На правах рукописи

Аникеев Даниил Павлович

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗОВ НА ОСНОВЕ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

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

Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук

Москва – 2026

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

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

Официальные оппоненты:

Николаев Олег Валерьевич, д.т.н., заместитель начальника лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ».

Хайруллин Мухамед Хильмиевич, д.т.н., в.н.с., Федеральный исследовательский центр “Казанский научный центр РАН”.

Федоров Константин Михайлович, д.ф-м.н, профессор, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

Ведущая организация: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина.

Защита состоится «20» января 2027 г. в 14 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. геол.-минерал. наук А.В. Кишанков

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

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 в мире значительных объемов водорода: промышленностью, энергетикой и транспортом. Как известно, при организации подземных хранилищ газа (ПХГ) с целью только сезонного регулирования неравномерности потребления, необходимый объем хранимого газа должен соответствовать примерно 10% коммерческого газопотребления. При использовании подземных хранилищ в качестве наопителей, как в последние годы происходит с природным газом в странах ЕС, потребности в ПХВ 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 ПХВ, то большинство вариантов будет предотавлять 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.

Несмотря, на текущую политическую конъюнктуру, с научной точки зрения, вопрос остается актуальным.

Степень разработанности темы

Задачи, рассмотренные в работе, выросли из практических проблем и запросов промышленности. Так, глава “Особенности адаптации гидродинамической модели газоконденсатных объектов к результатам регистрации КВД” тесно связана с практическим опытом разработки отложений Ачимовских залежей и выполненными НИР по данной тематике в ИПНГ РАН по заказу ПАО “Новатэк”.

Рассмотренные материалы по адаптации гидродинамических моделей не только имеют ценность сами по себе, но и обеспечивают дальнейшие подходы данными для надежного моделирования.

Работы, отраженные в главе “Разработка газовых

месторождений с запасами низконапорного газа” выполнены в связи с актуальностью доразработки запасов газа на крупных месторождениях. Данная проблематика заинтересовала автора после нескольких лет выполнения экспертиз (в составе коллектива авторов) для ЦКР, на котором рассматривались в том числе и месторождения такого типа.

К вопросам разработки газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками автор обратился при выполнении НИР для ОАО ”Газпром”.

Цель выполняемого исследования

Научное обоснование новых многофункциональных технологий разработки месторождений нефти и газа и эксплуатации подземных хранилищ газа различного состава и технологий информационного обеспечения гидродинамических моделей на основе новых высокоинформативных технологий исследования скважин с целью максимизации коэффициентов излечения природных углеводородов (КИК, КИГ, КИН) и повышения эффективности добычи водорода из ПХВ.

Задачи исследования

1. Научное обоснование усовершенствованной методики проведения двухфазных гидродинамических исследований скважин, которая направлена на идентификацию параметров 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.

Научная новизна работы

1. Развиты методы гидродинамических исследований скважин, комплексирующие динамические данные работы скважины и изменения давления с данными периодических геофизических измерений для оценки функций относительных фазовых проницаемостей пластовой системы.

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

3. Предложен научно-методический подход к модернизации системы разработки истощённого 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.

4. Обоснован научно-методический подход к созданию многофункциональных технологий разработки месторождения с газовой шапкой и нефтяной оторочкой, имеющих гидродинамическую связь между собой. Принятые решения за счет контроля формы нефтяной оторочки, предотвращают ее расформирование, повышают конечный КИН и минимизируют негативное влияние разработки газовой шапки на КИН из оторочки.

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

Теоретическая и практическая значимость

1. Сформулирована методика и выполнена практическая реализация исследований на промысле в рамках предложенной методики проведения двухфазных гидродинамических исследований для различных компоновок скважин и измерительного оборудования.

2. На фактическом примере проведенного исследования на горизонтальной скважине с ГРП показана возможность определения параметров согласно представленной методике.

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

4. Обоснован научно-методический подход к разработке нефтегазоконденсатного месторождения с контролем геометрии нефтяной оторочки во времени, позволяющий 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.

5. Предложен подход к формированию подземного хранилища водорода (в составе его смеси с метаном), на основе создания специальной системы скважин различного типа. Данный подход позволит создавать подземные хранилища

водородно-метановой смеси в водоносных пластах или истощённых газовых месторождениях углеводородов. Предложенные технико-технологические решения позволяют контролировать объем создаваемого хранилища в широких пределах и обеспечивает высокую степень обратного извлечения закачанного газа.

Методология и методы исследования

При получении результатов, вошедших в диссертацию, применялись общепринятые методы проведения научных исследований. Автором выполнен анализ литературных источников, обобщение результатов исследований, в том числе выполненных с участием автора. Кроме этого автор выполнял интерпретацию и анализ результатов лабораторных экспериментов и результатов полученных при проведении промысловых исследований.

При выполнении гидродинамических расчетов применялось коммерческое программное обеспечение и разработанное в ИПНГ РАН. Всё используемое программное обеспечение ранее проходило многократное тестирование, которое подтвердило надежность и качество получаемых результатов.

Полученные решения и математические модели базируются на апробированных аналитических и численных методах, методах теории оптимального управления, в том числе реализованных в современных коммерческих программных комплексах.

Положения, выносимые на защиту

1. Усовершенствованная методика двухфазных исследований скважин с созданием разнонаправленных течений и дальнейшей обработкой результатов исследований, которая позволяет определить реализуемые в пластовых

условиях зависимости ОФП для широкого диапазона насыщенностей, а также выполнить определение анизотропии 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, 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 расформировывание оторочки.

5. Научно-методический подход к созданию и эксплуатации контролируемого хранилища водородно-метановых смесей в водонасыщенных коллекторах и истощенных газовых залежах и методикой оценочного моделирования рисков потенциальных потерь водорода из-за негерметичности кровли создаваемого хранилища.

Степень достоверности и апробация результатов

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.

По результатам исследований опубликована 31 печатная работа, в том числе 8 патентов РФ на изобретение. Из них 25 работ в рецензируемых изданиях из списка, рекомендованного ВАК (включая патенты), и 11 в изданиях, индексируемых в базах WoS и Scopus (журналы Георесурсы, Нефтяное хозяйство, материалы конференций SPE, SOCAR в 2016-2023 гг.).

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.

3. Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций: предложен подход к размещению добывающих и нагнетательных скважин нефтяной оторочки газоконденсатного месторождения в условиях негативного

влияния разработки газовой шапки на эксплуатацию нефтяной оторочки.

4. Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мультидисциплинарного) мониторинга процессов разработки: предложены многофункциональные технологии разработки газового и газового месторождения с нефтяной оторочкой.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списков рисунков, таблиц и сокращений, списка литературы из 185 наименований. Содержание работы изложено на 263 страницах машинописного текста, включая 111 рисунков и 30 таблиц.

Личный вклад автора

Большинство работ опубликовано автором в составе авторских коллективов, это связано со сложностью и комплексностью отраженных в публикациях работ. Но автор лично выполнил большой объем работ научного и технического характера. Автором выполнялись работы по анализу и обобщению результатов предшествующих исследований, интерпретации и анализу результатов лабораторных экспериментов, данных промысловых исследований и результатов гидродинамического моделирования, формирования подходов к разработке объектов, подготовке методик и их апробации на фактических данных, подготовке моделей и проведению расчетов, а также другие работы.

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.

ОСНОВНОЕ 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 разработки месторождений нефти и газа. Количество ученых, занимавшихся данными вопросами, достаточно велико. Нет возможности отметить всех специалистов, но на диссертацию оказали влияние работы следующих ученых :

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, и обоснование системы разработки на ранней стадии разработки 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.

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.
- Обеспечивать разработчика информацией в нужное ему время (на раннем этапе жизни месторождения).

В главе *Новые технологии исследования скважин как один из способов насыщения 3d моделей актуальной информацией* рассмотрены усовершенствованная методика и практические

примеры реализации подхода к исследованию скважин, который нацелен на определение ОФП 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 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. 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.
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 Квыт 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.

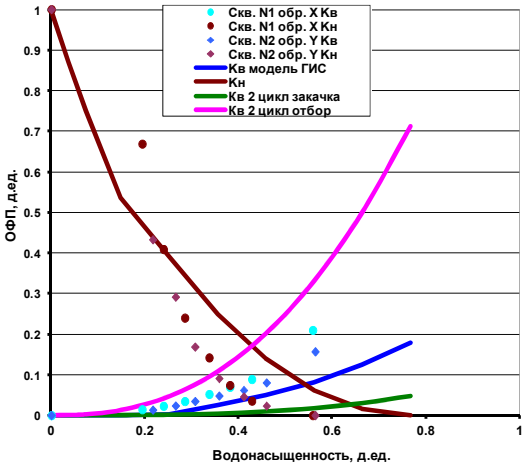


Рисунок 1 – Сравнение кривых ОФП по керну и полученных по результатам интерпретации второго цикла исследований

В качестве второго примера представлены исследования по другому объекту. Особенностями 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.

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 рисунке 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.

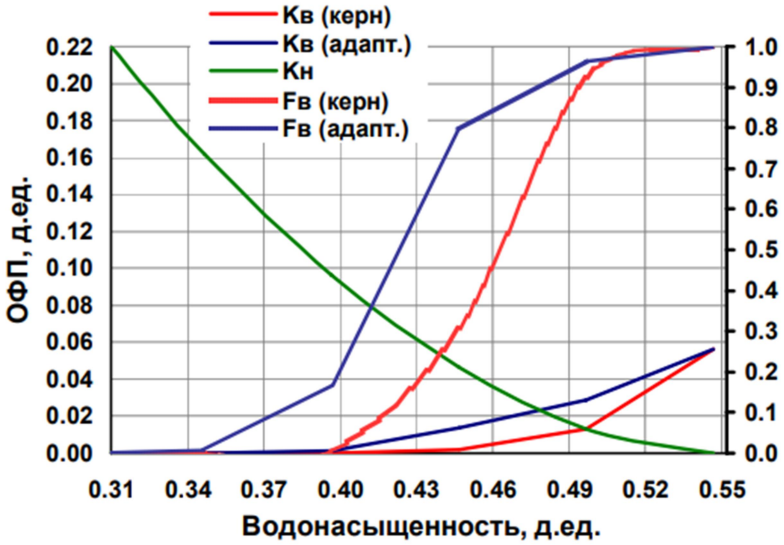


Рисунок 2 – Сопоставление кривых ОФП и доли воды в потоке в фактическом диапазоне изменения насыщенностей до и после адаптации к фактическим данным (нормировка кривых – в ЭПП)

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, околокритическими термобарическими 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.

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

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

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.

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 необходимостью поддерживать давление на устье скважины для обеспечения работы наземного сегмента. 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 газоводяного контакта (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 водонагнетательных 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 $м^3$.

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) значимо 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 расформировывание 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 расформировывания. 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 заключения 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.

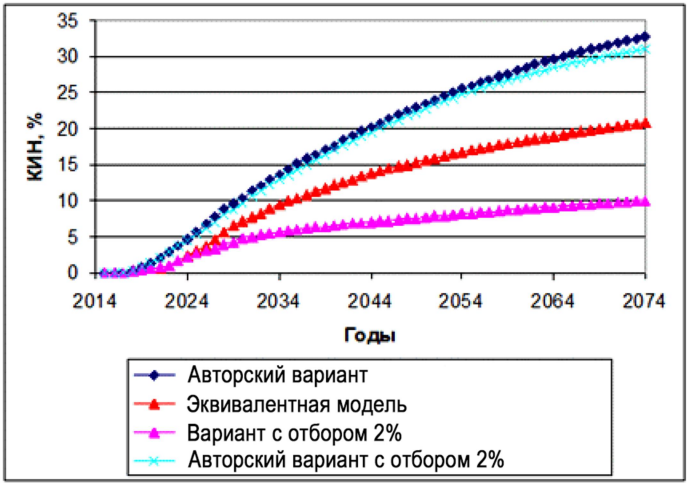


Рисунок 3 – Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором и без отбора газа из газоконденсатной шапки

Для дальнейшего анализа рассмотрим несколько вариантов из множества рассмотренных. Особенности вариантов представлены в таблице 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 рисунка 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 рисунке 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.

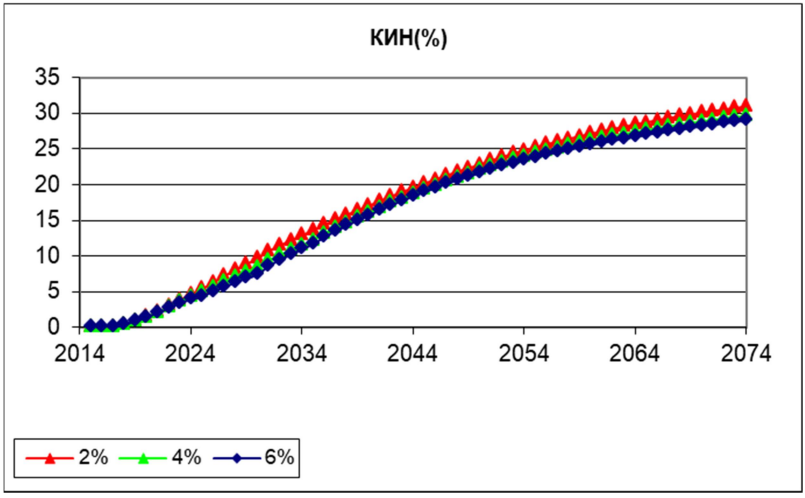


Рисунок 4 – Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором 2%, 4%, 6% от запасов газа из газовой шапки по авторскому варианту

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 рисунке 5. При этом дополнительные объемы соли нужны для поддержания заданной солёности в значительно меньшем объеме и ближе к концу разработки (рисунок 6).

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

Как видно из таблицы 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

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

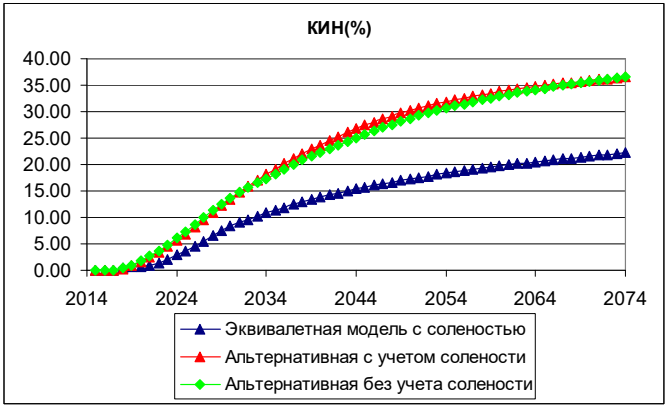


Рисунок 5 – Сравнение динамики КИН по вариантам с разными минерализациями закачиваемой воды

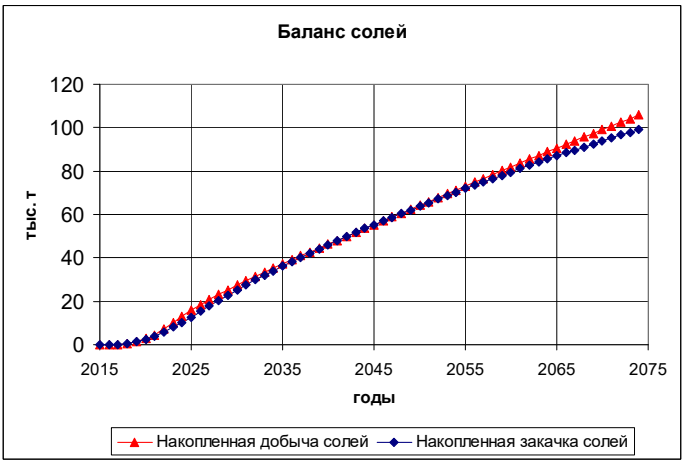


Рисунок 6 – Баланс добычи и потребления соли

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 ºС (по некоторым оценкам, 150 ºС) 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.

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

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

Результаты представлены в таблице 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.

В продолжение темы исследований создания ПХВ рассмотрены риски потери водорода в процессе хранения из-за действия сульфатредуцирующих бактерий.

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):

$$5H_2+SO_4^{2-} + БАКТ= H_2S + 4H_2O + A\times БАКТ, \qquad (1)$$

SO_4^{2-} + БАКТ= SO_4^{2-} + В×БАКТ, (2)

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.

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.

Таблица 4 – Запасы в различных зонах на конец моделирования

Вариант	**Проницае-мость 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

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

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, приводил к слишком пессимистичным оценкам (таблица 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.

Расчеты на секторной модели показали, с одной стороны, возможность существенной потери водорода в процессе его хранения в ПХВ. С другой стороны, остро поставили вопрос о калибровке модели на фактические данные.

В силу отсутствия промысловых данных была предложена методика калибровки на результаты лабораторных экспериментов.

Сами лабораторные эксперименты были выполнены для оценки возможного использования CO_2 как буферного газа при создании ПХВ. Идея рассматриваемой технологии была в одновременном решение двух задач: утилизации CO_2 и снижения потребности в товарном метане для создания ПХВ. При штатной эксплуатации ПХВ буферный газ не добывается или добывается в крайне ограниченных объемах.

Поэтому разработан научно-методический подход для воспроизведения данных 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 тНавигатор 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 рисунке 7 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.

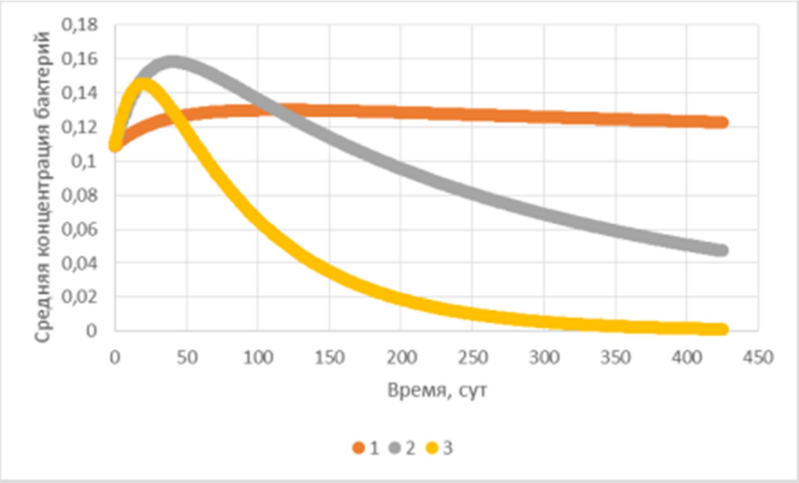


Рисунок 7 – Примеры расчетных кривых «кинетики» популяции бактерий

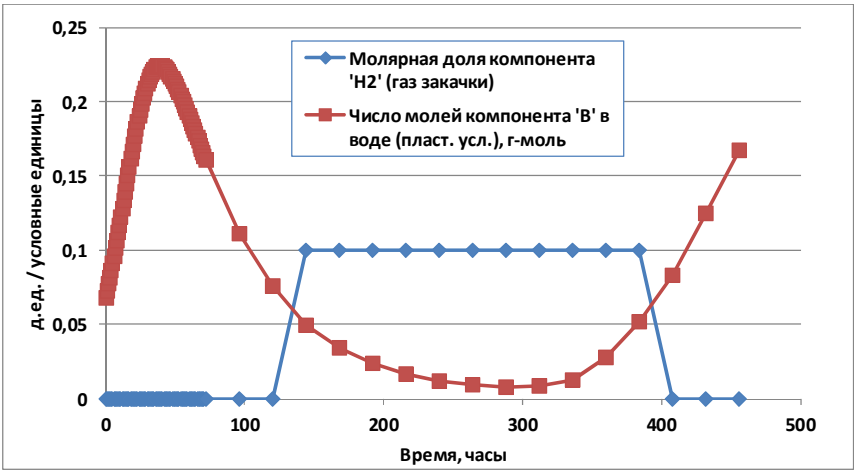


Рисунок 8 – Динамика концентрации компонента “Бакт” в сопоставлении с динамикой закачки водорода

На рисунке 8 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе решено пять задач, каждая из которых представлена одним защищаемым положением. Их можно разделить на три группы.

Первая группа результатов нацелена на повышение информативности и качества используемых ГДМ.

1. Усовершенствована методика исследований скважин с созданием разнонаправленных течений и дальнейшей обработкой результатов исследований. Она позволяет впервые определить реализуемые в пластовых условиях зависимости ОФП для широкого диапазона насыщенностей, а также определить анизотропию проницаемости при неполном вскрытии пласта. Методика основывается на решении обратной задачи для определения параметров пласта. Различные элементы методики апробированы на двух объектах. Данная методика актуальна, в том числе на ранних стадиях исследования месторождения – разведочное бурение и ОПР, так как позволяет получить данные об ОФП в диапазоне насыщенностей, которые фактически могут реализоваться на месторождении через годы разработки.

Отмечается существенная значимость для рассматриваемых технологий корректного определения параметров ОФП в пластовых условиях. Этот вопрос рассматривался в кандидатской диссертации автора. В данной работе 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.

2. Предложена методика адаптации композиционной

гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД. Разработаны методы настройки параметров композиционной модели. Методика 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 и низкими значениями ФЕС пласта. Предложенная методика опробована на фактических данных. Данная технология актуальна для разработки газовых объектов с высоким содержанием конденсата горизонтальными скважинами (например, пласты Ачимовских отложений).

Полученные далее результаты опираются на результаты гидродинамического моделирования. Эффективность реализации предложенных подходов в большой мере зависит от качества моделей и надежности прогнозных расчетов на них. Таким образом, первые два результата обеспечивают информационный фундамент для дальнейших технологий и встраиваются в единую цепочку.

Вторая группа результатов относится к разработке новых многофункциональных технологий для месторождений разного типа, для флюидальных систем различной фазности.

Под многофункциональными технологиями понимаются такие технологии, которые решают сразу несколько важных для разработки задач. Применение многофункциональных технологий позволяет перейти к комплексному подходу при разработке месторождений, одновременно обеспечивающему минимизацию затрат и повышение эффективности эксплуатации.

3. Для газовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки и имеющих запасы низконапорного газа, предложены решения, которые одновременно обеспечивают

повышение фактического КИГ и продлевают срок разработки газовой залежи без ввода дополнительных дожимных компрессоров, за счет поддержания минимального технологического давления на устье. Получены патенты. Эта задача актуальна для ряда крупных месторождений Сибири, разработка которых началась в середине прошлого века.

4. Для нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой предложен научно-методический подход, который одновременно позволяет повысить КИН из нефтяных оторочек и предотвратить расформировывание нефтяной оторочки из-за одновременной разработки оторочки и газовой шапки. Предложенная технология опробована на цифровой модели крупного месторождения с нефтяной оторочкой и газовой шапкой. Показана технологическая эффективность, выраженная в росте КИН, при сохранении фонда скважин. Данная технология актуальна для ряда месторождений России, например, Чаяндинского.

В третью группу включен результат по созданию многофункциональной технологии создания ПХВ.

5. Для процесса создания и эксплуатации ПХВ предложен научно-методический подход, который обеспечивает создание хранилища с необходимым объемом и одновременно минимизирует потери газа, доступного для обратной добычи из-за его миграции вдоль кровли ловушки. Для предложенного подхода на синтетических моделях показана возможность его реализации. Данный подход является поисковым и нацелен на подготовку к возможному переходу на транспортировку больших объемом водорода в коммерческих целях в ближайшем будущем. Предложенные решения опираются на методологию, сходную с применённой автором ранее и отраженную в пунктах 3 и 4.

Представленные технологии могут быть использованы для разного типа объектов, имеющих отношение 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. Сопоставительные лабораторные эксперименты в рамках концепций АПП и ЭПП / С. Н. Закиров, А. Ш. Муртазалиев, Д. П. Аникеев // Газовая промышленность. – 2011. – № 3. – С. 70–73.

2. Закиров, С. Н. Современные потребности геоинформационного обеспечения технологий повышения нефтегазоконденсатоотдачи / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев // Недропользование XXI век. – 2012. – № 5. – С. 44–49.

3. Закиров, Э. С. Алгоритм решения задач по специализированному мониторингу процесса исследования нагнетательных скважин с целью получения достоверной информации для 3D компьютерного моделирования / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, С. Н. Закиров, И. В. Васильев, Д. П. Аникеев, Т. Н. Цаган-Манджиев // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – № 1 (9). – С. 46–52.

4. Закиров, Э. С. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52–58.

5. Закиров, Э. С. Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 1) / Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, И. В. Васильев, Д. П. Аникеев, Т. Н. Цаган-Манджиев, А. Е. Родионов, Д. С. Лачугин, В. С. Афанасьев, С.

В. Афанасьев, А. А. Антонович // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 56–60.

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

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

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

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

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

11. Аникеев, Д. П. Разработка методики оценочного 3D геолого-технологического моделирования подземного хранения водорода совместно с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий / Д. П. Аникеев, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Аникеева // Актуальные проблемы нефти

и газа. – 2022. – Вып. 3 (38). – С. 39–55. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art4.

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

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

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

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

16. Аникеев, Д. П. Оценка возможности применения буфера на основе CO_2 при организации ПХГ / Д. П. Аникеев, И. М.

Индрупский, Э. С. Аникеева // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 4. – С. 104–114. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-4-104-114.

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

Патенты, 8 шт. (приравнены к публикациям из списка рекомендованного ВАК):

18. Патент № 2531414, Российская Федерация, МПК E21B 47/00. Способ компоновки внутрискважинного и устьевого оборудования для проведения исследований скважины, предусматривающих закачку в пласт агента нагнетания и добычу флюидов из пласта / Васильев И. В., Индрупский И. М., Закиров Э. С., Аникеев Д. П. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2013110633/03 ; заявл. 11.03.2013 ; опубл. 25.08.2014. – 9 с.

19. Патент № 2445604, Российская Федерация, МПК G01N 15/08. Способ достоверного определения коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей / Закиров С. Н., Николаев В. А., Индрупский И. М., Закиров Э. С., Аникеев Д. П., Васильев И. В. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2010139749/28 ; заявл. 27.09.2010 ; опубл. 20.03.2012. – 8 с.

20. Патент № 2625831, Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте / Закиров С. Н., Закиров Э. С., Индрупский И. М., Аникеев Д. П., Лобанова О. А., Климов Д. С. ; заявитель

и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2016106952/03 ; заявл. 26.02.2016 ; опубл. 19.07.2017. – 10 с.

21. Патент № 2442882, Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяной оторочки краевого типа / Дмитриевский А. Н., Закиров С. Н., Закиров Э. С., Индрупский И. М., Аникеев Д. П. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2010134556/03 ; заявл. 17.08.2010 ; опубл. 20.02.2012. – 7 с.

22. Патент № 2433253, Российская Федерация, МПК E21B 43/20. Способ разработки краевой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи / Закиров С. Н., Индрупский И. М., Рощина И. В., Закиров Э. С., Аникеев Д. П. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2010127337/03 ; заявл. 02.07.2010 ; опубл. 10.11.2011. – 9 с.

23. Патент № 2509878, Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ разработки нефтяной оторочки в сложнопостроенном карбонатном коллекторе / Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С., Закиров И. С., Аникеев Д. П. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2012137796/03 ; заявл. 04.09.2012 ; опубл. 20.03.2014. – 8 с.

24. Патент № 2785575, Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ разработки газоконденсатной залежи / Индрупский И. М., Аникеев Д. П., Закиров Э. С., Алексеева Ю. В. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2021133473/03 ; заявл. 17.11.2021 ; опубл. 08.12.2022. – 11 с.

25. Патент № 2594496, Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ доразработки водоплавающей залежи с запасами

низконапорного газа / Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С., Аникеев Д. П. ; заявитель и патентообладатель ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН. – № 2015100090/03 ; заявл. 12.01.2015 ; опубл. 25.07.2016. – 9 с.

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

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

27. Аникеев, Д. П. Оценка диффузионных потерь водорода при создании его эффективного хранилища в водоносном пласте / Д. П. Аникеев, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Аникеева // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – October 2021. – Paper SPE 206614-RU. – DOI 10.2118/206614-RU.

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

29. Абукова, Л. А. Хранение водорода совместно с метаном в подземных резервуарах: прогноз сопутствующих процессов / Л. А. Абукова, Т. Н. Назина, С. Н. Попов, Д. П. Аникеев // SOCAR Proceedings. – Special Issue No. 2. – 2023. – С. 29–41. – DOI 10.5510/OGP2023SI200884.

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

31. Закиров, С. Н. Проведение исследований по определению функций ОФП для нефти и воды в пластовых условиях / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, Д. П. Аникеев, И. В. Васильев, Э. В. Северинов, Л. А. Гайдуков, А. Е. Родионов, Д. С. Лачугин, Т. Н. Цаган-Манджиев // SPE Conference Paper 162011-RU.