочки краевого типа. Патент РФ № 2442882. зарег. 20.02.2012 / Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.
22. Способ разработки краевой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи. Патент РФ № 2433253 зарег. 10.11.2011/ Закиров С.Н., Индрупский И.М., Рощина И.В., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.
23. Способ разработки нефтяной оторочки в сложнопостроенном карбонатном коллекторе. Патент РФ №2509878, зарег. 20.03.2014 г. / Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Аникеев Д.П.
24. Способ разработки газоконденсатной залежи. Патент РФ на изобретение № 2785575С1, зарег. 08.12.2022 / Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В.
25. Способ доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. Патент РФ на изобретение № 2594496, зарег. 25.07.2016 г. / Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.

26. Способ заканчивания скважин. Патент РФ на изобретение № 2726718, зарег. 15.07.2020 / Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.

в прочих журналах (работы входят в международные базы WoS и/или Scopus)

27. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., и др. Оценка коэффициента вытеснения и функций фазовых проницаемостей по нефти и воде в пластовых условиях по данным комплексных исследований скважин на разведочно-пилотной стадии. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. SPE 181967-RU.

28. Zakirov S. N., Zakirov E. S., Anikeev D. P., Indrupskiy I. M. Zakirov I. S. State-of-the-Art and innovative ideas in theory and practice of oil and gas fields development. // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, October 16–18, 2012. SPE 160586.

29. Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеева Э.С. Оценка диффузионных потерь водорода при создании его эффективного хранилища в водоносном пласте // SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 2021. Онлайн. SPE 206614-RU. <https://doi.org/10.2118/206614-RU>

30. Abukova L.A., Zakirov S.N., Anikeev D.P., Zakirov E.S. Formation of an Effective Hydrogen Storage in an Aquifer and Control of its Parameters // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-29 October, 2020, Virtual. SPE 201999-MS.

31. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., и др. Оценка коэффициента вытеснения и функций фазовых проницаемостей по нефти и воде в пластовых условиях по данным комплексных исследований скважин на разведочно-пилотной стадии. // SPE Russian Petroleum

Technology Conference, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. SPE 181967-RU.

32. Абукова Л.А., Назина Т.Н., Попов С.Н., Анিকেев Д.П. Хранение водорода совместно с метаном в подземных резервуарах: прогноз сопутствующих процессов. // SOCAR Proceedings, Special Issue No. 2 (2023), 029-041, DOI: 10.5510/OGP2023SI200884.

33. Индрупский И.М., Архипов Ю.А., Анিকেев Д.П., Закиров Э.С., и др. Влияние распределения проницаемости на выработку запасов массивной водоплавающей газовой залежи // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October 2017, Moscow, Russia, SPE-187860-RU.