Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук
(ИПНГ РАН)

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»

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук,
Закиров Эрнест Сумбатович

Москва – 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 4

1.НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ НАСЫЩЕНИЯ 3D МОДЕЛЕЙ АКТУАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ 27

1.1. Введение..... 27

1.2. Различные типы исследований с созданием многофазного притока 32

1.3. Первый пример проведения исследования..... 43

1.4. Второй пример проведения исследований 57

1.5. Усовершенствованная методика проведения исследований..... 64

2.ОСОБЕННОСТИ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ОБЪЕКТОВ К РЕЗУЛЬТАТАМ ЗАПИСИ КВД... 69

2.1. Введение..... 69

2.2. Методика настройки параметров гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД..... 70

3.РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАПАСАМИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА 83

3.1. Введение..... 83

3.2. Описание общих положений технологии..... 87

3.3. Пример реализации технологии 89

3.4. Комплексный анализ изменения проницаемости на газовом месторождении..... 99

4.РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ..... 106

4.1. Введение..... 106

4.2. Опыт разработки некоторых отечественных и зарубежных месторождений с нефтяной оторочкой..... 108

4.3. Особенности расформировывания нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей..... 124
4.4. Многофункциональные технологий разработки нефтяной оторочки... 128
4.5. Опробование подхода на этапе разработки схемы эксплуатации газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой..... 135
4.6. Оценка эффективности технологии 139
4.7. Предотвращение расформировывания нефтяной оторочки 142

5.СОЗДАНИЕ ХРАНИЛИЩ ВОДОРОДА В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ С РАЗЛИЧНЫМ НАСЫЩЕНИЕМ 159

5.1. Введение..... 159
5.2. Оценка потенциала водоносных пластов для создания подземных хранилищ водорода..... 168
5.3. Оценка потенциала истощенных газовых залежей для создания подземных хранилищ водорода..... 179
5.4. Разработка приближенного подхода к 3D геолого-технологическому моделированию ПХВ с метаном с учетом деятельности бактерий..... 201

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 226

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 229

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 232

СПИСОК РИСУНКОВ..... 254

СПИСОК ТАБЛИЦ..... 262

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В процессе разработки месторождений происходит ухудшение качества остаточных извлекаемых запасов и рост доли трудноизвлекаемых запасов. Желание обеспечить эффективную разработку новых месторождений и месторождений с уже выработанными запасами ставит новые задачи перед специалистами. Требуются новые технологии изучения геологической среды с оценкой свойств пласта в условиях естественного залегания, а также технологии разработки, способствующие повышению компонентоотдачи углеводородов, для месторождений различного типа.

Для месторождений, находящихся на ранней стадии разработки необходимо решение отдельных задач по одновременному доизучению особенностей геологического строения, уточнению флюидальной модели и параметров зависимостей ОФП, обоснованию рациональной системы разработки в условиях неопределенности и отсутствия истории разработки.

Текущая структура нефтегазовой сырьевой базы РФ такова, что перспективные нефтеносные районы располагаются в условиях полной автономности. Они характеризуются отсутствием круглогодичного дорожного сообщения и инфраструктуры для транспортировки добываемой продукции. Это приводит к удорожанию уже существующих технологий разработки [169, 184].

Поэтому для получения достоверных оценок ключевых параметров при проектировании разработки (включая функции относительных фазовых проницаемостей – ОФП) необходимо создание и применение новых технологий, адаптированных к условиям лимитированной добычи за время проведения опытно-промышленных работ.

Остановимся на нескольких исторических примерах существенного влияния недоизученности объекта на его дальнейшую разработку.

Первый пример относится к Ванкорскому месторождению. Это достаточно известный объект с геологическими запасами нефти более 500 млн т и геологическими запасами свободного газа около 100 млрд м^3 [75].

К моменту начала разработки в 2009 г. было пробурено 6 поисковых, 5 поисково-оценочных, 11 разведочных скважин и 61 скважина на основные эксплуатационные объекты [122].

Для поддержания пластового давления осуществляется нагнетание попутно добываемой воды и воды, добытой из водоносных горизонтов. При разработке пластов определены достаточно высокие допустимые депрессии от 7,6 МПа до 12 МПа [122].

Разработка нефтяной залежи Як-III-VII с подстилающей водой осуществляется с использованием горизонтальных добывающих и вертикальных нагнетательных скважин. Из-за позднего ввода объектов ППД среднее пластовое давление на Як-III-VII снизилось существенно. К 2013 г. в зоне наиболее интенсивного отбора среднее пластовое давление составило 238 ат, при начальном пластовом давлении 271 ат. В целях компенсации добычи пластового флюида приемистость нагнетательных скважин была увеличена за счёт повышения забойного давления до значений, превышающих давление разрыва пласта, что привело к формированию трещин автогидроразрыва (авто-ГРП) в нагнетательном фонде.

Около 15 % геологических запасов пласта НХ-III-IV (~ 40 млн т) сосредоточена в низкопроницаемой зоне и практически не вовлечена в разработку. В 2013 начат ввод газонагнетательных скважин для нагнетания газа в газовую шапку [122].

По состоянию на 01.01.2018 г. на Ванкорском месторождении насчитывается 726 скважин. Из них нефтедобывающих – 472, нагнетательных – 156, газовых – 22, водозаборных – 76 [122]. Таким образом, на одну водонагнетательную скважину приходится более 3 добывающих нефть скважин.

В 2018 г. средняя обводненность добывающих скважин по пласту НХ –III-IV превысила проектную и составила 70,8 % против проектного значения 66,0 % [122].

Фактические темпы добычи нефти значительно превышают проектные величины. На месторождении фиксируется интенсивное обводнение добывающих

скважин [99]. Таким образом, недооценка потребности в ППД и поздний ввод даже заложенной системы ППД привел к существенному ухудшению показателей разработки месторождения.

Вторым примером может служить разработка Среднеботуобинского месторождения, расположенного в Восточной Сибири, которое введено в разработку в 2013 г. Практически сразу после начала разработки были выявлены две причины, осложняющие процесс эксплуатации – образование конусов газа и его ранний прорыв к забоям добывающих скважин. Поэтому был выполнен пересмотр целого ряда технологических параметров: длина горизонтального участка скважин, режимы их работы, агент вытеснения и плотность сетки скважин.

Изначально система ППД была построена на закачке воды и обратной закачке растворенного и прорвавшегося к забоям добывающих скважин газа из газовой шапки. Согласно данным решениям, начата промышленная эксплуатация объекта 61 эксплуатационной скважиной.

Ввод месторождения в разработку сопровождался интенсивным ростом газового фактора до 800 $м^3$/т за счет скважин, расположенных в подгазовой зоне. Такая негативная динамика газового фактора была обусловлена: неверной стратегией проводки ГС, неоптимальными режимами работы скважин и заколонными перетоками. Авторами работы [72] выполнена серия расчетов на гидродинамических моделях. По ее результатам определены новые технологические режимы работы добывающих скважин и скорректирована схема проводки ГС. Это позволило по новому фонду скважин осуществлять добычу без прорывов газа и остановить рост ГФ по большей части ранее пробуренных скважин.

16 апреля 2025 г. на XIV Международном Форуме «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений» выступил докладчик Кричевский В.М. с докладом “Особенности гидродинамического контроля разработки нефтяных оторочек” по неназванному российскому месторождению. Вязкость нефти на нем больше 100

сПз, разработка осуществляется за счет горизонтальных скважин с проходкой по пласту около 2 км. ППД поддерживается за счет закачки холодной воды (без использования ПАВ, ВГФ или других похожих технологий) и естественного поступления воды из водоносного пласта. В ряде добывающих скважин наблюдается прорыв нагнетаемой воды. Перед прорывом фиксируется резкий рост объемов выноса твердой фракции (разрушенного коллектора), а сразу после прорыва - обводненность 100% и резкий рост давления на добывающей скважине до уровня забойного давления нагнетательной скважины! Рост давления составляет несколько десятков атмосфер. Т.е. холодная вода просто промывает чистый канал до добывающей скважины, вытесняя нефть вместе с песком (породой). Таким образом, решение о создании относительно простой системы ППД приводит к неэффективности всей разработки.

Еще одним примером разрыва между теорией и практикой разработки месторождений является сложность внедрения технологий разработки газовых месторождений с высоким содержанием конденсата. Подходящие для внедрения таких технологий геологические условия существуют на целом ряде месторождений: Уренгойском НГКМ, Астраханском ГКМ, Карачаганакском НГКМ, Вуктыльском НГКМ, Зайкинском, Термокарстовом и др. [63, 71, 74]. Сайклинг-процесс начал применяться в США еще до Второй Мировой войны. В России целый ряд работ развивал теоретические подходы к применению сайклинг-процесса [33, 40, 42], внедрение их в России происходит крайне медленно.

Есть несколько примеров оценки эффективности сайклинг-процесса и закачки других агентов на различных объектах, но перехода от теории к практике не происходит [20, 63, 76, 82, 108, 130]. При этом расчеты показывают, что применение технологий может кратно повысить КИК.

Например, в работе [82] для Астраханского ГКМ на модели воспроизведена закачка кислых газов обратно в пласт, что повысило добычу углеводородов в 2–4 раза. В работе [19] на модели рост добычи C_{5+} составил от 2 до 2,5 раз для различных вариантов сайклинга на неназванном месторождении с начальным

ГКФ, равным 321. В работе [63] рассмотрено несколько вариантов разработки месторождения. Эксплуатация на режиме истощения обеспечивала КИК в 12,2 %. Экономически эффективным оказался сайклинг в течение 10 лет, который обеспечил рост КИК до 33,5%, то есть в 2,75 раза. Многие из этих работ выполнены научными подразделениями недропользователей или по их заказу. То есть определенный интерес к технологиям имеется, но он практически не доходит до полноценных систем разработки на месторождениях. Одними из причин являются негативные экономические оценки и высокие риски. Разрабатываемые подходы к моделированию обеспечивают снижение неопределенности получаемых моделей, а значит снижают риски применения технологий. Поэтому разработка таких новых технологий представляется актуальной.

Ситуация несколько изменилась после введения жестких экологических требований к утилизации попутного газа. На данный момент выполнено несколько проектов, например, на Среднеботуобинском, Новопортовском, Ярактинском месторождениях по обратной закачке газа [19, 25]. Но данные работы стоит рассматривать скорее как способ решения потенциальных экологических проблем [83].

Столбовой дорогой для решения указанных задач стало компьютерное моделирование, объединяющее весь комплекс промысловых измерений, ассимилируя разнохарактерные и разномасштабные данные в 3D геолого-технологических моделях продуктивных пластов.

Резюмируя сказанное, задача исследования может быть сформулирована следующим образом. Необходимо создать новые технологии разработки месторождений, которые будут активно использовать результаты 3D гидродинамического моделирования на комплексных и качественных моделях. Технологии должны обладать следующими свойствами (способностями):

- справляться с современными вызовами, возникающими при разработке месторождений, в том числе на поздней стадии;

- быть технологически эффективными и способствовать снижению сроков ввода объекта в промышленную эксплуатацию;
- решать несколько разных ключевых проблем, сопровождающих разработку месторождений определённого типа.

Для апробации технических решений таких технологий необходимо выполнение прогнозных гидродинамических расчетов на отражающих основные свойства месторождения моделях. При этом решения должны быть приняты до выхода на промышленную разработку месторождений, в крайнем случае, на ранних этапах эксплуатации объекта.

Поэтому неотъемлемой частью технологии становятся исследования скважин и пластов, способные обеспечить разработчика необходимой информацией в нужное ему время.

Все представленные в работе технологии возникли из фактических потребностей промышленности. Многие решения защищены патентами Российской Федерации.

Степень разработанности темы

За последние 20 лет происходил лавинообразный рост технических возможностей для выполнения гидродинамического моделирования. Появлялись новые технологии проведения расчетов, новые модели и новое программное обеспечение. Но одновременно с этим происходил и рост сложности решаемых задач: росла размерность задач, сложность и подробность используемых моделей, начали решаться задачи, которые требовали многократного расчета похожих гидродинамических задач. Например, типичные гидродинамические модели, которые поступали в ЦКР Роснедра на экспертизу в составе проектных документов в 2005 г., имели 70–100 тыс. активных сеточных ячеек. В 2009 г. на экспертизу поступали модели уже с 500 тыс. активных сеточных ячеек. А еще через 4 года гидродинамическая модель с 2–3 миллионами ячеек стала рядовым событием. К 2017 г. появились результаты моделирования месторождений более чем с двадцатью миллионами активных ячеек. Таким образом, за 10 лет

размерность гидродинамических моделей выросла более чем на два порядка. И рост сложности моделей нивелировался ростом вычислительных возможностей, поэтому время расчета одной прямой задачи за 20 лет поменялось несильно.

Усложнение моделей пластовой в процессе развития науке о разработке месторождений

В процессе развития нефтегазовой науки прослеживается закономерное усложнение используемых моделей по области охвата. Так произошел последовательный переход от моделирования системы "пласт" к системам "пласт–скважина" и далее "пласт–скважина–наземное обустройство (оборудование)". Похожий прогресс происходит и в технологиях разработки месторождений нефти и газа. В прошлом веке Закировым С.Н. и его учениками был предложен переход к работе с объектами, названный авторами "скважинные системы" [33] (рисунок 1). Данный термин описывал сложнопостроенные скважины (пока одиночные), включающие в себя элементы горизонтальных и наклонно-направленных скважин.

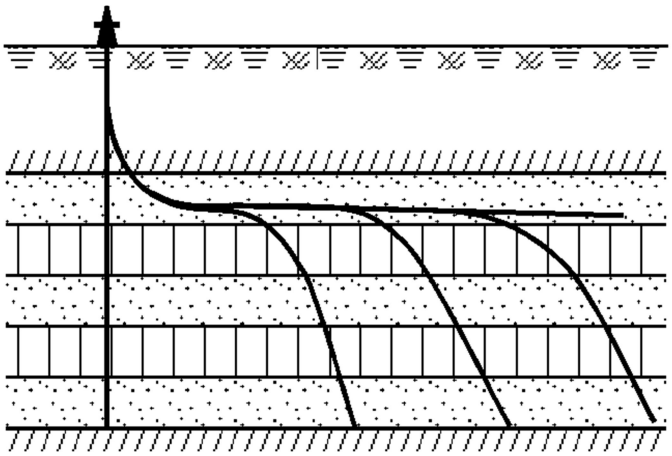


Рисунок 1 – Скважинная система с многофункциональной скважиной

В развитие этого подхода позднее были предложены технологии разработки месторождений с использованием многофункциональных скважин. В данном случае под этим термином понималось решение двух различных задач в рамках одной скважины. Например, одна нагнетательная скважинная система осуществляла закачку газа в газовую шапку (медленный сайклинг-процесс) и закачку воды под ГНК. Добыча же через добывающую скважинную систему

осуществлялась с повышенной скоростью извлечения из нефтяной оторочки за счет горизонтальных частей и с меньшей скоростью – через вертикальный ствол – газа из газовой шапки. Одновременное решение различных задач с целью повышения газо-, нефте-, конденсатоотдачи отличает указанный подход от других вариантов с раздельной эксплуатацией горизонтов [147, 163].

Развитие подходов к созданию многофункциональных скважин потребовало привлечения новых технологий, например, бурения на репрессии и таргетированной проводки горизонтальных стволов.

Дальнейший прогресс в совершенствовании разработки месторождений нефтегазовых месторождений связан с созданием не одиночных многофункциональных скважин, а целых многофункциональных систем (технологий), нацеленных на эффективную разработку месторождений.

Под многофункциональными технологиями в данном случае понимаются технологии, которые рассматривают месторождение как единый объект разработки и достигают несколько важных целей.

В данном случае, для разных типов месторождений, достигаемые цели разные.

Для месторождения с низконапорным газом – обеспечение добычи газа и поддержания устьевого давления на уровне, достаточном для функционирования наземной сети без ввода дополнительных ДКС.

Для газового месторождения с нефтяной оторочкой – достижение высоких значений КИН из оторочки и предотвращение ее расформирования из-за параллельной разработки газовой (газоконденсатной) шапки.

Для ПХВ – создание хранилища смеси водорода и метана с заданным объемом и обеспечения высокого коэффициента обратного отбора газа.

Как правило, новые технологии достаточно дороги в реализации. В исторически унаследованном от СССР подходе к лицензированию предполагалось, что экономически эффективной должна быть разработка месторождения в целом. За счет более дешевых в добыче ресурсов финансировалось (субсидировалось) извлечение более дорогих, как правило,

трудноизвлекаемых запасов. Указанный подход исторически способствовал внедрению и опробованию новых технологий и технологических решений.

Неожиданным результатом создания новых технологий стал повышенный интерес к вопросу подсчета начальных извлекаемых запасов. Ранее данный вопрос традиционно относился к области интересов геологов.

Создание новых технологий затронуло и этап проведения геологоразведочных работ (ГРР). В работе [35] представлен подход, нацеленный на сокращение сроков ввода месторождения в разработку и повышение качества создаваемых проектных документов методологии ГРР, который существенно расширяет традиционные задачи и подходы в данной области. Он призван сократить общее время до начала промышленной разработки месторождения за счет проведения необходимых исследований на ранней стадии работ на месторождении.

Присущая большинству месторождений опытно-промышленная разработка (ОПР) переносится на период разведочных работ. Этим экономится от трех до пяти лет, которые ранее потребовались бы на создание ТЭО КИН, подготовку и проведение ОПР.

Исторически вопросами разработки запасов нефти и газа занимались разные организации. Поэтому возникали ситуации, когда при разработке газовых объектов не уделялось внимание запасам нефти, вплоть до списания запасов нефтяных оторочек с баланса. Похожая ситуация складывалась и при переходе от геологичеких моделей к гидродинамичееским, когда разные представления специалистов приводили к потери или искажению данных.

Со временем пришло понимание, что разработка нефтяных и разработка газовых месторождений должны рассматриваться совместно. Так, в номенклатуре специальностей появилась специальность 05.15.06/25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Вопросы разработки ПХГ, как правило, также рассматривались в специальности 25.00.17. Отдельной специальности по созданию и эксплуатации ПХГ нет. Одной из первых

диссертаций по ПХВ явилась работа Булатова Г.Г. – Подземное хранение водорода: по специальности 05.15.06 в 1979 г.

В образовательном процессе иногда объединяют разработку газовых месторождений и ПХГ. Например, в РГУ нефти и газа им И.М. Губкина существует Программа магистерской подготовки – «Моделирование и цифровизация процессов проектирования разработки газовых месторождений и эксплуатации ПХГ». Таким образом, можно говорить о сближении вопросов разработки месторождений нефти, газа и создания и эксплуатации ПХГ.

Теоретические предпосылки необходимости определения параметров ОФП в пластовых условиях

Выполненные разными авторами сравнительные исследования на кернах показали, что ряд определенных в лабораторных экспериментах характеристик зависит от насыщенности образца в процессе проведения эксперимента.

В работах [28, 47] показана сильная зависимость упругих и прочностных свойств, от насыщения кернов по результатам лабораторных экспериментов.

Таким образом, воспроизведение или невоспроизведение пластовых насыщенностей при лабораторных исследованиях может серьезным образом повлиять на результаты. Существуют технологические и технические решения, позволяющие поднять керн для исследования при пластовом насыщении, надо только об этом позаботиться до отбора керна. Однако, во-первых, на этапе разведочного бурения не всегда имеется возможность провести данные работы, в том числе из-за высокой сложности и стоимости. Во-вторых, часто при проектировании разработки доступен только отобранный десятки лет назад керн.

Ниже приведен неполный список зафиксированных эффектов. Не все явления могут одновременно наблюдаться в каждом конкретном исследовании, но их количество и широта говорят о важности определения зависимостей ОФП в пластовых или близких к ним условиях.

- Коэффициент микрошероховатости может быть определён как на сухом керне, так и при наличии остаточной воды на одних образцах.

Сравнительные эксперименты, выполненные в работах [44, 56] показывают существенное различие данного параметра.

- Наличие связанной воды в коллекторе влияет на пороговую насыщенность ретроградного конденсата, выше которой он обретает подвижность в пласте. При этом сама зависимость порога подвижности конденсата от связанной воды носит сложный характер [145].
- Фазовое поведение углеводородных систем в керне зависит от наличия остаточной воды в определенных условиях [2, 14].
- Серия экспериментов на кернах из одного объекта показала, что динамика изменения проницаемости керна при изменении давления в нем зависит от типа насыщающего его флюида [39]. В работе [43] показано, что после знакопеременной нагрузки на керн наблюдается рост проницаемости для кернов, насыщенных керосином при наличии остаточной воды. Для образцов, полностью насыщенных водой, проницаемость после аналогичных воздействий снижается.

Проблема перенесения свойств с масштаба исследования (например, на керне) на более крупный масштаб последующего использования (например, всего месторождения) имеет ряд характерных особенностей. Некоторые свойства (например, пористость и насыщенность) являются аддитивными и пересчитываются объемным методом. Другие свойства (например, абсолютная проницаемость, ОФП и капиллярные кривые) являются неаддитивными и требуют специальных процедур перерасчета. Кроме того, проблема также состоит в различии описывающих один и тот же процесс фильтрации типов уравнений на различных масштабах. Если параметр определяется на керне (минимальный масштаб) и его значение определяется из одних соотношений, то этот же параметр на большем масштабе может входить в описывающее фильтрацию уравнение с дополнительными членами, старшими производными, требующими доопределения коэффициентов и зависимостей. Иными словами, при переходе с

масштаба на масштаб тип решаемых уравнений, описывающих один и тот же процесс, не обязательно сохраняется.

Применительно к абсолютной проницаемости давно известно, что при масштабировании матрица тензора абсолютной проницаемости полностью заполняется. Даже если на микромасштабе матрица тензора абсолютной проницаемости диагональна, то для учета микронеоднородности на макромасштабе матрица тензора проницаемости становится полностью заполненной. Существуют конструктивные процедуры вычисления данного параметра [49].

Профессор П. К. Китанидис (Peter K. Kitanidis) из Стенфордского университета, показал, что если на мелком масштабе всем мелким сеточным ячейкам приписан один и тот же вид ОФП, то никакого масштабирования ОФП проводить не надо [147, 163]. В более сложном случае появляются дополнительные члены со старшими производными, описывающими дисперсию и диффузию. Таким образом, смена масштаба исследования в любом случае требует рассмотрения вопроса об изменении ОФП.

При наличии истории разработки (возможно только на этапе опробования или ОПЭ), результатов исследования почти всегда выполняется процедура адаптации модели к фактическим данным. Казалось бы, подобный подход должен был бы снять остроту проблемы с определением зависимостей ОФП в пластовых условиях. Как показывает практика, адаптация ОФП не всегда достоверна. При очень существенных различиях в начальном приближении от фактического значения ОФП итерационный процесс по адаптации не всегда способен восстановить истинные параметры или может найти не соответствующий фактическому состоянию набор параметров. Кроме этого, фактические данные могут отражать процессы фильтрации в пласте в узком диапазоне насыщенности.

Связь проблемы неколлекторов и необходимости промыслового определения зависимостей ОФП

Согласно рекомендациям [81], выделение «неколлекторов» строится на сопоставлении петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств некоторого

прослоя с результатами опробования пласта или признаками проникновения фильтрата бурового раствора. На практике отсутствие зафиксированного притока к конкретным интервалам может быть связано с целым рядом причин негеологического характера: малым временем исследования, наличием минимальных значений фиксируемого притока и т.д. В зависимости от используемого прибора в ряде случаев минимальный регистрируемый дебит может достигать достаточно больших значений. Например, в зависимости от диаметра условного прохода для прибора ЭМИС-ВИХРЬ 200-СКВ минимальный дебит находится в пределах от 0,3 до 14,3 $м^3$/сут [104]. Для расходомеров серии ГЕО-РД минимальный фиксируемый расход составляет 3 $м^3$/сут.

На месторождении площадь контакта между двумя пропластками (в горизонтальной плоскости) может составлять многие квадратные километры. Поэтому даже существенно более слабые перетоки, чем регистрируемые при интерпретации данных ГИС, тем не менее могут оказывать существенное влияние на течение в пределах месторождения в целом. Особенно в случае неравномерности выработки отдельных объектов, сопровождаемой формированием перепада давления между пропластками. Значительный переток пластовых флюидов между пропластками даже через неколлектор вполне достижим в подобной ситуации.

По данным работы [92], прирост запасов по Ромашкинскому месторождению, после корректировки минимальных значений для определения «неколлекторов», составил 700 млн. т.

Разрыв между теорий и практикой разработки

В силу наличия формального требования ГКЗ о близости значений начальных запасов в геологической и гидродинамических моделях, вопрос правильного подсчета геологических запасов имеет значение и для разработчиков.

Из теории решения обратных задач по идентификации коллекторских свойств хорошо известно, что первый параметр, который может быть оценен наиболее достоверно при наличии достаточного числа измерений, например,

забойного давления, является нефтегазонасыщенный дренируемый объем. Геологическая модель не подвергается процедуре адаптации к фактическим данным, определенные с ее помощью запасы не могут считаться достоверными хотя бы в силу разброса значений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, определенных по данным ГИС. Неопределенность указанных коэффициентов находит отражение в неопределенности значений запасов углеводородов.

Подвергаемая процедуре адаптации к истории разработки гидродинамическая модель потенциально способна претендовать на научно обоснованность значений дренируемого порового объема. Поэтому не запасы гидродинамической модели должны привязываться к запасам геологической, а наоборот. Хвост не должен вертеть собакой!

Как показала практика, при наличии ошибочной оценки начальных запасов в гидродинамической модели (при ее привязке к запасам геологической), процесс ее адаптации к фактическим данным разработки чрезвычайно осложняется. Часто для адаптации гидродинамической модели применяются изменения, физически не обоснованные и не согласованные с исходными представлениями о геологическом строении объекта разработки.

Кроме того, случаются и административные сложности. Например, границы принадлежащих отдельным недропользователям участков на Уренгойском месторождении, как правило, определены по контуру нефтегазоносности сеноманских залежей [1], введённых в эксплуатацию в 1960–1980 гг. В результате более глубокозалегающие залежи валанжинского и ачимовского горизонтов оказались у разных недропользователей. Административными методами пришлось создавать Координационный совет, включивший представителей шести недропользователей, для включения в рассмотрение комплекса из 15 продуктивных пластов валанжинского разреза, в которых выявлено 29 залежей [16].

Резюмируя сказанное, можно заключить, что за последние десятилетия создались научные предпосылки для эволюционного развития новых

многофункциональных технологий, охватывающих не только этап эксплуатации месторождения, но также и этапы разведки и ликвидации месторождений. Об особенностях, предлагаемых в диссертации решений, будет сказано в соответствующих разделах.

Цели и задачи

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 гидродинамических исследований скважин и интерпретации получаемых результатов, которая направлена на идентификацию параметров совместной фильтрации нефти и воды в пласте за счет создания разнонаправленных течений и объединяет данные ГДИС и ГИС на основе решения обратных задач.
2. Создание методики адаптации гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД в горизонтальной скважине с ГРП или МГРП, разрабатывающей газоконденсатный объект с высоким содержанием конденсата при низких ФЕС коллектора.
3. Обоснование методического подхода к созданию многофункциональных технологий с целью разработки месторождений различного типа: с запасами низконапорного газа, нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой.
4. Научное обоснование технологий подземных хранилищ водорода с контролируемым в пространстве контуром, за счет привлечение подходов,

созданных для разработки нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой.

Научная новизна

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 проведения исследований, включающая последовательность действий на промысле, требований к проведению

исследований и алгоритм интерпретации результатов. Предложенная методика подтверждена исследованиями, проведенными на месторождении.

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, обеспечивающий добычу газа без сооружения дополнительных мощностей дожимных компрессорных станций. Это достигается тем, что за счет бурения специальной системы скважин различного назначения поддерживается забойное давление на добывающих скважинах на достаточном для продолжения функционирования скважин уровне, способствующее росту коэффициента газоотдачи.

4. Обоснован научно-методический подход к разработке нефтегазоконденсатного месторождения, который позволяет контролировать геометрию нефтяной оторочки, не допуская расформирования запасов за счет чрезмерного продвижения конусов газа и воды. В результате возможна независимая реализация нефтяного и газового проектов – совместная разработка газоконденсатной шапки и нефтяной оторочки без заметного влияния газовой шапки на показатели разработки нефтяной оторочки.

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 полученных результатов обеспечивается результатами математического моделирования и их сопоставлением с фактическими данными эксплуатации и исследования скважин, экспериментальных исследований для месторождений углеводродов и подземных хранилищ газов.

Основные результаты работы отражены в 31 публикациях. Из них: в журналах, входящих в список ВАК (категории К1/К2) и приравненных к ним, – 25 (включая 8 патентов РФ); публикаций, входящих в международные базы WoS или Scopus – 11 и не вошедших в список ВАК - 6. Докладывались на многочисленных российских и международных конференциях.

Первые результаты по апробации (ОФП) в пластовых условиях на месторождениях Западной Сибири получены на этапе выполнения кандидатской диссертации. Кратко остановимся на них.

При приведении скважина отрабатывалась на нескольких режимах — с использованием свабирования и струйного насоса. Были зарегистрированы пять кривых восстановления давления (КВД), выполнена закачка солевого раствора в пласт, а также проведены многократные измерения импедансно-нормированной нейтронной каротажной (ИННК) кривой на различных этапах закачки и последующего восстановления.

Во время всех этапов исследования производилась непрерывная регистрация забойного давления. Геофизические работы выполнялись без демонтажа струйного агрегата: геофизический зонд проходил через центральный струйный насос. Такой подход обеспечил проведение гидродинамических (ГДИС)

и геофизических (ГИС) исследований в реальном времени, позволяя контролировать формирование разнонаправленных двухфазных течений (от скважины и к скважине) в окрестностях забоя. Это, в свою очередь, обеспечило возможность оценки расширенного набора фильтрационно-емкостных и фазопроницаемых параметров пласта. Схематически модель и скважина представлены на рисунок 2 (Рисунок 2 взят из диссертационной работы на звание к.т.н. автора, 2008 г.). Рисунок 3 и 4 взяты из статьи автора 2008 г. [55].

Интерпретация серии измерений, выполненных в скважине с использованием ИННК, позволило зафиксировать проникновение солевого раствора не только в верхний перфорированный нефтенасыщенный пропласток, но также в подстилающий интервал со смешанным насыщением и, в меньшей степени, в нижележащую водонасыщенную зону. Эти данные противоречат исходному предположению о наличии непроницаемой перемычки, герметично разделяющей нефтенасыщенный и водоносный интервалы.

После завершения закачки и последующей отработки скважины коэффициент текущей нефтенасыщенности был оценён на уровне порядка 35 % для верхнего пропластка и около 19 % — для нижнего. (см. рисунок 4). Характер вытеснения солевого раствора в процессе отработки указывает на частичное замещение нефти в верхнем интервале в пределах радиуса исследования, тогда как в нижнем интервале наблюдается практически полное вытеснение нефти.

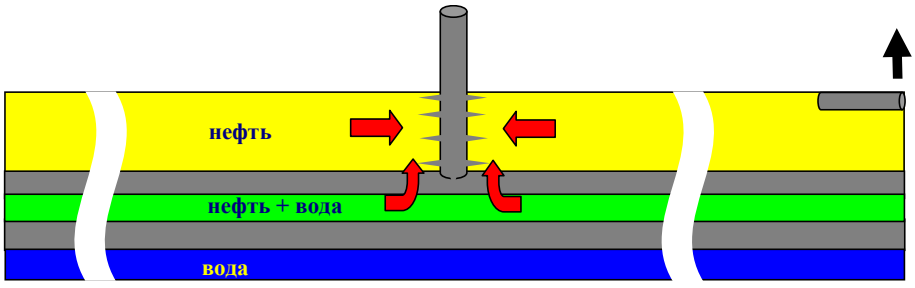


Рисунок 2 – Схематическое представление модели пласта в районе исследованной скважины

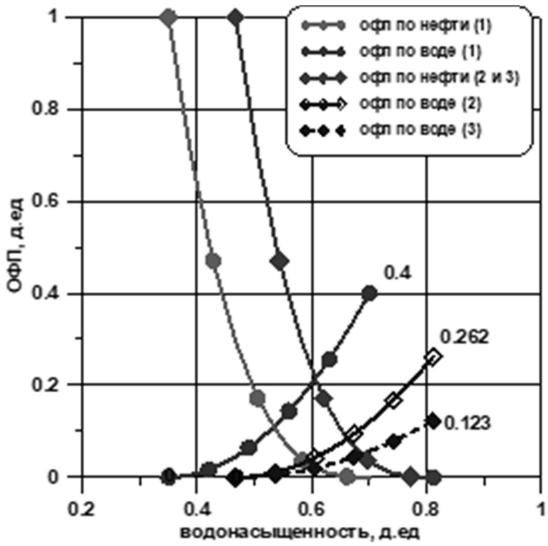


Рисунок 3 – Функции ОФП для нефти и воды определенные по тремя способами (1 – проект, 2 – ИННК + традиц. ГДИС, 3 – алгоритм идентификации)

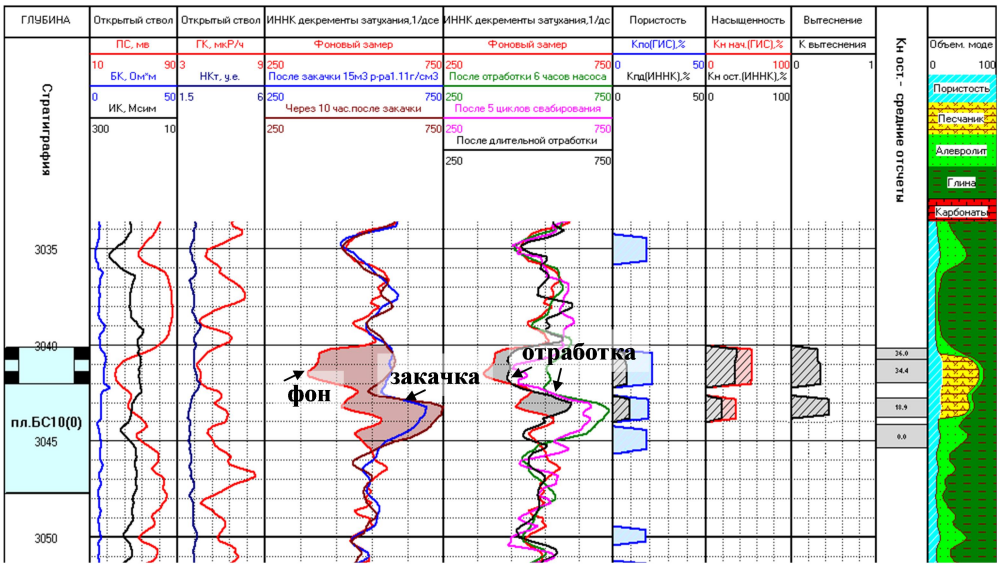


Рисунок 4 – Результаты исследований по технологии ИННК с закачкой солевого раствора

Рисунок 3 содержит графическое представление результатов идентификации кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти и воды. Линии группы *1* показывают исходные приближённые зависимости, использованные в последнем проектном документе для данного месторождения. Линии группы *2* соответствуют оценкам ОФП, полученным с использованием данных ИННК и традиционной интерпретации кривых восстановления давления (КВД), выполненной без полного учёта двухфазного течения флюидов. Линии группы *3* представляют собой кривые ОФП,

определённые на основе решения обратной задачи по совокупности данных всего периода исследований с применением численного алгоритма, разработанного в рамках настоящей диссертационной работы.

В качестве иллюстрации (см. рисунок 4) представлен планшет с результатами обработки результатов ИННК. Стрелками показано, как поменялись профили до и после закачки.

В дальнейшем в тексте диссертации приведены также результаты еще двух опробований технологий на скважинах, выполненных после завершения работ над кандидатской диссертацией.

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 газо-конденсатного 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 посвящает работу Закирову Сумбату Набиевичу, который внес неоценимый вклад в нефтегазовую науку и приложил огромные усилия для формирования автора как специалиста и человека.

Автор выражает благодарность всем бывшим и нынешним сотрудникам лаборатории газонефтеконденсатаотдачи им. С.Н. Закирова за многолетнее сотрудничество.

Автор благодарит компанию ИРМ (ранее известную как RFD) за многолетнее успешное сотрудничество и предоставленную возможность использования академической лицензии на ПО.

1. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ НАСЫЩЕНИЯ 3D МОДЕЛЕЙ АКТУАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ

1.1. Введение

Переход к массовому использованию 3D гидродинамических моделей создал новые вызовы для разработчиков моделей. Появился целый ряд актуальных задач.

Из отечественных ученых вопросами исследования скважин занимались: Алиев З.С., Басниев К.С., Борисов Ю.П, Бузинов С.Н., Зотов Г.А., Индрупский И.М., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кульпин Л.Г., Лапук Б.Б., Умрихин И.Д., Хайруллин М.Х., Чарный И.А., Шагиев Р.Г., Щелкачев В.Н. и другие. Из зарубежных исследователей хотелось бы отметить Азиза (Aziz), Хорна (Horne), Динга (Ding), Маскета (Muskat), Миллера (Miller), Дайеса (Dyes), Хатчинсона (Hutchinson) и других.

В работе рассмотрены вопросы определения зависимостей для описания относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для различных систем в пластовых условиях.

Это связано с практикой разработки месторождений и подходом к получению информации. Для объекта могут быть выполнены многочисленные исследования по определению открытой пористости и абсолютной проницаемости на керновом материале. Данная информация безусловна важна на этапе построения геологической модели, например для определения зависимости между значениями пористости и проницаемости. Но для гидродинамической модели важно также значение динамических параметров. В силу различных причин, в том числе стоимости и времени поведения исследований, экспериментов по определению ОФП может быть всего несколько штук. При этом в ряде случаев промаются определенные допущения. Например, возможно использование модельных флюидов (вместо реальных нефтей), выполнение исследований при других термобарических условиях и прочее.

Если опираться на промысловые исследования, выполняемые в процессе разработки месторождения, то возможность определения ОФП зависит от особенностей эксплуатации месторождения. Например, определение параметров ОФП для системы “нефть-вода” возможно только при достаточно высоком уровне обводненности исследуемых скважин. Это значит, что уточнение параметров ОФП по промысловым данным без проведения специальных исследований может потребовать накопления многолетней истории разработки месторождения.

Эксперименты, выполнение на фильтрационных моделях большой длины, показывают влияние масштабного фактора замеряемые параметры [94].

Характерный размер кернов составляет сантиметры, а типичный размер стороны сеточной ячейки в полномасштабной гидродинамической модели может находиться в диапазоне от 25 до 100 м в плане.

Таким образом неоднородность коллектора с характерным размером в метрах не найдет своего отражения в при экспериментах на кернах Но при фильтрации на гидродинамической модели она будет оказывать влияние на получаемый результат.

В работах [85, 86] показано, что распределение пористости и проницаемости, определенное на крупных и мелких кернах, имеет разные параметры распределения (математическое ожидание, дисперсия).

В трещинном или трещинно-поровом коллекторе возникают дополнительные проблемы, связанные с непредставительностью керна, который возможно изучить. Наличие крупных трещин, параметры которых невозможно определить на кернах малого диаметра, вносит искажения в получаемые на кернах данные. Фактические данные показывают, что напряженное состояние породы тесно связано с проницаемость трещин и их направлением. Таким образом, согласно работе [17], на ряде объектов для описания коллектора нужно обязательно выполнять определение проницаемости с учетом ориентации керна. При этом на уровне математических моделей возможно определение даже полного тензора проницаемости [49].

В работе [49] описаны фундаментальные проблемы, возникающие при переносе значений проницаемостей с одного масштаба на другой. Они не связаны напрямую с качеством данных или методиками проведения эксперимента и не могут быть устранены только техническими средствами.

Например, в работе [26] показано, что при определении ФЕС на одном объекте, но на кернах разного размера получаются различные параметры.

Поэтому для обработки данных по трещинному керну используются методики, компенсирующие данные различных исследований: исследования ГИС с привлечением различных приборов, микроэлектрическое и акустическое сканирование [15, 62].

При этом в случае сложного строения коллектора надо определять (и в дальнейшем уточнять) не три компоненты проницаемости, а полный тензор [27, 49, 77, 185].

Существуют различные методики, позволяющие построить кривые для зависимостей ОФП, соответствующие пластовой ситуации. Часть из них опираются на моделирование фильтрации в сильно упрощенных, по сравнению с реальными средами, условиях [53, 120, 128, 160, 179]. Другие отказываются от физического моделирования процесса фильтрации и решают обратную задачу определения ОФП по данным разработки [97].

Также фундаментальной проблемой является изменение смачиваемости, пористости и проницаемости на этапах транспортировки и подготовки керна к исследованиям. Например, если керн слабосцементированный, то изменения нагрузки на него из-за снижения давления с пластового до атмосферного при подъеме керна может его разрушить или привести к формированию системы трещин, которые исказят в дальнейшем результаты исследований.

Сейчас существуют технологические решения для подъема и дальнейшего исследования таких образцов. Но часто в распоряжении исследователя имеются только образцы кернового материала отобранного десятки лет назад без использования соответствующих технологий. Для сохранения слабосцементированного керна необходимо применение целого ряда специальных

технологий и технологических решений от момента его отбора до момента исследования [91], включая этап его хранения. В ряде случаев это достаточно затратные технологии, например подготовка и хранение керна в жидком азоте.

В работе [183] представлены зависимости ОФП, снятые на керне при различных давлениях (рисунок 5). С одной стороны, разница не очень большая, но так как в процессе разработки месторождения, особенно на режиме истощения, диапазон пластовых давлений может быть очень широк, такие изменения необходимо учитывать, что приводит к необходимости определения кривых ОФП не только на разных кернах, но и при разных давлениях.

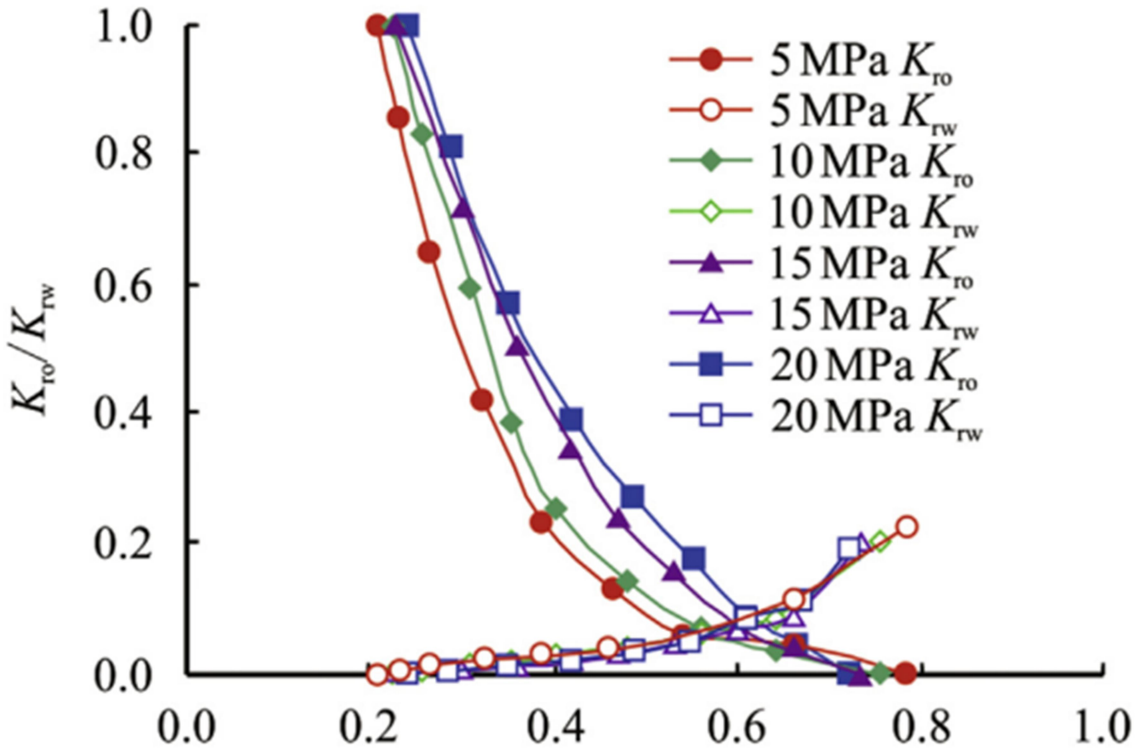


Рисунок 5 – ОФП, определённые на одном керне, но при разных давлениях

Кроме того, очень часто нет возможности провести лабораторные исследования на керне по ряду объектов или областей коллектора. Причины могут быть разные: сложность отбора проб из слабосцементированных коллекторов; отсутствие возможности провести эксперименты с реальными флюидами при пластовых давлениях и температуре; слишком низкопроницаемый образец керна, что приводит к слишком длительным экспериментам.

Таким образом, полученные в лаборатории данные, по зависимостям ОФП невозможно напрямую перенести в 3D гидродинамическую модель.

Поэтому появляется потребность в источнике данных, способных предоставить информацию на масштабах гидродинамической модели.

Таким источником могут стать результаты обработки гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и фактические сведения о показателях их работы при эксплуатации месторождения.

Однако, прямой информации о параметрах ОФП в этих данных нет. Она может быть получена в результате математической обработки замеров, которая сводится к решению обратной задачи. Конечно, в зависимости от задачи и данных сложность решения обратной задачи и достоверность получаемых результатов могут сильно разниться.

Например, в период безводной добычи период приток к скважине является однофазным. Или почти однофазным. Поэтому на динамику притока к скважине оказывает влияние только один параметр (одна точка на зависимости ОФП) - проницаемость по подвижному флюиду (газу или нефти) при остаточной водонасыщенности. Но даже это значение возможно будет определяться с некоторой погрешностью. Так практике возможна ситуация, когда водонасыщенность в пласте несколько выше остаточной и малые объемы воды фактически поступают в скважину. Но из-за относительно малого времени исследования вода накапливается на забое и не попадает с продукцией на устье.

При создании же многофазного притока в скважину, фиксируется поток флюида с разным соотношением фаз. Таким образом, многофазное исследование способно уточнить результаты однофазного.

Некоторой противоположностью исследований на однофазном режиме являются испытания типа «каротаж-закачка-каротаж» [84].

Значительно более информативным и, одновременно, более сложным является проведение и обработка исследований на режимах с многофазным притоком к скважине.

Одной из проблем, возникающих при проведении исследований с многофазным потоком, является необходимость периодической количественной оценки насыщения призабойной зоны методами геофизических исследований скважин (ГИС). Наиболее подходящими являются электрические методы. В частности, заканчивание с открытым стволом в карбонатных пластах значительной толщины и использование специальных измерительных компоновок позволяет получать высокоинформативные результаты [55]. В то же время, в терригенных отложениях Западной Сибири длительные испытания скважин требуют обсаженного заканчивания с перфорацией. В этом случае возможной опцией являются методы электрометрии через колонну. Однако соответствующие работы отличаются высокой стоимостью и показали себя недостаточно надежными в условиях Западной Сибири.

1.2. Различные типы исследований с созданием многофазного притока

Многие нефтяные месторождения, на которых организовано поддержание пластового давления, разрабатываются по технологии латерального заводнения. Фактические данные свидетельствуют о невысокой эффективности такого подхода. Вода способна продвигаться по высокопроницаемым прослоям в неоднородном коллекторе в силу, как правило, более высокого значения ОФП в системе нефть-вода. Это обуславливает меньшее гидродинамическое сопротивление, по сравнению с другими участками с той же насыщенностью. После прорыва воды по отдельным “каналам” ситуация становится еще хуже. Вследствие ранней обводненности добываемой продукции падают отборы нефти и текущие и конечные коэффициенты извлечения нефти оказывается низкими.

Переход к регулированию вертикальных потоков привел к появлению технологии вертикально-латерального заводнения. Это когда забои добывающих и нагнетательных скважин разносятся как по латерали, так и вертикали.

Эта идея нашла отражение в ряде работ [37, 38].

Технологии на основе вертикально-латерального воздействия не предназначены для месторождений с низкими значения насыщенных толщин,

вместе с этим они могут быть интересны для целого ряда массивных месторождений, в том числе на поздней стадии разработки. Примером такого месторождения может служить Медвежье.

Для каждого конкретного месторождения эффективность технологий вертикально-латерального воздействия будет определяться рядом факторов. В том числе текущий запас пластовой энергии и темпы поддержания пластового давления в дренируемой области пласта; степень сообщаемости по вертикали.

Ранее значение вертикальной проницаемости признавалось важным при разработке водонефтяных и подгазовых зон, из-за образования конусов. [10, 78,127].

Представляется, что и сейчас вопрос о вертикальной проницаемости объекта недооценен, хотя стали появляться работы, которые уделяют этому вопросу внимание [65, 66].

Для определения данного параметра предложен подход к определению параметров пласта (в том числе вертикальной проницаемости) по результатам обработки специального исследования по 3D гидропрослушиванию [38].

Технологии гидродинамического исследования скважин (ГДИС) с целью определения ОФП для нефти и воды в пластовых условиях опираются на создание в пласте двухфазных разнонаправленных фильтрационных течений. Общая особенность таких исследований состоит в реализации следующей типичной последовательности технологических операций.

● Этап I. Как и при традиционных исследованиях, скважина эксплуатируется с целью добычи нефти в течение некоторого периода времени. Отличие состоит в том, что на дебит нефти не накладываются особые ограничения, в том числе он может произвольно изменяться во времени. Отсутствует ограничение, связанное со значительной продолжительностью интервала отбора нефти.

● Этап II. Скважина закрывается для общепринятого снятия кривой восстановления забойного давления (КВД). При этом не формулируется требование обязательного восстановления забойного давления до уровня начального пластового.

● Этап III. В скважину начинается закачка воды, в общем случае, с переменным во времени расходом. Закачка воды продолжается до заданного момента времени.

● Этап IV. Скважине придаются функции добывающей. Из скважины осуществляют отбор пластовой смеси (воды и нефти) с заданным, возможно меняющимся во времени, дебитом по жидкости. При этом продукция скважины состоит сначала из закачанной воды, затем – воды в смеси с пластовым флюидом. Возможно, к моменту окончания отбора в скважину будет поступать только пластовый флюид

Между отдельными этапами допускаются технологические перерывы, проведение дополнительных исследовательских работ на скважине, при которых также желательно регистрировать изменения забойного давления. Возможны различные способы эксплуатации скважины, но важным требованием для достоверной оценки характеристик пласта является исключение спуско-подъемных операций с глушением скважины в течение всего исследования. Возможно выполнение нескольких циклов закачки и отбора флюида. Так, в исследованиях, рассмотренных в работе [48], было выполнено два цикла отбора и закачки.

Общая постановка математической модели задачи

Если говорить о математической постановке для целого ряда различных задач, то требуется минимизировать заданный функционал. Для каждой задачи функционал и набор идентифицируемых (управляющих) параметров определяется исходя из особенностей задачи.

В зависимости от конкретной задачи в замеряемые параметры попадают те или иные показатели работы скважины и/или результаты интерпретации геофизических исследований. Алгоритм решения идентификационной задачи предусматривает последовательное решение нескольких задач:

- *Решается прямая фильтрационная задача.* Для разных технологий используются различные прямые задачи. Целью решения задачи является получение динамик изменения замеряемых показателей в процессе

проведения исследований при заданных текущих значениях управляющих параметров (параметров пласта – проницаемостей, ОФП и др.).

- *Определяется текущее значение оптимизационного функционала* – критерия качества, отражающего степень близости между найденными расчетными и фактически замеренными значениями показателей работы скважины за период исследования.
- *Находится решение сопряженной краевой задачи*, формулировка которой следует из методологии теории оптимального управления [37]. Результатом решения задачи является определение производных критерия качества по управляющим параметрам.
- *Осуществляется один шаг минимизации исходного функционала* с использованием эффективных методов гладкой оптимизации (различных вариантов квазиньютоновских алгоритмов). Шаг смещения вдоль соответствующего направления определяется из решения специальной краевой задачи – задачи для вариаций, формулировка которой также вытекает из методов теории оптимального управления. Важно, что нахождение шага смещения производится с учетом дополнительных ограничений на диапазон изменения управляющих параметров и не требует решения дополнительных прямых задач. Ограничения на значения управляющих параметров отражают физическую сущность протекающих процессов.
- *Итерации, включающие предыдущие пункты,* повторяются до выполнения заданного критерия остановки, отражающего близость найденного решения к искомому минимуму функционала.

При этом для каждого исследования была разработана и реализована уникальная последовательность технологических операций, отражающая особенности данного объекта. [6, 38, 52, 54].

Подход к определению параметров ОФП, пористости и проницаемости пласта

Для решения поставленной нелинейной прямой задачи применяется неявная двухслойная по времени конечно-разностная (конечно-объемная) численная схема. На каждом временном слое возникает следующая нелинейная система алгебраических уравнений,

$$\vec{F}^{\,j}(\vec{x}^{\,j},\vec{x}^{\,j-1},\vec{u}) = 0 \qquad j = 1,2,...,N \tag{1}$$

где $\vec{x}^{\,j}$ – вектор независимых переменных прямой задачи (фазовых переменных) на j-м временном слое, N – номер последнего шага прямой задачи. В качестве $\vec{x}^{\,j}$ при двухфазной фильтрации выступает вектор значений давления в нефтяной фазе и значений водонасыщенности в каждом сеточном блоке на временном слое j. Через $\vec{u}$ обозначен вектор идентифицируемых параметров (параметров пласта, включая ОФП), которые далее носят название управляющих параметров.

Система нелинейных уравнений (1) на каждом временном слое решается с применением метода Ньютона, что приводит к получению, на каждой итерации, системы линейных алгебраических уравнений:

$$\vec{F}^{\,j}_{\vec{x}^{\,j}}(\vec{x}^{\,j(\nu)})\;\delta\vec{x}^{\,j(\nu)} = -\vec{F}^{\,j}(\vec{x}^{\,j(\nu)}) \tag{2}$$

где ν – номер текущей итерации метода Ньютона, через $\delta\vec{x}^{\,j(\nu)}$ обозначена величина очередной добавки к решению нелинейной системы, а $\vec{F}^{\,j}_{\vec{x}^{\,j}}$ – матрица частных производных (матрица Якоби) уравнений (1) для j-го временного слоя прямой задачи по фазовым переменным $\vec{x}^{\,j}$.

Таким образом, в результате решения прямой задачи определяются значения фазовых переменных $\vec{x}^{\,j}$ (например, для двухфазной задачи нефть–вода это будут давления в нефтяной фазе и водонасыщенности) для всех узлов сетки и на всех временных слоях $j = 1,2,...,N$ при текущем наборе значений управляющих параметров $\vec{u}$.

В оптимизационной постановке обратная задача формулируется как задача минимизации следующего функционала по области возможных значений вектора $\vec{u}$:

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^{N} \left(\vec{y}^{\,j}(\vec{x}^{\,j}(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^{\,j} \right)^T \Omega \left(\vec{y}^{\,j}(\vec{x}^{\,j}(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^{\,j} \right), \quad (3)$$

где j обозначает номер замера на скважине, N – число замеров за время исследования, $\vec{y}^{\,j}$ и $\vec{Y}^{\,j}$ – соответственно, векторы расчетных и фактически замеренных значений показателей работы скважины на момент j-го замера; T – знак транспонирования. В качестве компонентов векторов $\vec{y}^{\,j}$ и $\vec{Y}^{\,j}$ выступают значения забойного давления, дебита нефти (или обводненности) и коэффициента водонасыщенности околоскважинной зоны для исследуемой скважины на момент измерений j. Диагональная матрица Ω обеспечивает нормировку разноразмерных измерений и задает удельное влияние каждого из замеров на значение критерия качества. В частности, величинам, замеряемым с меньшей погрешностью, должны соответствовать большие значения соответствующих элементов на диагонали Ω.

На значения вектора $\vec{u}$ могут накладываться ограничения вида:

$$\vec{u}_{\min} \le u \le \vec{u}^{\max} \quad (4)$$

Для применения эффективных градиентных методов минимизации необходимо уметь вычислять значения частных производных функционала (3) по управляющим параметрам. Поскольку решение прямой задачи осуществляется численно, для определения искомых производных применяются методы теории оптимального управления [48]. Основная идея состоит в использовании дискретной формы принципа максимума Понтрягина.

Применение дискретной формы принципа максимума позволяет избежать необходимости непосредственной минимизации функционала (3). Вместо этого на каждой итерации алгоритма осуществляется следующая последовательность операций [48].

1. Формулируется и решается сопряженная линейная система уравнений для поиска вспомогательных векторов $\vec{\psi}^{\,j}$ – значений так называемой сопряженной функции для j–го временного слоя:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^{\,j\,T}\vec{\psi}^{\,j} = -\vec{F}_{\vec{x}^j}^{\,j+1\,T}\vec{\psi}^{\,j+1} - \frac{2}{\Delta t^j}\vec{y}_{\vec{x}^j}^{\,j\,T}\,\Omega\,\vec{y}^{\,j},\ j = N,..,1, \tag{5}$$

где наличие у величины векторного индекса соответствует матрице частных производных данной величины (ее компонент) по соответствующим компонентам индекса (векторного аргумента); Δt^j – размер j-го временного шага.

Особенностью системы (5) является то, что движение по временным слоям осуществляется в обратном направлении по времени. Роль “начального” условия для сопряженной задачи выполняет условие трансверсальности

$$\vec{\psi}^{\,N+1} = 0 \tag{6}$$

2. Найденные путем решения значения сопряженной функции используются для вычисления производных функционала по управляющим параметрам:

$$\nabla J = \aleph^T \vec{F}_{\vec{x}^0}^{1T}\vec{\psi}^1\Delta t^1 + \sum_{j=1}^{N}\left[2\left(\vec{y}_{\vec{u}}^{\,j}\right)^T\Omega\,\vec{y}^{\,j} + \vec{F}_{\vec{u}}^{\,jT}\vec{\psi}^{\,j}\Delta t^j\right], \tag{7}$$

где матрица $\aleph$ учитывает возможную вариацию начального распределения фазовых переменных задачи при малом изменении управляющих параметров (например, изменение начальной водонасыщенности в соответствии с изменением остаточной водонасыщенности):

$$\delta\vec{x}^0 = \aleph\delta\vec{u}. \tag{8}$$

3. Найденные по формуле (7) производные функционала используются для вычисления направления поиска минимума согласно одному из эффективных методов гладкой оптимизации. Значения управляющих параметров (вектора $\vec{u}$) на $(\nu+1)$-й итерации вычисляются как

$$\vec{u}^{(\nu+1)} = \vec{u}^{(\nu)} - \beta^{(\nu)}\vec{D}^{(\nu)} \tag{9}$$

где $(-\vec{D}^{(\nu)})$ – направление поиска минимума функционала; $\beta^{(\nu)}$ – величина шага смещения вдоль направления поиска.

Направление поиска экстремума рассчитывается в соответствии с выбранным методом гладкой оптимизации. Для рассматриваемого класса задач среди методов, требующих вычисления только производных функционала по управляющим параметрам, наиболее эффективно показали себя квазиньютоновские методы: BFGS (Broyden — Fletcher — Goldfarb — Shanno или в русскоязычной литературе группа авторов пишется следующим образом: Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно) и основанный на нем метод SSVM (Метод опорных векторов) [23].

Величина шага смещения для выбранного направления поиска выбирается так, чтобы обеспечить наименьшее возможное значение функционала в новой точке:

$$\beta^{(\nu)} = \arg\min_{\beta} J(\vec{u}^{(\nu)} - \beta\vec{D}^{(\nu)}). \qquad (10)$$

Точные методы решения проблемы одномерного поиска (10), такие как метод золотого сечения и подобные ему, требуют вычисления значения целевой функции в ряде последовательных точек. Это соответствует многократному решению прямой задачи, и поэтому вычислительно не эффективно. В качестве более экономной альтернативы используется приближенный метод вычисления $\beta^{(\nu)}$, основанный на однократном решении дополнительной линейной краевой задачи – задачи для вариаций фазовых переменных:

$$\vec{F}^{j}_{\vec{x}^{j}}\delta\vec{x}^{j} = -\vec{F}^{j}_{\vec{x}^{(j-1)}}\delta\vec{x}^{(j-1)} - \vec{F}^{j}_{\vec{u}}\vec{D}^{(\nu)} \qquad j = 1,2,...,N \qquad (11)$$

при начальных условиях

$$\delta\vec{x}^{0} = \aleph\vec{D}^{(\nu)}. \qquad (12)$$

Здесь $\delta\vec{x}^{j}$ – вариация (линейная часть изменения) фазовых переменных (давления, водонасыщенности) в каждом сеточном блоке в ответ на вариацию (малое изменение) управляющих параметров в соответствии с направлением $\vec{D}^{(\nu)}$.

Если линеаризовать зависимость $\vec{y}^{\,j}(\vec{u})$ в точке $\vec{u}^{(\nu)}$, то величина функционала (8) с учетом (9) вдоль выбранного направления поиска приближенно описывается квадратным трехчленом относительно величины шага β. Он принимает свое наименьшее значение в искомой точке $\beta^{(\nu)}$. Отсюда окончательное выражение для вычисления величины шага смещения принимает вид:

$$\beta^{(\nu)} = \frac{\sum_{j=1}^{N} \left(\vec{y}^{\,j}(\vec{x}^{\,j}(\vec{u}^{(\nu)}), \vec{u}^{(\nu)}) - \vec{Y}^{\,j} \right)^T \Omega \, \delta\vec{y}^{\,j}(\vec{D}^{(\nu)})}{\sum_{j=1}^{N} \delta\vec{y}^{\,jT}(\vec{D}^{(\nu)}) \, \Omega \, \delta\vec{y}^{\,j}(\vec{D}^{(\nu)})}, \qquad (13)$$

где $\vec{y}^{\,j}_{\vec{x}^{j}}$ и $\vec{y}^{\,j}_{\vec{u}^{j}}$ – матрицы явных частных производных $\vec{y}^{\,j}$ по фазовым переменным и управляющим параметрам, соответственно, а вариации расчетных показателей работы скважины $\delta\vec{y}^{\,j}$ находятся через вариации управляющих параметров $\delta\vec{x}^{\,j}$ и фазовых переменных $\delta\vec{u} = \vec{D}^{(\nu)}$.

В предыдущем изложении подробно показаны основные этапы решения обратной задачи. Аппарат теории оптимального управления оказывается схожим и для других задач. Поэтому в дальнейшем мы остановимся только на отличительных особенностях конкретных технологий и алгоритмов их интерпретации.

Так, при проведении исследований возникает необходимость достаточно непрерывного и достоверного замера во времени забойного давления, дебитов нефти и воды, расхода воды при закачке. Также важным фактором является осуществление хотя бы нескольких определений коэффициента водонасыщенности пласта в призабойной зоне скважины на разные моменты времени. Здесь полезными оказываются методы промысловой геофизики – промысловые геофизические исследования (ПГИ). В частности, метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) при закачке оторочек солевых растворов различной минерализации [66].

Представление функций ОФП в обратной задаче

При решении обратной задачи необходимо брать частные производные по насыщенности от зависимости, определяющей ОФП. Поэтому в зависимости от способа описанния ОФП меняется реализация обратной задачи. Рассмотрено два варианта представления ОФП: параметрическое и табличное.

Параметрическое представление ОФП

В рамках обратной задачи возможно задание ОФП в виде параметрических зависимостей из некоторого класса, например:

$$k_j = C_j^n (S_j - S_j^*)^{n_j} \quad (14)$$

Или в виде полинома более высокой степени:

$$k_j = C_j^2 (S_j - S_j^*)^2 + C_j^1 (S_j - S_j^*)^1, \quad (15)$$

где k_j – величина относительной проницаемости пласта по фазе j, Sj – насыщенность пласта данной фазой, S_j^* – порог подвижности фазы j. Через n_j, C_j^n, C_j^2, C_j^1 обозначены неизвестные коэффициенты, которые вместе с коэффициентом вытеснения (или остаточной нефтенасыщенностью и параметрами пласта подлежат идентификации по данным исследования скважины.

Физический смысл коэффициентов следующий. $(S_j - S_j^*)$ - это работающая насыщенность фазы, которая участвует в фильтрации, C_j^1, C_j^2, C_j^n – коэффициенты при соответствующих степенях в зависимостях, для фазы j. Например, для задачи определения ОФП в системе “газ-вода” при использовании зависимости (15) будут определяться 4 коэффициента.

При этом ордината концевой точки зависимости ОФП для воды подлежит определению в рамках концепции как абсолютного порового пространства (АПП), так и концепции эффективного порового пространства (ЭПП). А ордината концевой точки ОФП для нефти в ЭПП всегда равняется единице, при нулевой абсциссе [37].

Табличное представление функции ОФП

В современных 3D гидродинамических симуляторах используется табличное представление функций ОФП. Поэтому алгоритм интерпретации может включать непосредственное уточнение параметров кривых ОФП, заданных в табличной (кусочно-линейной) форме.

Параметрами обратной задачи в такой ситуации являются сами значения заданные в таблице. Но просто оптимизация значений может приводить к получению некорректных решений. Более того, в современных гидродинамических симуляторах, на такие таблицы накладываются дополнительные ограничения. Например, монотонность значений в таблице. При нарушении такого рода условий расчет прямой (гидродинамической задачи) невозможен или крайне затруднителен и может давать некорректные, с точки зрения физики решения. Например отрицательные значения насыщенности или давления в ячейке.

Поэтому при здании условий для оптимизационной задачи, вводятся дополнительные условия при вычислении направления поиска минимума и шага смещения при решении обратной задачи [37]. Однако в этом случае значительно возрастает число управляющих параметров, и для их идентификации необходим больший объем и более высокое качество промысловой информации [52].

Вертикальное гидропрослушивание

Вертикальное гидропрослушивание предполагает использование одной скважины, вертикальной в пределах продуктивного пласта, но в варианте многофункциональной. В ней создаются два изолированных интервала вскрытия – у кровли и у подошвы пласта. В обсаженной скважине это достигается за счет соответствующей перфорации и применения одного пакера, в необсаженной – двух пакеров. Один интервал выступает в роли возбуждающего (путем закачки или добычи, по затрубью или через насосно-компрессорные трубы (НКТ)), другой – реагирующего (путем измерения давления манометром, спущенным по НКТ) – см. рисунок 6.

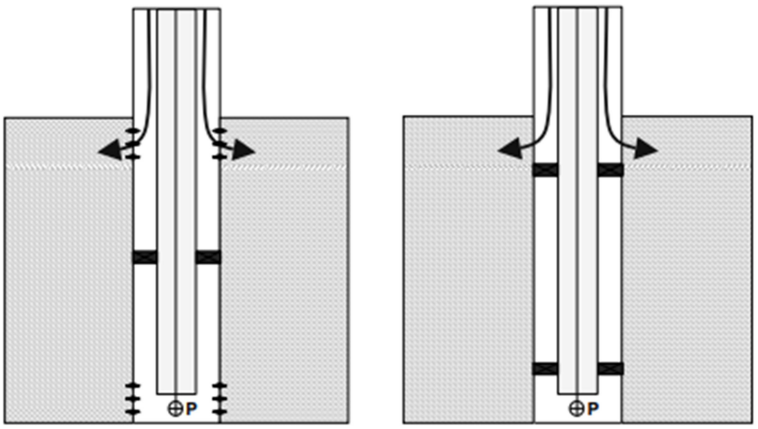


Рисунок 6 – Схема вертикального гидропрослушивания в обсаженной и необсаженной скважинах

1.3. Первый пример проведения исследования

Особенности планирования и реализации исследования далее рассматриваются на примере нефтяного месторождения, расположенного на севере Западной Сибири. На момент проведения работ объект находился на разведочно-пилотной стадии. Для испытаний скважины с целью оценки Квыт и ОФП выбрана наклонно-направленная скважина, недавно переведенная с нижележащего на исследуемый продуктивный пласт и перфорированная в его верхнем нефтенасыщенном интервале, изолированном от нижней части плотным прослоем.

Результаты пробных закачек воды, а также дегазированной нефти в этой и в других скважинах на данном пласте показали аномально низкие величины приемистости. При обратной отработке скважин до пластовой нефти отмечено восстановление их продуктивностей до исходных значений. Данные о вещественном составе коллектора указывают на отсутствие набухающих глинистых минералов. Керновые данные об ОФП также не свидетельствуют о возможности аномально низкой приемистости. Аналитические и экспериментальные исследования позволили исключить влияние несовместимости пластовой и закачиваемой вод. Вместе с тем, отмечаются признаки возможного формирования в призабойной зоне стойких водонефтяных эмульсий. Существуют и риски выпадения асфальто-смоло-парафиновых

отложений (АСПО). Таким образом, дополнительной задачей исследования явилось получение расширенной информации о процессах в пласте при закачке агентов нагнетания. Эти же причины привели к ряду технических и методических трудностей при проведении и интерпретации результатов исследования.

В выбранной скважине ранее был проведен максимально полный комплекс геофизических исследований, как в открытом стволе, так и после цементирования эксплуатационной колонны. Эти первичные данные были подвергнуты комплексной интерпретации по методике ТАВС [6] для подготовки детальной секторной гидродинамической модели окрестности исследуемой скважины с целью обоснования дизайна и интерпретации результатов исследования. Использование методики ТАВС позволило, наряду с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и начальным насыщением пласта, определить долю связанной воды и разумные начальные оценки эффективной проницаемости отдельных слоев модели.

С учетом выдержанности продуктивного пласта секторная модель принята двумерной осесимметричной, слоистой-неоднородной. Шаг разбиения ячеек по оси Z соответствует шагу интерпретации ГИС во всем интервале пласта. Использование логарифмического шага сетки по горизонтали повысило точность воспроизведения профиля давления в окрестности скважины вдоль радиальной координаты. Параметры коллектора в модели заданы в соответствии с концепцией эффективного порового пространства [38]. В качестве емкостного параметра использован коэффициент эффективной пористости $m_{эф}$, значения которого рассчитаны по неснижаемой остаточной водонасыщенности согласно интерпретации данных ГИС (см. рисунок 7). Распределение параметра проницаемости в радиальном направлении соответствует эффективной проницаемости kэф (фазовой проницаемости по нефти при неснижаемой остаточной водонасыщенности). Оно получено умножением значений, полученных из интерпретации ГИС, на множитель, определенный путем совмещения расчетной КВД с фактической, записанной на скважине после перфорации и первичного освоения.

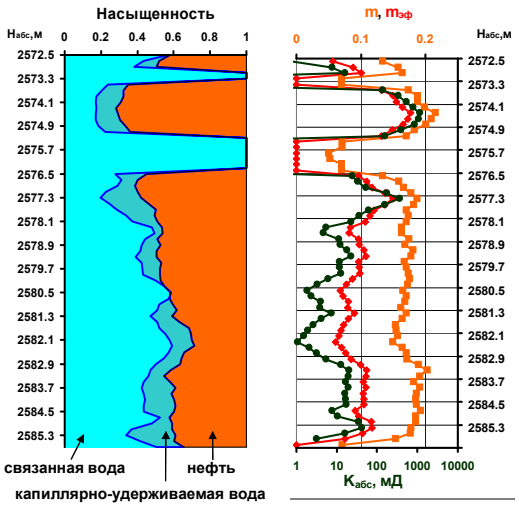


Рисунок 7 – Изменение параметров по толщине пласта согласно данным интерпретации ГИС, принятым при построении модели

ОФП для нефти и воды и кривые капиллярного давления исходно заданы по осредненным керновым данным для трех различных по свойствам интервалов пласта: тонкого низкопроницаемого пропластка у кровли, основного верхнего (перфорированного) нефтенасыщенного интервала и нижнего нефтенасыщенного интервала. Приведенные к пластовым условиям керновые капиллярные кривые позволили без дополнительной корректировки адекватно воспроизвести данные ГИС по распределению начальной водонасыщенности. Настройка керновой зависимости ОФП при малых водонасыщенностях позволила воспроизвести практическое отсутствие воды в притоке пластового флюида (обводненность 0,5%) при испытании целевого интервала. PVT-модели нефти и воды построены по результатам ранее проведенных исследований свойств пластовых флюидов.

На полученной гидродинамической модели выполнены многовариантные расчеты, позволившие установить оптимальную очередность, продолжительность и технологические параметры режимов работы скважины в процессе исследования. Они включали отработку на разных режимах, закачку водного раствора, записи кривых восстановления давления (КВД) и падения давления (КПД). Темпы отбора и моменты записей исследований методом импульсно-нейтронного каротажа (ИНК) выбраны таким образом, чтобы обеспечить максимальную информативность данных о динамике обводненности и изменении насыщенности для последующей интерпретации.

В рамках дизайна геофизической составляющей исследований смоделировано влияние закачки солевого раствора различной минерализации на показания ИНК. Рассмотрены значения $C_{\text{в}} = 1,\ 20,\ 100$ и 200 г/л, при минерализации пластовой воды 6-7 г/л.

Реализация исследований

До перевода исследуемой скважины на целевой пласт в обсаженном неперфорированном стволе была проведена первая фоновая запись ИНГК в соответствующем интервале. Перед началом исследований проведена перфорация целевого интервала на депрессии. Последующий спуск компоновки и другие работы потребовали глушения скважины технологическим раствором *KCl*. Выполнены освоение скважины и первичные испытания пласта с регистрацией КВД. Далее проведен стандартный комплекс гидродинамических исследований по оценке продуктивности скважины на стабильных режимах работы, также с регистрацией КВД. Выявлено снижение значения скин-фактора, что свидетельствовало о доочистке призабойной зоны.

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. Из-за нестабильного режима закачки динамика коэффициента приемистости (скин-фактора) оценивалась по результатам адаптации созданной гидродинамической модели к фактической динамике забойного давления. В дальнейшем эти результаты использовались для учета эффекта постепенного ухудшения характеристик призабойной зоны при закачке, не связанного с влиянием кривых ОФП.

Перед началом работ по закачке в пласт водных растворов выполнена вторая фоновая запись импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и

импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК). Полученная кривая времени жизни тепловых нейтронов существенно отличается от первой фоновой записи в пределах интервала перфорации. Причины этого эффекта обсуждаются ниже.

Второй цикл закачки выполнен при подаче в пласт подготовленного раствора 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. Общий объем продавки раствора в пласт оценен около 7,7 м^3. По завершении закачки выполнена запись ИННК и ИНГК. Далее реализованы освоение и отработка скважины с применением струйного насоса, в качестве рабочей жидкости использована дегазированная нефть. Всего за период отработки до получения практически чистой нефти из пласта добыто около 3,5 м^3 воды. Выполнена промежуточная и финальная, после регистрации КВД, записи ИННК и ИНГК.

Третий цикл включал закачку в пласт раствора *KCl* 100 г/л (фактически – 104 г/л). Схема реализации и параметры третьего цикла близки ко второму с той разницей, что при отработке из пласта извлечено более 12 м^3 воды. То есть, извлечено даже несколько больше воды, чем оставалось в пласте по результатам закачки на втором и третьем циклах. Кроме того, как приемистость скважины при закачке, так и продуктивность при добыче двухфазной смеси оказались существенно более высокими, чем на первом цикле.

Таким образом, фактические данные позволяют предположить, что изменение минерализации закачанного раствора существенно влияет на адсорбционные процессы, контролирующие объем связанной воды в пласте (с ростом минерализации он уменьшается), стабильность формирующейся в пласте эмульсии и/или другие эффекты, определяющие долю извлекаемой воды и подвижность двухфазной смеси в целом.

Интерпретация данных об изменении насыщенности

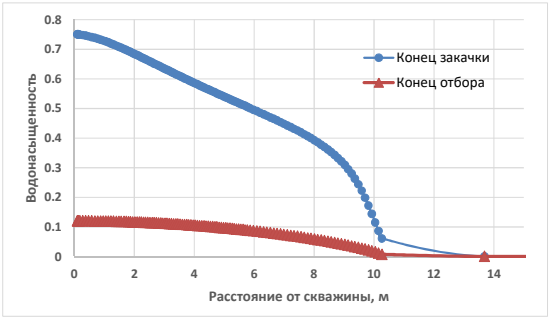
Результаты выполнения разновременных замеров ГИС показали, что метод ИНГК оказался нечувствительным к изменению насыщения прискважинной зоны при закачке раствора с минерализацией 38 г/л. Напротив, метод ИННК показал достаточную информативность как для раствора минерализацией 38 г/л, так и для раствора 104 г/л. Поэтому количественная интерпретация осуществлялась по показаниям метода ИННК.

Другая особенность состояла в существенном различии двух фоновых записей кривой времени жизни тепловых нейтронов τ в продуктивном пласте – до и после перфорации целевого интервала. Запись, полученная до перфорации, соответствует насыщению прискважинной зоны нефтью и слабоминерализованной пластовой водой, возможно разбавленной фильтратом бурового раствора. После перфорации скважины при спуске компоновки и проведении других работ несколько раз имело место проникновение в пласт раствора глушения – водного раствора *KCl* с минерализацией 80-90 г/л. При отработке скважины подвижная часть раствора была извлечена, но остаточная вода в прискважинной зоне заместилась на раствор с соответствующей минерализацией. Могла измениться и величина остаточной водонасыщенности. В совокупности эти два фактора отражаются на второй фоновой записи ИННК.

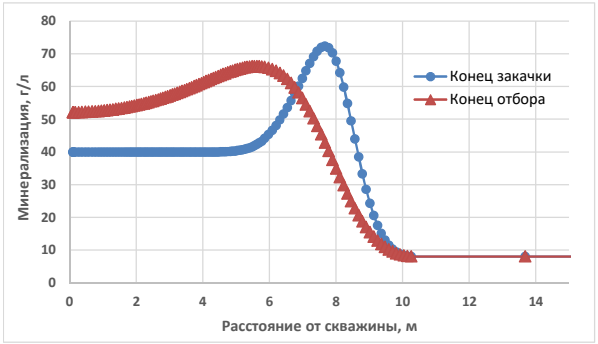
Данный вывод подтвердился по результатам анализа устьевых проб воды. После закачки раствора с минерализацией 38 г/л в течение всего периода отработки скважины получена стабильная минерализация на уровне около 67 г/л, по составу отвечающая раствору *KCl* в пластовой воде. То есть в пласте имело место смешение (ионный обмен) закачиваемого раствора и остаточного раствора глушения до стабильной минерализации 67 г/л.

Указанный эффект подтверждается результатами моделирования. На рисунок 8 представлены для некоторых заданных функций ОФП расчетные распределения по оси *r* водонасыщенности и минерализации водной фазы. Распределения приведены на конец периода закачки раствора *KCl* в пласт и на конец периода последующего отбора флюидов из пласта. Закачиваемый раствор

имеет минерализацию 40 г/л, остаточный раствор *KCl* в радиусе 7 м от скважины – 90 г/л, остаточная пластовая вода за пределами 7 м – 8 г/л.



а



б

Рисунок 8 – Модельные распределения по оси r водонасыщенности (а) и минерализации водной фазы (б) на моменты конца закачки и конца отбора флюидов из пласта

ГИС динамики изменения минерализации воды в прискважинной зоне пласта в течение всего периода исследования рассчитана следующим образом.

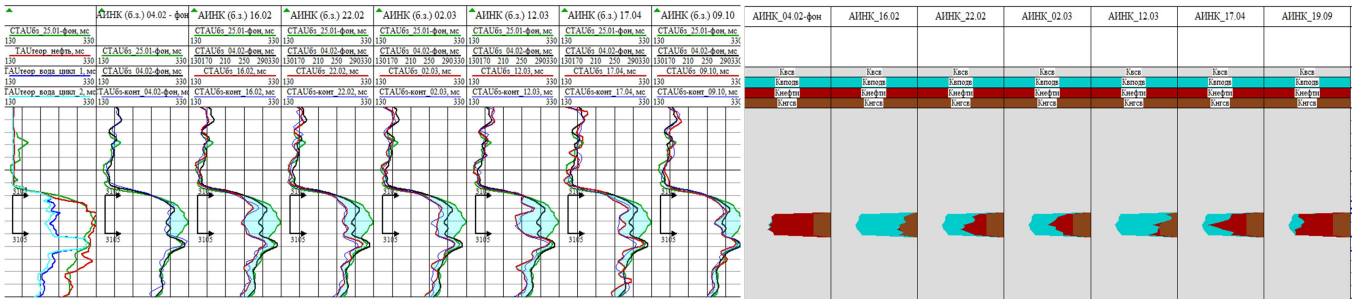
• На основе балансов объемов смешения вод и ионных концентраций, а также первой и второй фоновых записей ГИС, получена оценка вертикального профиля насыщенности прискважинной зоны пласта нефтью и водой на дату второго фонового замера.

• Профиль насыщенности после закачки раствора 38 г/л оценен по данным интерпретации соответствующего замера ИННК с учетом минерализации водной фазы 67 г/л. В пределах перфорированного интервала он отвечает распределению остаточной нефтенасыщенности. Среднее значение $К_{выт}$ составило 0,75. Важно отметить, что использование минерализации 38 г/л при интерпретации данного замера привело бы к некорректным (завышенным) значениям $К_{выт}$.

• Аналогично выполнена интерпретация замеров ИННК на цикле закачки раствора 104 г/л и последующей отработки. Здесь средняя минерализация по отобранным пробам воды на отработке составила около 80 г/л, что соответствует смешению закачиваемого раствора и оставшейся в пласте водной фазы после первого цикла. Интерпретация замера ИННК после закачки позволила получить профиль остаточной нефтенасыщенности для второго цикла. Среднее значение

Квыт=0,72 близко к полученному на предшествующем цикле. Оно принято для дальнейшей комплексной интерпретации результатов исследования.

• Интерпретация промежуточного и финального замеров ИННК на каждом из циклов с учетом обоснованных значений минерализации водной фазы позволила получить контрольные профили насыщенности для решения обратной задачи по оценке кривых ОФП. Планшет с разновременными кривыми ИННК и результатами интерпретации показан на рисунок 9.



а б

Рисунок 9 – Планшет с кривыми (а) и результатами интерпретации (б) разновременных записей ИННК

Комплексная интерпретация результатов исследований

Комплексная интерпретация результатов выполненных исследований с применением описанного выше алгоритма решения обратной задачи осуществлялась в программном комплексе SimMatch ИПНГ РАН [50].

По своим функциональным возможностям SimMatch является in-house симулятором нелетучей нефти, аналогичным существующим коммерческим программным продуктам, с дополнительными опциями по решению задач history matching (обратных задач), регулирования разработки, глобального upscaling’а в 3D многофазной нестационарной постановке. Следствием технологических ограничений и сложности проводимых работ явилось наличие существенных нестационарных двухфазных потоков флюидов в стволе скважины в период исследования. При этом запись данных о дебите отдельных фаз осуществлялась только на устье скважины. Поэтому подготовка данных для решения обратной задачи потребовала не только стандартных операций по фильтрации массива

замеров давления и согласованию моментов смены режимов между различными источниками информации. Также возникла необходимость обоснования серии балансовых моделей движения флюидов в стволе скважины на различных этапах исследования. Они использованы для пересчета устьевых данных о дебитах фаз, а также данных о давлении в точке установки датчиков, – в аналогичные показатели на уровне интервала перфорации.

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.

В рамках статьи невозможно последовательно отразить процесс реализации каждого из указанных пунктов. Далее приводятся лишь наиболее интересные особенности и полученные результаты.

Приведенная выше осредненная оценка $К_{выт}$ по данным ГИС для перфорированного интервала использована для первичной корректировки функций ОФП для нефти и воды. Поинтервальные значения $К_{выт}$ не использовались вследствие их флуктуаций между основной и контрольной записями ГИС на одну дату, а также небольшой толщины перфорированного интервала (1,8 м). Оценки средней текущей нефтенасыщенности по данным ГИС в середине и в конце отработки каждого из циклов учтены, совместно с замерами давления и обводненности продукции, в критерии качества при решении обратной задачи.

Как для первого, так и для второго цикла закачки водного раствора наблюдается сильное различие удельных показателей приемистости и продуктивности. Попытки смоделировать наблюдаемые количественные показатели каждого цикла с помощью подбора оптимальных функций ОФП, единых для режимов закачки и отбора, не привели к положительным результатам. Учет гистерезиса ОФП также не позволяет объяснить наблюдаемые эффекты, т.к. изменение подвижности воды происходит в противоположном, от известных закономерностей гистерезиса [78]. Также и два цикла с растворами разной минерализации демонстрируют сильно различающиеся показатели удельной приемистости и удельной продуктивности.

Возможное объяснение выявленных эффектов авторы видят в динамических процессах формирования и разложения водонефтяной эмульсии в зоне закачки. В пользу этой версии указывает не только аномально низкая приемистость скважин при закачке воды, но и возможность разрушения эмульсии в контакте с пластовыми флюидами во время продолжительных простоев скважины для записи ГИС между режимами закачки и отбора. А увеличение минерализации раствора на последнем цикле может играть роль частичного ингибитора процесса образования эмульсии.

Существенное влияние другого фактора – изменения интенсивности адсорбционного взаимодействия водной фазы с коллектором – также не исключается. По качественным признакам наблюдаемые эффекты связывания

закачанной воды на первом цикле и высвобождения на втором, а также характер изменения подвижности воды согласуются с динамикой минерализации смешанной водной фазы в зоне пласта, охваченной двухфазными процессами. Однако в количественном плане столь серьезное влияние данного фактора маловероятно из-за отсутствия в составе коллектора глинистых минералов с высокой поверхностной активностью. Алевритовая составляющая в скелете породы также не вносит серьезного вклада в величину электрического заряда поверхности фильтрующих поровых каналов.

Таким образом, для целей комплексной интерпретации результатов исследования принята гипотеза отличия функций ОФП как для двух циклов, так и для стадий закачки и отбора в рамках каждого цикла. Наличие паузы между стадиями закачки и отбора на каждом цикле и данные состава добываемой воды, свидетельствующие о полном смешении закачанного раствора с водной фазой в пласте, позволили упростить постановку обратной задачи и не учитывать сложную динамику смешения и взаимодействия флюидов разного состава. Вместо этого для дренируемого интервала пласта осуществлялось раздельное определение четырех независимых наборов кривых ОФП, соответствующих отдельным периодам времени в рамках исследования. Взаимовлияние разных периодов исследования учитывалось путем принятия конечных распределений давления и насыщенностей для одного периода в качестве начальных данных для последующего.

При решении обратной задачи потребовалось уточнить и функции капиллярного давления. А именно зависимости для режима дренирования, принятые по керну и корректно воспроизводящие начальное распределение насыщенности по толщине пласта, при их использовании для всего периода исследования приводили к слишком быстрому капиллярному перераспределению воды после ее закачки и не соответствующей фактической динамике обводненности при ее последующем отборе. Поэтому с соблюдением физических ограничений были подобраны кривые для режима пропитки со сниженными значениями по отношению к керновым данным. Это объясняется как

гистерезисом капиллярного давления, так и повышенной минерализацией водной фазы в зоне исследования по сравнению с пластовой водой.

Объем главы не позволяет полностью привести итоговые результаты решения обратной задачи для каждого из режимов двух циклов. В качестве примера остановимся на цикле с минерализацией 104 г/л. Полученные результаты для наилучшего варианта решения обратной задачи проиллюстрированы на рисунок 10–12.

На рисунок 10 приведены модельная и фактическая динамики забойного давления, а также динамика скин-фактора в модели, для периода закачки воды на втором цикле. Удовлетворительное соответствие по давлениям достигнуто при практически постоянной величине скин-фактора, изменяющейся в пределах 14-17 ед. Два резких отклонения по скин-фактору – вверх и вниз, а также флуктуирующий характер модельной динамики давления связаны с осреднением параметров режимов работы скважины и ограниченной точностью балансовой модели, использованной для расчета забойных параметров по устьевым данным.

На рисунок 11 показана расчетная кривая обводненности в сопоставлении с осредненными значениями обводненности на забое, оцененными по фактическим устьевым данным с использованием балансовой модели. Наблюдается удовлетворительное соответствие как по динамике, так и по балансу объемов закачки и отбора воды. Превышение отбора над закачкой второго цикла составило около 6 м^3, а суммарно за два цикла – около 1 м^3.

На рисунок 12 показаны полученные при решении обратной задачи кривые ОФП для нефти и воды для режимов закачки и отбора. 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 1 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.

Несмотря на хорошее соответствие по динамике обводненности и балансу объемов закачки и отбора, полученное решение обратной задачи не обеспечивает хорошего результата по замерам водонасыщенности.

Анализируя возможность одновременного воспроизведения и замеров насыщенности, и данных по балансу объемов воды, был сделан вывод об их несовместимости в рамках традиционной физической модели многофазной фильтрации. Это отчетливо видно по последнему замеру ГИС, выполненному, из-за организационных причин, после многомесячного простоя скважины. Распределение водонасыщенности по пласту здесь должно было полностью стабилизироваться и не зависеть от динамических параметров, включая кривые ОФП, только отражая баланс объемов добычи и закачки из рассматриваемого интервала. Однако в обратной задаче корректное воспроизведение баланса воды не приводит к правильным расчетным значениям водонасыщенности.

Для подтверждения данного вывода авторами рассмотрен альтернативный вариант решения обратной задачи, при значительном увеличении веса для водонасыщенности в критерии качества. При этом идентифицировалась форма не только кривых ОФП для воды на закачке и отборе, но и кривых ОФП для нефти. Полученные функции ОФП характеризуются принципиально иными значениями, чем показанные на рисунок 12. Достигнуто удовлетворительное воспроизведение замеров обводненности и давления по большинству режимов, при постоянной величине скин-фактора. Также получено хорошее соответствие по средней величине водонасыщенности на моменты всех замеров ГИС.

В то же время, баланс объемов закачки и добычи воды оказался далек от фактического: за второй этап отобрано на 0,5 $м^3$ меньше объема закачки, а суммарно за два этапа – на 5,3 $м^3$. Несколько серий расчетов с попыткой учета сообщаемости перфорированного интервала с нижним интервалом пласта также

не позволили достичь улучшения интегральных результатов решения обратной задачи.

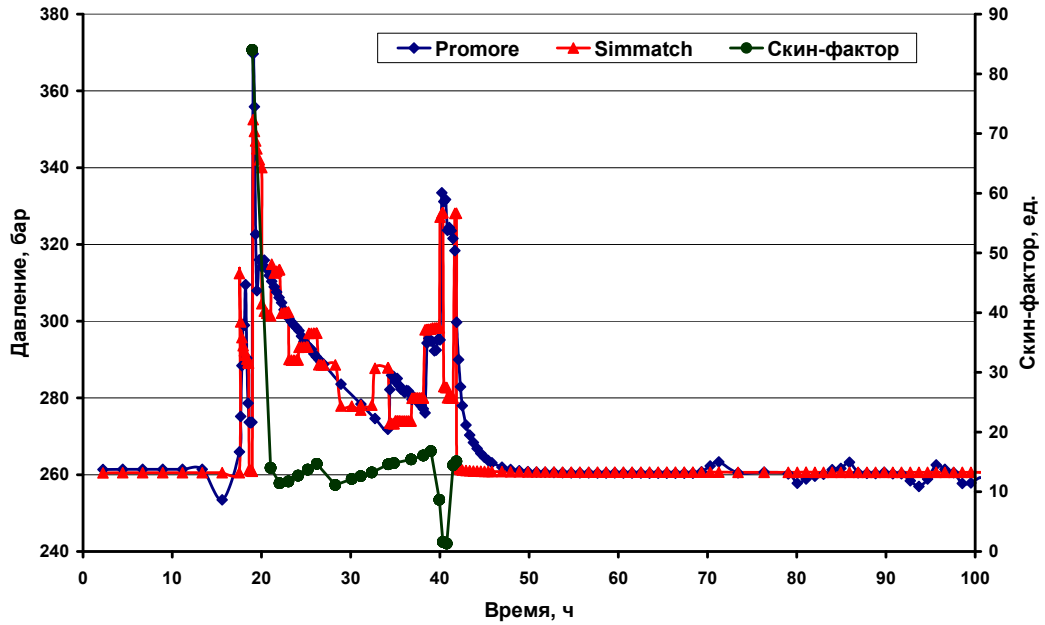


Рисунок 10 – Модельная и фактическая динамики забойного давления за период закачки воды на втором цикле

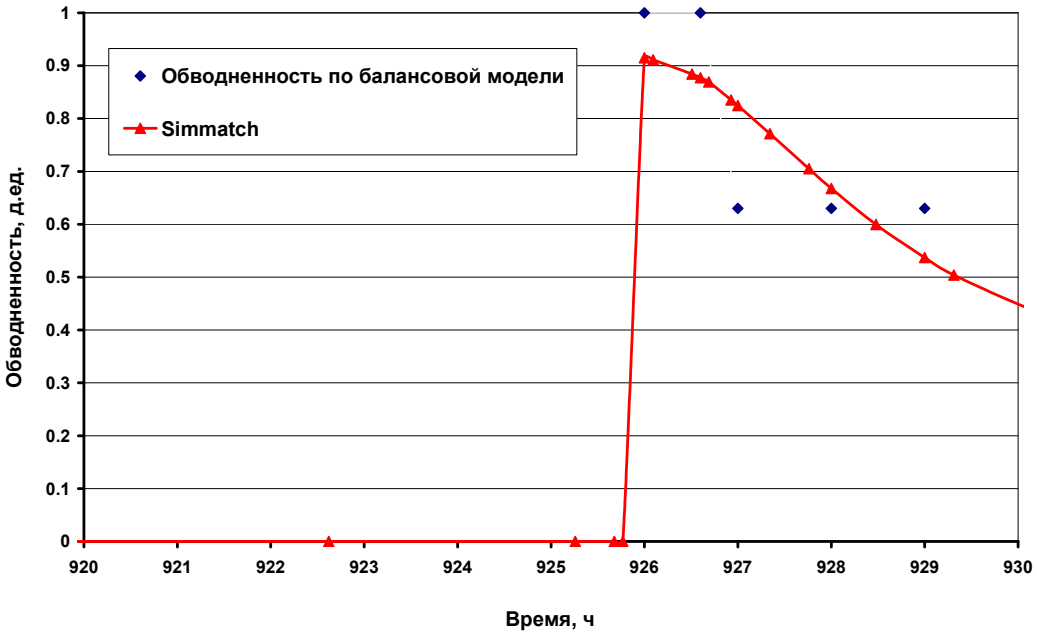


Рисунок 11 – Модельная динамика обводненности за период отбора на втором цикле в сопоставлении с опорными точками по балансовой модели

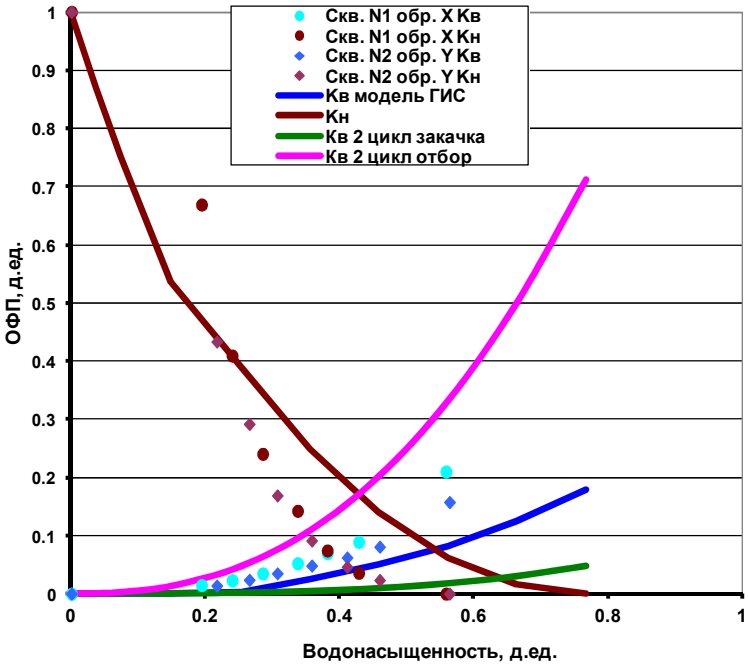


Рисунок 12 – Сравнение кривых ОФП по керну и полученных по результатам интерпретации второго цикла исследований

1.4. Второй пример проведения исследований

В данном разделе представлены результаты исследования на одном из месторождений Сибири. Выполненное исследование было разбито на несколько этапов:

- отработка скважины на различных режимах фонтанирования (на штуцерах различного диаметра) и винтовым насосом (ВН), регистрация данных добычи при помощи мультифазного расходомера Phase Tester, отбор проб нефти и газа на рекомбинацию, регистрация кривой восстановления давления после окончания этапа отработки;
- закачка в скважину воды из водозаборной скважины;
- отбор флюида с помощью насоса с записью итоговой кривой падения давления (КПД).

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.

Согласно дизайну, следующий этап исследования включал закачку воды в объеме 140 м^3 (из них около 120 м^3 – в пласт) из водозаборной скважины. С целью предотвращения промерзания (вследствие низких температур окружающего воздуха) было принято решение проводить нагнетание воды в периодическом режиме и отказаться от записи КПД. На циклах закачки осуществлялся контроль роста забойного давления по показаниям глубинного датчика. Отбор жидкости установкой ВН начат сразу после завершения закачки воды.

На рисунок 13 приводятся фактические данные по осуществленному исследованию.

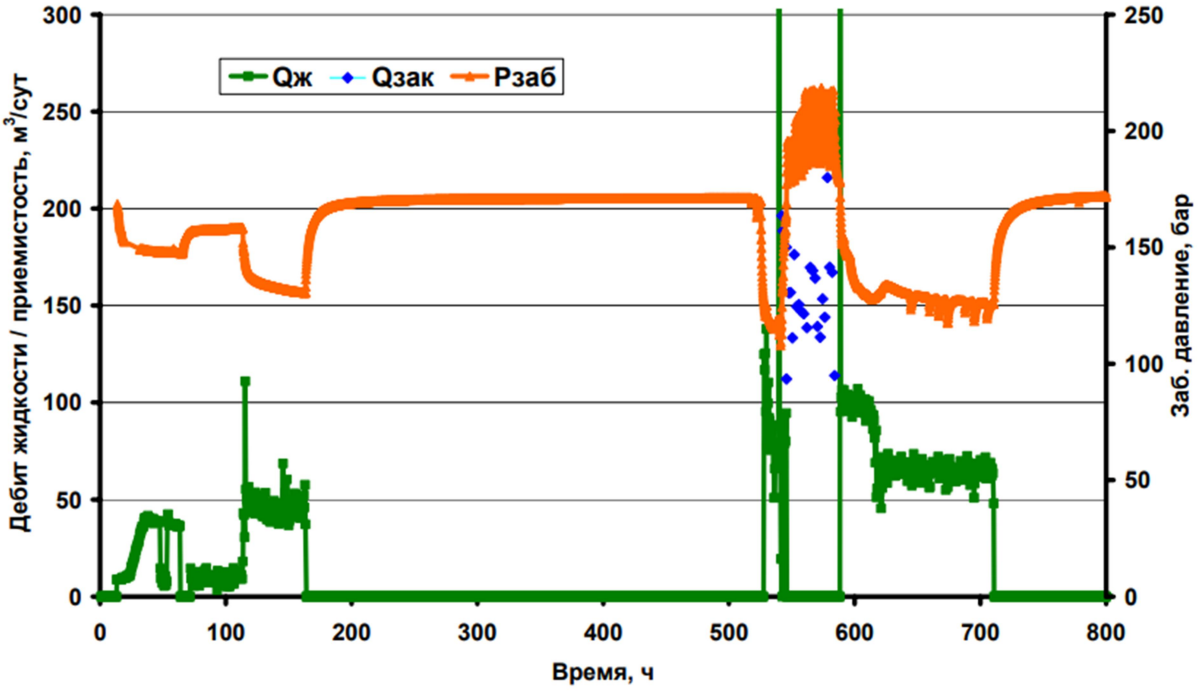


Рисунок 13 -– Фактические данные проведенного исследования

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. Таким образом, проведенное исследование и обработка его результатов позволили получить ранее неизвестную, важную информацию о фактическом состоянии исследуемой скважины. Для интерпретации результатов исследования использовалось некоммерческое программное обеспечение SimMatch, созданное в ИПНГ РАН.

По данным о газовом факторе (ГФ) в начале отбора после закачки отчетливо фиксируется поступление нефти с пониженным газосодержанием. Далее имеет место резкий скачок показаний ГФ до ожидаемых значений, с одновременным резким понижением обводненности. Соответствующие зависимости приведены на рисунок 14.

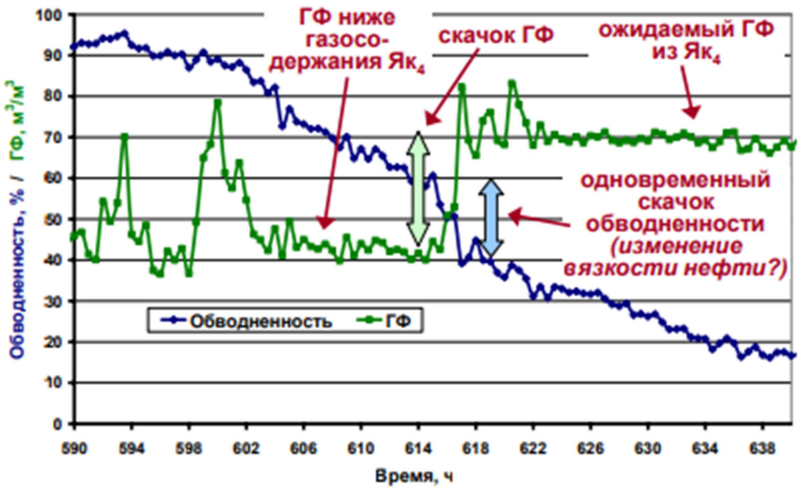


Рисунок 14 – Скачкообразные изменения обводненности и газового фактора в процессе исследования

Одной из причин образования в пласте оторочки частично дегазированной нефти могло являться поступление в пласт нефти из затрубья (после стравливания газа) в начальный период закачки. Было проанализировано и несколько других гипотез наблюдавшегося поведения. Их проверка потребовала расчетов с привлечением трехфазной модели.

Одним из важных практических результатов явилось выявление необходимости корректировки начальной модели даже на качественном уровне. Во-первых, начальная модель оказалась неспособной воспроизвести в какой-либо степени фактические изменения во времени забойного давления и обводненности.

Расчетная продуктивность скважины при двухфазном отборе оказалась намного ниже фактической. Важным показателем также является доля объема закачанной воды, отобранная при отработке скважины. Из предварительного расчета дизайна исследования следовало, что при предполагаемых ОФП добыть можно только 30% от закачанной воды.

Вместо этого моделируется начальное капиллярно-гравитационное равновесие с недонасыщенным (по нефтенасыщенности) начальным состоянием пласта. А условная неподвижность воды при насыщенности выше неснижаемой определяется действием капиллярных сил и зависит от создаваемых при отработке градиентов давления (а также от значений ОФП). Как следствие, в модели возникает подвижная вода еще до этапа закачки и последующего отбора воды, но ее доля в продукции скважины составляет первые единицы процентов. Этот эффект отмечался и в фактической продукции скважины при работе в водо-нефтяных зонах.

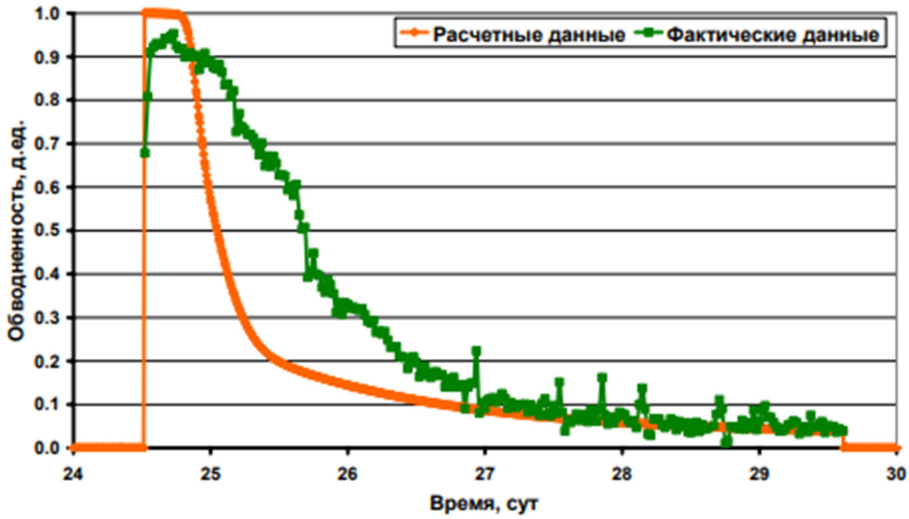


Рисунок 15 – Динамика обводненности для наилучшей адаптации базовой модели по параметрам ОФП воды и нефти и ее сопоставление с фактическими данными

Расчетная динамика обводненности, представленная на рисунок 15, также соответствует отбору крайне ограниченной доли закачанной воды. Однако, по фактическим данным, практически вся закачанная вода добывается. Одной из причин малой прогнозной доли добываемой воды согласно дизайну являлось

задание нулевых значений ОФП для воды до значения эффективной водонасыщенности 0,35 (критическая водонасыщенность), в соответствии с действующей крупномасштабной моделью рассматриваемой залежи. Однако, поскольку модель построена в рамках концепции ЭПП, связанная вода “исключается” из расчетов вследствие нормировки по эффективной пористости. Более того, по мнению авторов, корректным в ЭПП является предположение об отсутствии дополнительного порога подвижности воды.

Во-вторых, анализ возникших проблем привел к предположению о негерметичности заколонного пространства, проявившейся в процессе исследования скважины. Негерметичность могла иметь место по результатам перфорации скважины до исследования и не проявляться явным образом в предшествующих работах на скважине или возникнуть в процессе закачки воды в скважину. В пользу версии о негерметичности говорит длительная динамика почти постоянной высокой обводненности продукции (но отличной от 100%) в начале отбора. Наличие сообщения по заколонному пространству с другим горизонтом может объяснять и особенности динамики газового фактора (рисунок 14), если учесть, что определенная доля частично дегазированной нефти поступала при закачке по зоне негерметичности вместе с водой в другой пласт. Затем эти флюиды, вследствие повышенного давления в этом нецелевом пласте после закачки туда воды и нефти, отбирались в начальный период последующей отработки, с изменением вклада нецелевого пласта в продукцию скважины при отборе по мере обратного поступления закачанных флюидов в скважину.

Результаты адаптации с учетом зоны негерметичности представлены на рисунок 16 и 17. Показано, что, во-первых, удалось воспроизвести фактическую динамику обводненности за весь период отбора и, во-вторых, корректно воспроизведена динамика забойного давления на начальном периоде отбора. В конечный его период расчетное давление оказывается заниженным из-за недостаточной подвижности смеси, практически полностью представленной более вязкой нефтью.

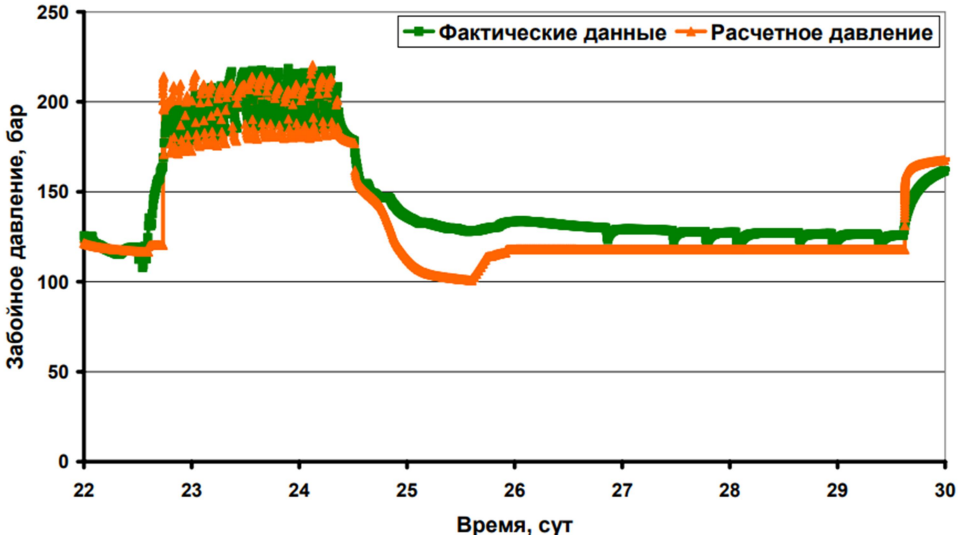


Рисунок 16 – Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды с исключением порога ее «условной подвижности»

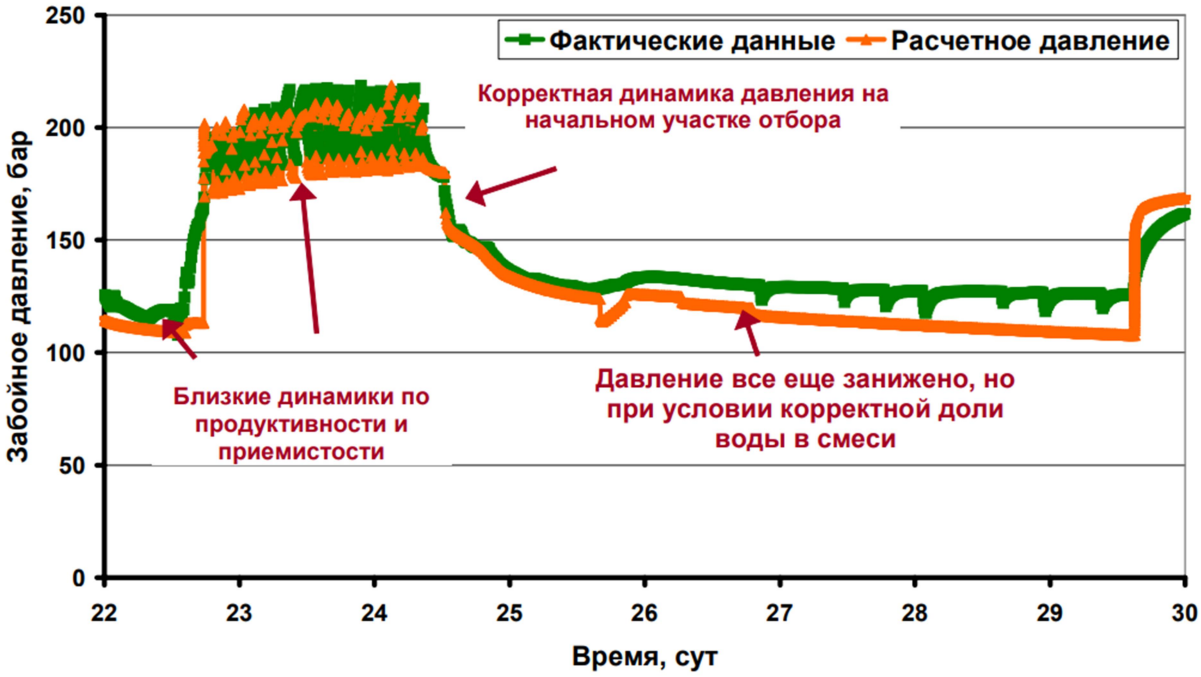


Рисунок 17 – Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды и зоны негерметичности

Кривые ОФП после идентификации параметров в сравнении с начальными по интервалу изменения насыщенности в процессе исследования представлены на рисунок 18. Здесь использована нормировка в ЭПП [38]. То есть фазовые проницаемости нормированы по эффективной проницаемости (проницаемости для нефти при неснижаемой остаточной водонасыщенности), водонасыщенность – по эффективной пористости (с исключением неснижаемой водонасыщенности).

Из рисунок 19 видно, что для адаптации к фактическим данным исследования потребовалось существенное повышение доли воды в потоке, по сравнению с керновыми данными. При этом концевое 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.

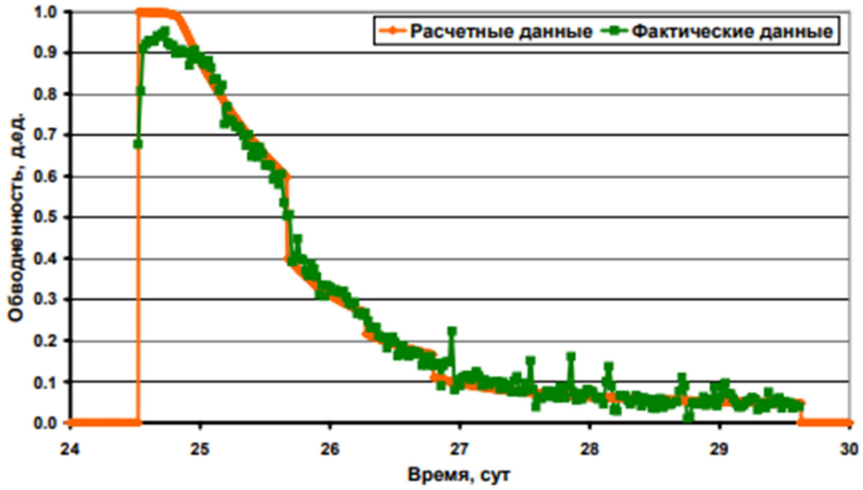


Рисунок 18 – Динамики обводненности – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП для системы нефть – вода при наличии зоны негерметичности

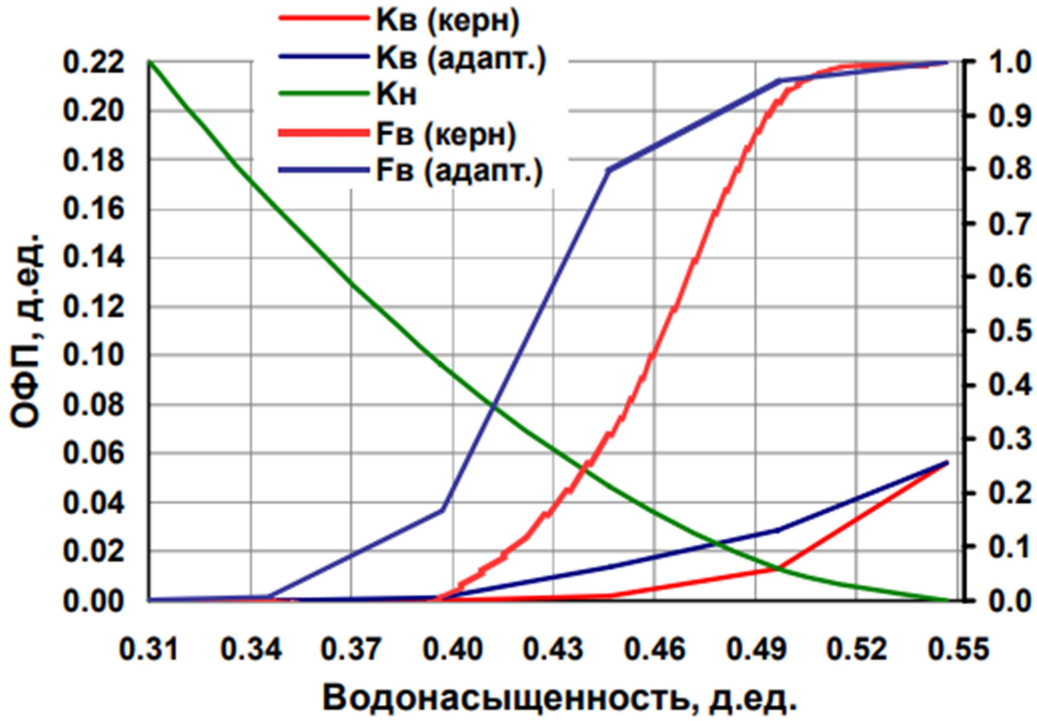


Рисунок 19 – Сопоставление кривых ОФП и доли воды в потоке в фактическом диапазоне

изменения насыщенностей до и после адаптации к фактическим данным (нормировка кривых – в ЭПП)

Дополнительный анализ позволил установить диапазон надежной интерпретации свойств целевого пласта, независимой от оцененных параметров зоны негерметичности. Видно, что в обоих вариантах адаптации наблюдается корректное воспроизведение динамики обводненности в последний период отбора, когда влияние притока по негерметичности становится незначительным. Это подтвердило надежность независимой идентификации кривой доли воды в потоке для значений водонасыщенности до 0,41 (в ЭПП).

1.5. Усовершенствованная методика проведения исследований

Опираясь на опыт проведения исследований, ранее в статье[1] автор совместно с коллективом предложили методику проведения исследований для определения анизотропии проницаемости. В данной работе она расширена на случай исследования для определения параметров ОФП. Курсивом в каждом пункте выделена цель соответствующего пункта.

Этап 1. Подготовка дизайна исследования

1. Построение уточненной 3D геологической модели, учитывающей все последние данные об участке залежи. Выполнение квалифицированного upscaling-а (данный пункт не является обязательным, но во многих случаях он необходим для получения модели с приемлемым временем расчета). Адаптация 3D гидродинамической модели к истории разработки. При адаптации модели необходимо особое внимание уделить оценке параметров ОФП по результатам адаптации модели. Интеграция в модель данных других выполненных ранее ГДИС. *Получение согласованной с фактическими данными эксплуатации модели.*

[1] 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.

2. Выполнение прогнозных расчетов с целью получения оценки технологических параметров работы скважин и оценки накопленной добычи участка. *Получение базового сценария разработки с учетом релевантной на данный момент информации.*
3. Оценка параметров работы нагнетательных скважин на созданной гидродинамической модели для выполнения исследований. *Определение необходимых расходов нагнетательных (возбуждающих) скважин, сроков проведения исследования.*
4. Определение потребности в дополнительных работах. Часто для организации работ требуются дополнительные технические работы на скважинах. Приведем только несколько примеров: спуск шаблона и/или промывка скважины для гарантии спуска приборов в дальнейшем, установка ЭЦН на глубинную отметку ближе к забою (для повышения качества данных), проверка состояния наземной арматуры на нагнетательной скважине. *Обеспечение работ по снижению рисков и предупреждение возможных аварий и инцидентов при проведении дальнейших исследований.*
5. Оценка доступности и возможности использования датчиков давления разного типа (включая датчики с использованием ОВК и датчики в составе ТМС). *Определение необходимого количества датчиков разного типа.*

Этап 2. Подготовка фонда скважин

6. По нагнетательным скважинам выполняется контроль устьевого оборудования с проверкой возможности обеспечения параметров нагнетания, определенных в пункте 3. *Наличие уверенности в технологической реализации заявленных показателей.*
7. По нагнетательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических принимающих флюид интервалов. *Определение пригодности нагнетательных скважин для проведения закачки именно в целевые интервалы.*

8. По наблюдательным скважинам выполняется шаблонирование на глубину спуска забойного датчика и фиксация фактической глубины расположения забоя (или точки расположения датчика давления). Данный пункт может быть исключен, если весь необходимый объем датчиков заранее спущен в скважине, такое может быть, например, если запись давления на всех скважинах обеспечивается датчиками в составе ТМС, которые были установлены при спуске ЭЦН. *Определение технической возможности спуска забойного манометра.*

9. По наблюдательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических интервалов поступления флюида из пласта. *Исключение возможных притоков флюида на этапе исследования из не входящих в исследование объектов.*

10. Выполнение прочих работ, представленных в пункте 4. *Снижение рисков и предупреждение возможных аварий и инцидентов при проведении дальнейших исследований.*

Информация, полученная при выполнении работ по второму этапу, может внести коррективы как в программу исследований, так и в параметры прогнозных расчетов. Например, могут быть выявлены ранее неизвестные ограничения на работу нагнетательных скважин или эксплуатационные ограничения и особенности конструкции, которые не позволят в полном объеме выполнять роли, определенные скважинам при выполнении пунктов 2 и 3.

Этап 3. Уточнение дизайна исследования

11. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении ранее указанных пунктов. *Учет в модели выявленных особенностей функционирования скважин.*

12. Повторное выполнение пунктов 2 и 3 с учетом результатов выполнения работ по второму этапу. *Получение выполнимых с технической точки зрения параметров исследования*.

Этап 4. Метрологическое обеспечение исследования, подготовка оборудования перед проведением исследований

13. Калибровка и проверка технического состояния датчиков. *Обеспечение надежности и качества информации.*

14. Контроль устьевого и/или затрубного давления, дебитов до проведения исследований. *Фиксация возможных аномалий и определение режимов, непосредственно предшествующих исследованиям.*

15. Обеспечение оперативной передачи данных о давлении, температуре на забое нагнетательных и добывающих скважин. *Обеспечение оперативного контроля за проведением исследования.*

16. Фиксация точного времени остановки скважины для спуска манометров и их режима до остановки. *Получение информации для дальнейшей обработки КВУ до проведения замеров.*

17. Спуск датчиков на забой до начала исследования. Данный пункт может быть исключен, если весь необходимый объем датчиков заранее спущен в скважине; такой может быть, например, если запись давления на всех скважинах обеспечивается датчиками в составе ТМС, которые были установлены при спуске ЭЦН. *Обеспечение фиксации данных в процессе исследования.*

18. Запись КВУ и динамики давления в остановленных скважинах. *Определение фонового состояния пласта*.

Этап 5. Проведение исследований

*19***.** Оперативный контроль режимов работы нагнетательных скважин, корректировка его в случае необходимости. *Обеспечение заданных параметров нагнетания воды.*

*20***.** Оперативный контроль забойного давления в наблюдательных скважинах. Если в силу принятых технических решений используются автономные датчики давления, то решение об окончании исследований принимается по результатам контроля по другим источникам или по результатам оценок на гидродинамических моделях. Использование оценок только по

результатам расчетов на ГДМ может привести к слишком раннему прекращению исследования и потере значимой информации. *Обеспечение корректировки времени исследования и определение времени окончания исследования.*

21. Оперативная корректировка гидродинамической модели. *Учет фактических данных исследования.*

Этап 6. Обработка результатов исследований

22. Анализ качества данных о забойном давлении, температуре. *Подтверждение качества данных, выбраковка некондиционных данных.*

23. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования. *Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования, в том числе корректировка зависимостей ОФП.*

24. Выполнение прогнозных расчетов с целью получения оценки технологических параметров работы скважин и оценки накопленной добычи участка с учетом внесенных в модель изменений. *Определение эффекта от уточненных параметров гидродинамической модели на прогнозные показатели разработки.*

2. ОСОБЕННОСТИ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ОБЪЕКТОВ К РЕЗУЛЬТАТАМ ЗАПИСИ КВД

2.1. Введение

На данный момент в разработку активно вовлекаются низкопроницаемые отложения, которые обладают следующими особенностями: высокими значениями пластового давления и температуры на момент начала разработки, флюид в пласте находятся на границе между однофазным состоянием и возможностью образования газонефтяного контакта, высоким содержанием конденсата в газе. При этом даже при наличии проб пластовых флюидов сохраняется неопределённость в свойствах пластовых флюидов, так как разные пробы показывают разный состав. Примером таких залежей могут служить ачимовские залежи, объекты которых находятся в разработке у различных недропользователей в стране. Большинство таких объектов разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. Активно применяются горизонтальные скважины с ГРП различных типов.

Таким образом, из-за неизбежного падения пластового давления в районе добывающей скважины (как правило, с МГРП) происходит выпадение конденсата. Это негативный эффект для разработки. С ним борются различными способами. Но для оценки эффективности конкретных решений требуются расчеты на гидродинамических моделях.

Эта проблема актуальна не только для отечественных, но и для зарубежных объектов. Например, опыт разработки газоконденсатных объектов в Пакистане представлен в работе [132].

Адаптацией гидродинамических моделей к данным промысловых исследований занимается целый ряд специалистов, например: Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н.

Поэтому возникает задача настройки параметров модели на результаты измерений на промысле. В качестве источника информации мы рассматриваем серию построение КВД на одной и той же скважине в разные моменты времени.

Для прогнозирования работы таких скважин необходимо описывать течение двухфазного (газ + конденсат) многокомпонентного флюида в пласте в направлении скважин, приток к трещинам МГРП и поток в них с учетом фазовых переходов, изменений межфазного натяжения и скорости течения. Такие задачи могут решаться на основе детальных секторных гидродинамических моделей с применением специальных опций для учета трещин МГРП (например, ключевое слово WFRACPL в пакете RFD tNavigator) и межфазных эффектов. Последние вызывают наибольшие сложности в практической реализации из-за значительного числа влияющих факторов и связанной с этим проблематичности и неоднозначности настройки параметров соответствующих моделей. Для их преодоления авторами разработана специализированная методика настройки таких моделей.

Предложенная методика апробирована на конкретном пакете ПО. Исследования [51] показывают, что перенос результатов с одного пакета гидродинамического моделированияна другой вызывает технические и даже, в ряде случаев, теоретические сложности. Поэтому при применении методики на других пакетах концепция действий не меняется, но нужны дополнительные сопоставительные тестовые расчеты.

2.2. Методика настройки параметров гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД

На предварительной стадии используемая для секторного гидродинамического моделирования многокомпонентная модель пластового флюида (PVT-модель) на основе уравнения состояния настраивается на результаты лабораторных исследований проб, включая динамику долей, составов и вязкостей фаз, а также межфазного натяжения системы «газ-конденсат». При этом учитываются рассмотренные выше эффекты. Это обеспечивает правильный учет фазовых переходов и связанных с ними изменений составов и свойств

углеводородных фаз по мере динамического изменения давления в каждой ячейке модели.

Основная стадия состоит в настройке гидродинамической модели по фильтрационным параметрам удаленной и околоскважинной зон, а также параметрам, контролирующим совместное течение газовой и жидкой углеводородных фаз.

Основными характеристиками, определяющими совместное течение нескольких фаз в пористой среде, являются относительные фазовые проницаемости. В случае двухфазного течения «газ-конденсат» (в присутствии остаточной воды) их можно считать функциями газонасыщенности. В то же время, необходимо учитывать влияние величины капиллярного числа, характеризующего соотношение сил вязкого трения и капиллярных сил в зависимости от локального межфазного натяжения, вязкостей фаз и скорости течения. Данный эффект особенно существенен для околокритических систем, где величина межфазного натяжения может возрастать от практически нулевых (условия смесимости при давлении начала конденсации) до существенно больших значений (переход к несмешивающемуся течению) по мере снижения давления. Вязкости фаз также существенно меняются из-за динамического изменения их состава. Для скорости течения характерно увеличение на порядки при приближении к скважине и движении потока по трещинам ГРП, с достижением условий, когда необходимо учитывать отклонение от линейного закона фильтрации Дарси и включать в расчет инерционные эффекты, например по закону Форхгеймера.

Наиболее распространенные модели для расчета величины капиллярного числа и значений ОФП углеводородных фаз – модель Витсона [181] и модель Heriott-Watt [156]. Общей сложностью при их практическом применении является необходимость построения не только стандартных кривых ОФП «газ-конденсат» при несмешивающемся режиме, но и нескольких параметров модели, характеризующих переход к полностью смешивающемуся режиму по мере увеличения капиллярного числа.

Например, в работе [146] описаны результаты проведения комплекса лабораторных исследований в специализированной лаборатории Weatherford в Норвегии на керновом материале одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения по определению параметров модели Витсона. Использовался специально подобранный синтетический флюид, корректно воспроизводящий требуемые характеристики реального пластового флюида во всем диапазоне ожидаемых забойных давлений. Полученные параметры зависимости ОФП от капиллярного числа для двух керновых моделей одного объекта, при менее чем на порядок различающихся величинах проницаемости, значительно (и даже кратно) отличаются как друг от друга, так и от рекомендованных в работе [181] значений. Это означает, с одной стороны, необходимость проведения достаточного числа сложных, длительных и дорогостоящих экспериментов на керновых моделях с целью охватить весь диапазон неоднородности фильтрационных и других определяющих свойств пласта. С другой стороны, даже в этом случае требуется решать неочевидную проблему переноса полученных параметров с масштаба керна на масштаб ячеек используемой гидродинамической модели.

Аналогичная ситуация характерна и для параметра Форхгеймера (коэффициента макрошероховатости). Реализованные в гидродинамических симуляторах модели учитывают зависимость его значения от текущей газонасыщенности и/или фазовой проницаемости для газа. Пример работы [79] показывает, что величины параметра Форхгеймера для матрицы коллектора и трещин ГРП могут различаться на несколько порядков даже при однофазном течении, а при наличии жидкой углеводородной фазы его определение дополнительно усложняется.

На уровне коммерческих пакетов гидродинамического моделирования стандартной является модель, описывающая зависимость ОФП от скорости (пятый параметр в слове VELDEP) в виде взвешивания двух наборов ОФП. Один набор определяет ОФП для случая несмешивающегося вытеснения (k_{rgI}), другой – для смешивающегося k_{rgM}. Правило смешения определяется параметром F.

$$k_{rg} = Fk_{rgI} + (1 - F)k_{rgM} \quad (16)$$

$$F = \frac{1}{1+(\alpha N_c)^n} \quad (17)$$

$$N_c = \frac{v_{pg}\mu_g}{\sigma_{go}} \quad (18)$$

$$\alpha = \frac{\alpha^0}{\overline{k_{rg}}}, \overline{k_{rg}} = \frac{k_{rgM}+k_{rgI}}{2}, \alpha^0 = \frac{\alpha_c^0}{\sqrt{K \cdot \phi}} \quad (19)$$

N_c- это капиллярное число. Параметр F, в конечном счете, зависит от двух параметров - α_c^0, n (17-19).

Предлагаемая методика настройки модели притока газоконденсатного флюида к скважинам направлена на пошаговое снятие указанных неопределенностей.

На первом шаге осуществляется настройка параметров, влияющих на начальную продуктивность скважины. На рисунок 20 представлены расчетные билогарифмические графики изменения давления и его логарифмической производной для кривой восстановления давления (КВД), регистрируемой после запуска скважины в эксплуатацию и вывода на режим. Начальный участок графиков, определяемый перераспределением флюида в стволе скважины и последующим переходным процессом, здесь и далее не показан. Он обрабатывается стандартным для интерпретации КВД образом при совмещении модельных (расчетных) и фактических кривых. Наклон прямолинейного участка графика производной определяется режимом притока к трещинам МГРП, его вертикальное положение – начальной эффективной проницаемостью пласта для газа в удаленной зоне, до начала ретроградной конденсации. Настройка положения данного участка 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. Рекомендуется настройку продуктивности осуществлять за счет параметра ключевого слова WFRACPL, регулирующего множитель проводимости (сообщаемости с пластом) трещин МГРП.

Представленные на рисунок 20, 21 графики соответствуют одинаковой настройке модели по проницаемости удаленной зоны и проводимости трещин, но различным комбинациям параметров модели Витсона для зависимости ОФП от капиллярного числа. Видно, что параметры ОФП несущественно влияют на КВД, построенную после запуска скважины в эксплуатацию, что связано с отсутствием существенного выпадения конденсата, даже в околоскважинной зоне. Таким образом, на первом шаге модель настраивается по проницаемости для газа и продуктивности, независимо от параметров модели ОФП. Диапазон рассмотренных значений параметров представлен в таблица 1.

Таблица 1 – Параметры различных моделей

		α_c^0	n	
Вариант 1	0,5			
Вариант 2	0,85			
Вариант 3	0,95			
Вариант 4	0,9			
Вариант 5		500	0,5	
Вариант 6		500	0,74	
Вариант 7		500	0,9	
Вариант 8		500	0,74	
Вариант 9		1000	0,74	
Вариант 10		3000	0,74	
Вариант 11		5000	0,74	
Вариант 12		10000	0,74	
Вариант 13		20000	0,74	
Вариант 14				500F-10k-HW01
Вариант 15				500F-10K
Вариант 16				500F1
				500F-10k-HW01

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).

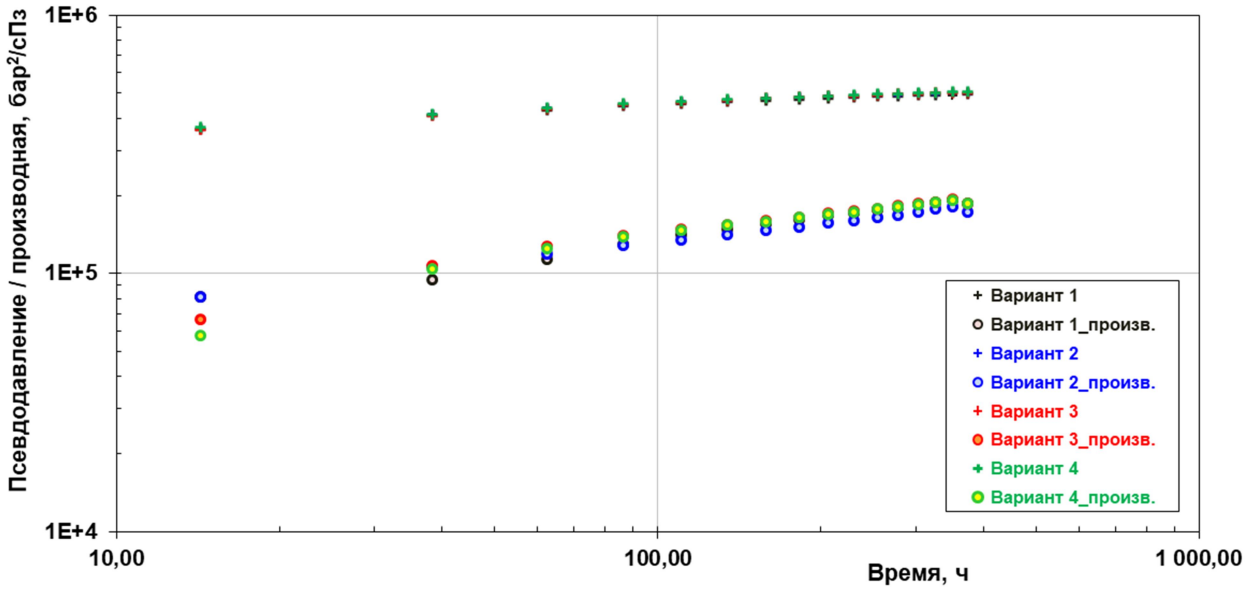


Рисунок 20 – Билогарифмический график изменения давления КВД на интервале времени после запуска скважины и вывода на режим

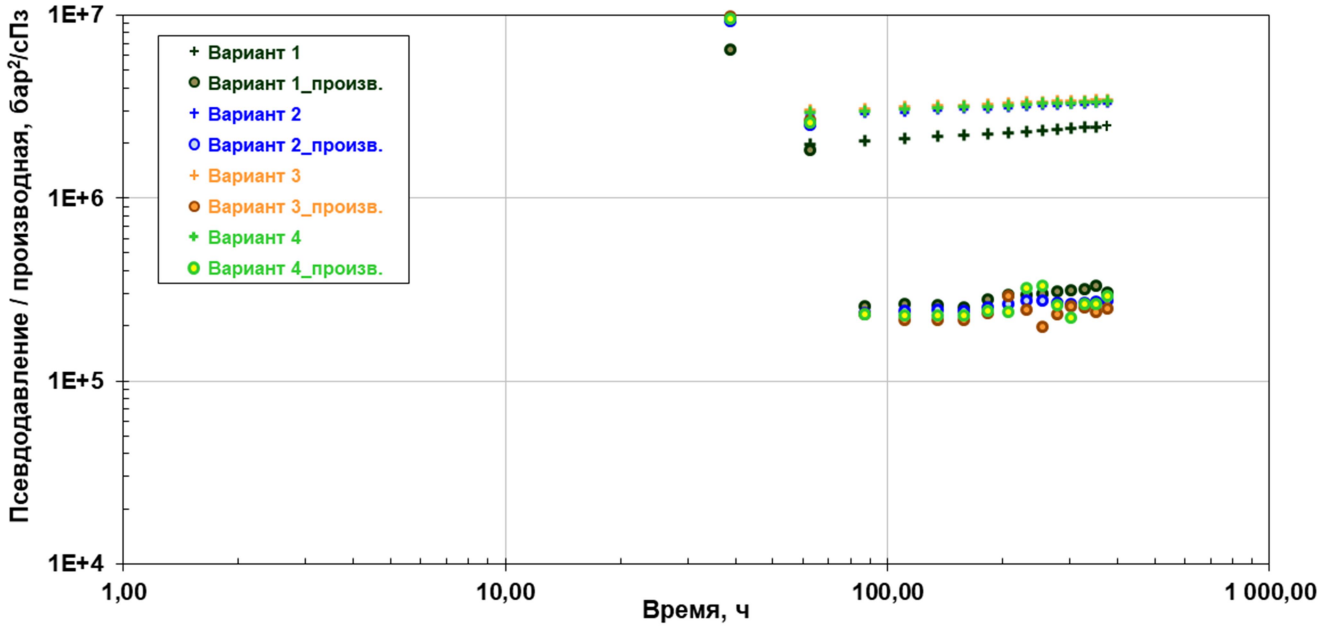


Рисунок 21 – Билогарифмический график изменения давления, повторная КВД после периода эксплуатации с формированием конденсатного вала в околоскважинной зоне

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.

На рисунок 22 и 23 представлены динамики дебита газа и КГФ согласно модели и фактическим данным (красные точки). Параметр α_c^0принят равным 500, а параметр n изменялся в диапазоне от 0.5 до 0.9. Соответствующие значения отражены в названиях расчетных вариантов.

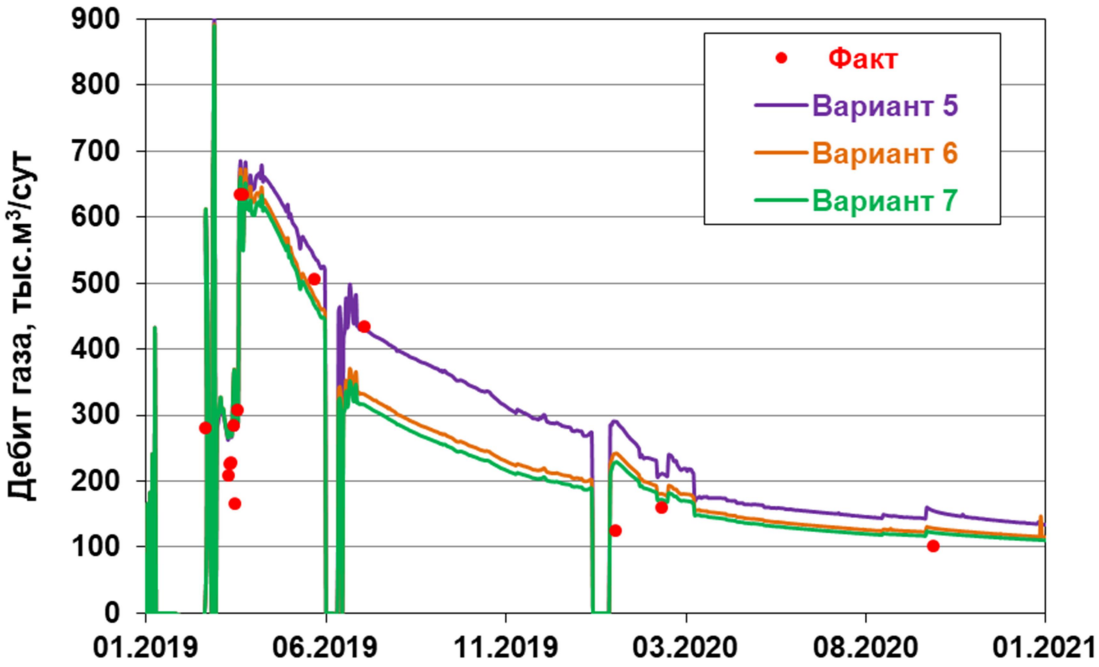


Рисунок 22 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при α_c^0= 500 и различных значениях параметра n

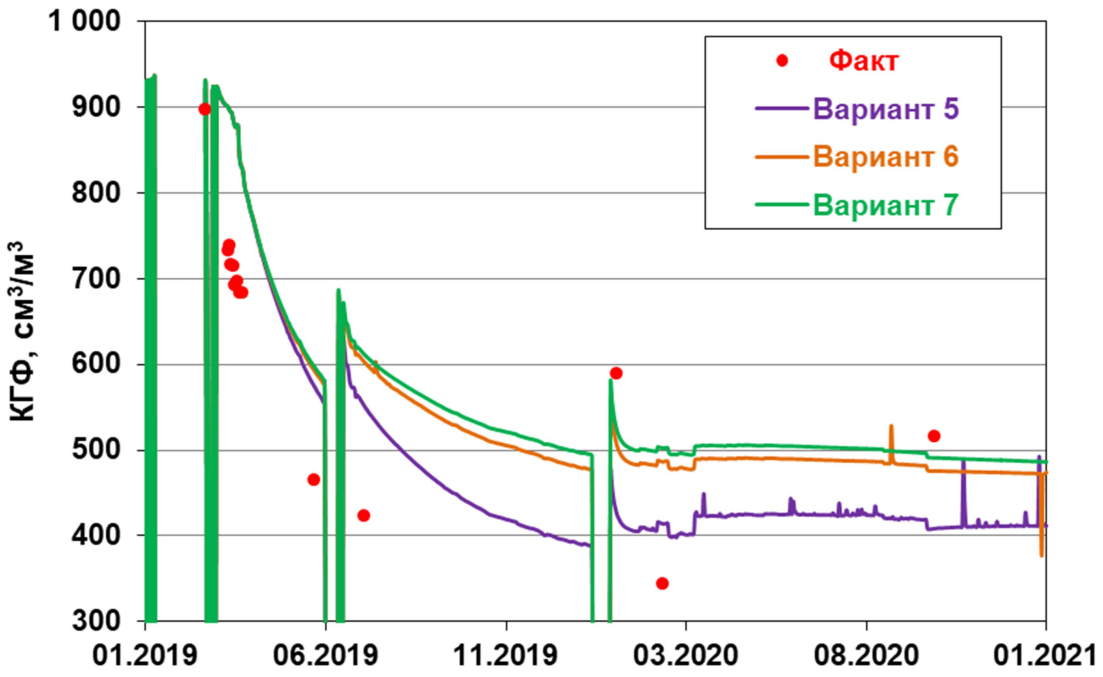


Рисунок 23 – Динамика изменения показателя КГФ при α_c^0= 500 и различных значениях параметра n

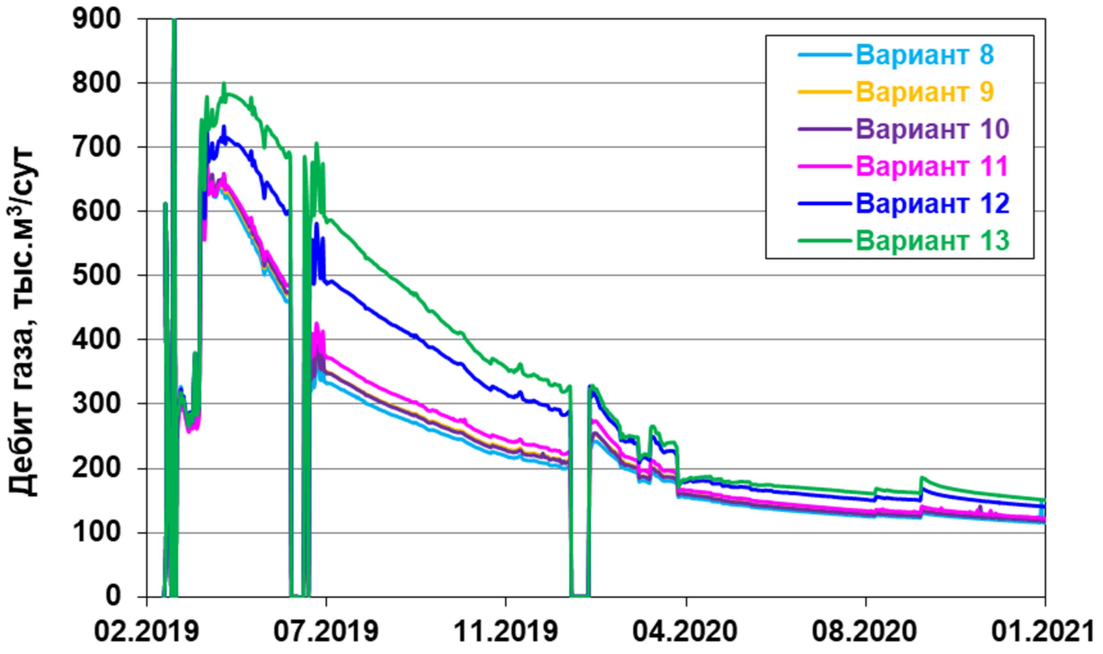


Рисунок 24 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при n=0,74 и различных значениях параметраα_c^0

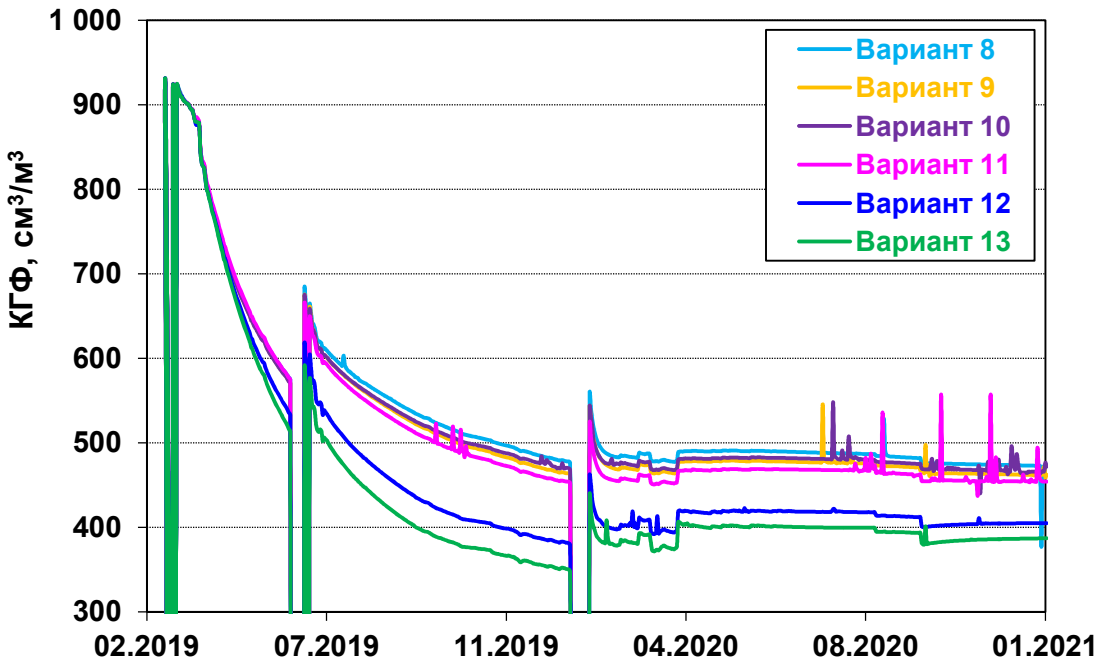


Рисунок 25 – Динамика изменения КГФ при воспроизведении исследований при n =0,74 и различных значениях параметра α_c^0

Как видно из рисунок 22-25, 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 (рисунок 26-27). По расчетным динамикам дебитов газа, конденсата и величины конденсатогазового фактора (КГФ) определяются целесообразные моменты повторной записи КВД для оценки влияния параметров ОФП на текущую продуктивность скважины с учетом формирования конденсатных валов в околоскважинной зоне (вокруг трещин ГРП). 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.

$$D = \alpha \cdot \beta_g \cdot \frac{K_e}{h} \cdot \frac{1}{r_w} \cdot \frac{\gamma_g}{\mu_g} \tag{20}$$

$$\beta_{eff} = \beta \left(\frac{S_g}{1-S_{wi}}\right)^c \left(Kk_{rg}\right)^d \tag{21}$$

В данном случае в качестве параметров для адаптации выступают параметры: β, c, d (Ключевое слово VDKRG). Данные приведены в таблица 2.

В данном случае выделяется две зоны. Одна считается в большей степени охваченной трещинами, другая – зона влияния матрицы. Соответственно, в каждой из них свой набор параметров.

Таблица 2 – Параметры зон для моделей с двумя зонами

Вариант	n		α_c^0		β		c		d	
	Зона 1	Зона 2	Зона 1	Зона 2	Зона 1	Зона 2	Зона 1	Зона 2	Зона 1	Зона 2
Вариант 14	0.74	0.74	500	10000	0.5398	0.5398	-0.3	-0.002	-1.2	-0.001
Вариант 15	0.74	0.74	500	10000	1331	350000	-0.3	-0.002	-1.2	-0.001
Вариант 16	0.74	0.74	500	500	1331	350000	-0.3	-0.002	-1.2	-0.001

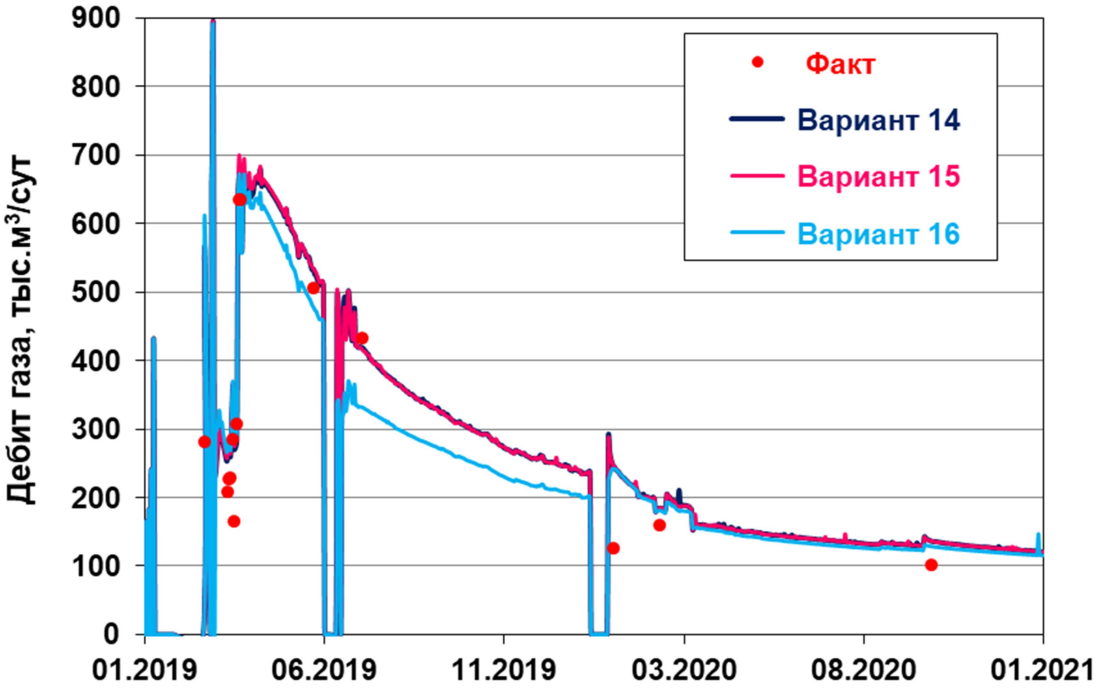


Рисунок 26 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при различных наборах параметров

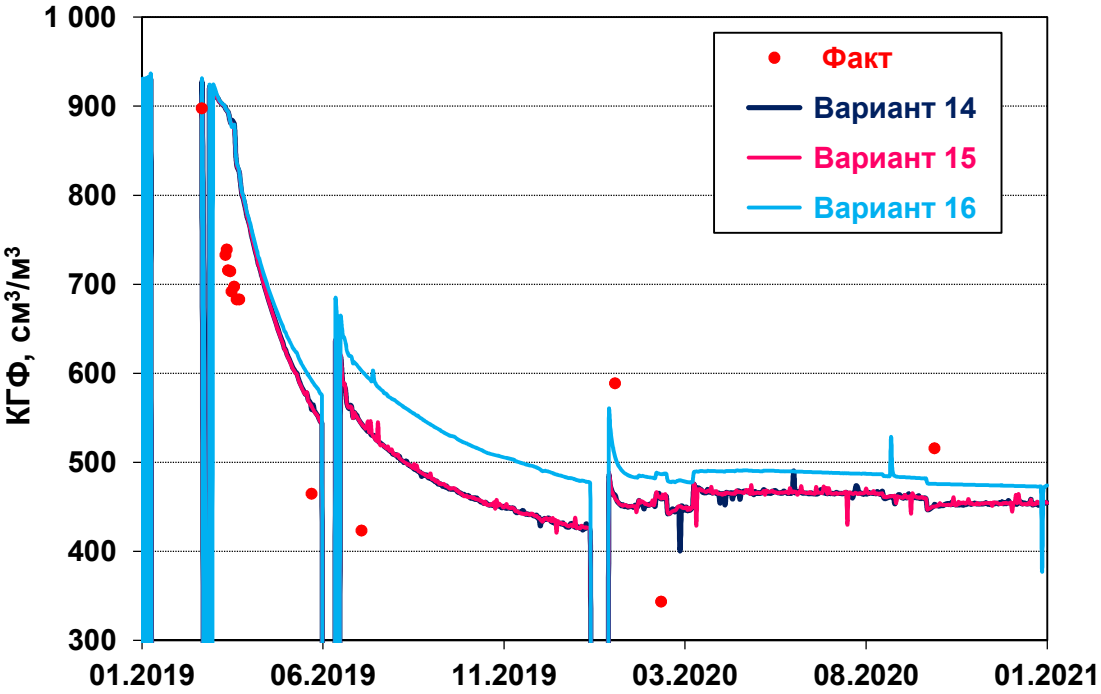


Рисунок 27 – Динамика изменения параметра при воспроизведении исследований при различных наборах параметров

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

На рисунок 28 показаны результаты обработки КВД при настройке неравновесного испарения конденсата (опция NEFLASH) по данным длительного повторного снятия КВД.

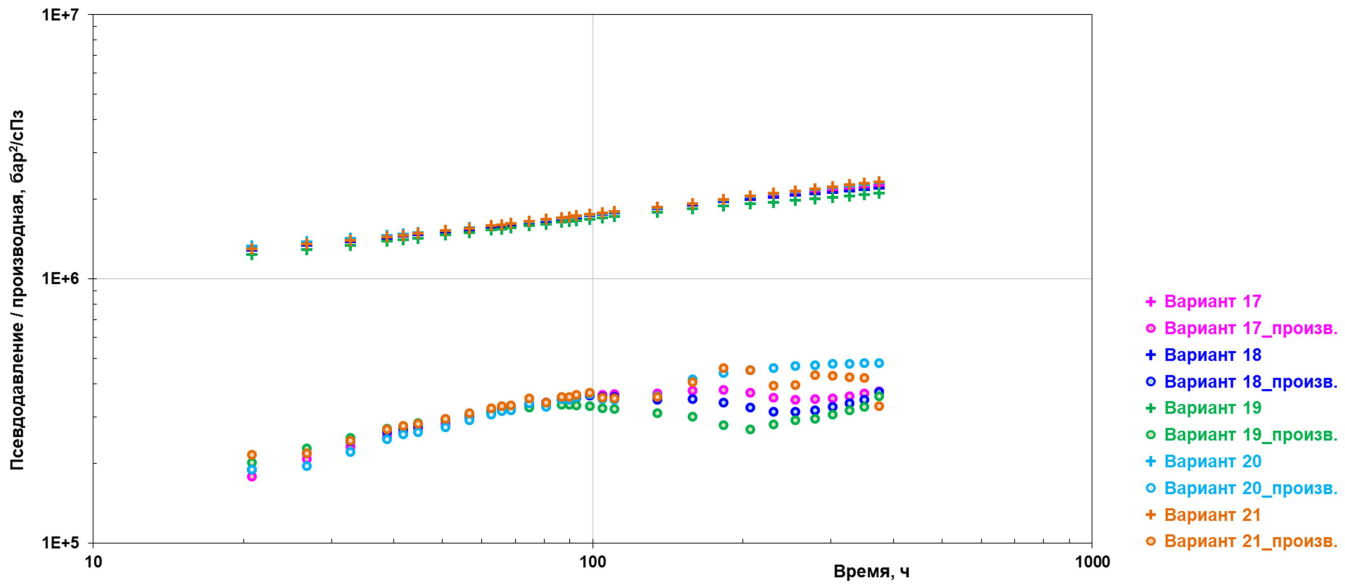


Рисунок 28 – Результаты обработки КВД при настройке модели неравновесного испарения конденсата

При равновесном испарении конденсата прогнозируется рост фазовой проницаемости для газа с переходом на прямую, параллельную 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.

Выводы по разделу

Предложена методика настройки секторной модели с ГС на результаты фиксации серии КВД на одной и той же скважине для объектов с высоким содержанием конденсата. Настроенная модель позволяет корректно прогнозировать динамику добычи газа и конденсата, забойного и пластового давления, оценивать КИГ и КИК, оценивать мероприятия по борьбе с

накоплением конденсата в околоскважинных зонах и повышению конденсатоотдачи.

Обобщение результатов показывает, что

- Настройка параметров модели ОФП от капиллярного числа в версии Витсона позволяет регулировать темп падения дебитов газа, конденсата, КГФ.
- Параметры в малой области вблизи трещин ГРП имеют существенное значение на динамику работы скважины.

Альтернативой использованию модели Форхгеймера является задание трещины ячейками сетки в локальном измельчении, но для горизонтальных скважин с МГРП это сопряжено с неустойчивостью фронтов и длительным временем моделирования. Эффект Форхгеймера для ГС с МГРП существенен только для потока в трещинах.

3. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАПАСАМИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА

3.1. Введение

Сам термин “низконапорный газ” связан с низкой рентабельностью добычи, сбора и компримирования добываемого газа с целью подачи его на прием магистрального газопровода на поздних стадиях жизни ряда месторождений. Такая ситуация характерна для газовых залежей в отложениях сеномана на многих давно разрабатываемых месторождениях Севера Западной Сибири. Есть некотрая вольность в том, какой газ относить к данной категории, но по литературным источникам запасы низконапорного газа оцениваются величиной вплоть до 6 триллионов $м^3$, что соответствует добыче газа в России в течение нескольких лет. Необходимость принятия эффективных решений по извлечению низконапорного газа касается всех месторождений, за исключением сравнительно недавно введенного в разработку Заполярного месторождения. Так, эта задача актуальна для Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского, Вынгапуровского и других месторождений Сибири.

Например, сеноманская газовая залежь является основным объектом разработки Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения и находится в эксплуатации с 1972 г. Залежь массивная, водоплавающая. Коллектор представлен песчано-алевритовыми породами с глинистыми включениями, часто линзовидного типа.

За время разработки месторождения сменилось несколько проектных документов, неоднократно проводился подсчет запасов газа. Последний по времени пересчет начальных запасов сеноманской залежи выполнен в 2007 г. объемным методом, утвержденная величина составила 2347 млрд $м^3$. По состоянию на 31.12.2015 г., из сеноманской газовой залежи (пласт $ПК_1$) было отобрано 81% от утвержденных запасов.

Величина неопределенности в запасах газа составляет около 50% по отношению к их остаточной величине, то есть является весьма существенной с

точки зрения перспектив доразработки месторождения. При этом неопределенность в запасах взаимосвязана с формированием слабодренируемых объемов газа в неразбуренных периферийных частях залежи.

Сами запасы низконапорного газа сформировались из-за эксплуатации месторождений без искусственного поддержания пластового давления. Потери пластовой энергии в процессе разработки месторождения только в малой степени компенсировались поступлением воды из окружающих водоносных горизонтов.

В результате запасов пластовой энергии недостаточно для поддержания необходимых рабочих параметров на газодобывающих скважинах, даже при проведении работ по замене имеющихся НКТ на новые, меньшего диаметра.

Начальные эксплуатационные дебиты газовых скважин сеноманской залежи составляли 1-1,5 млн м^3/сут. В настоящее время, вследствие снижения пластового давления, фактический средний дебит скважин по газу составляет 90 тыс. м^3/сут. (рисунок 29). Среди текущих проблем эксплуатации можно отметить низкие устьевые давления, водо- и пескопроявления. Для их эффективного решения также играет важную роль правильное понимание причин неравномерного дренирования запасов газа и распределения пластового давления, для возможности их регулирования.

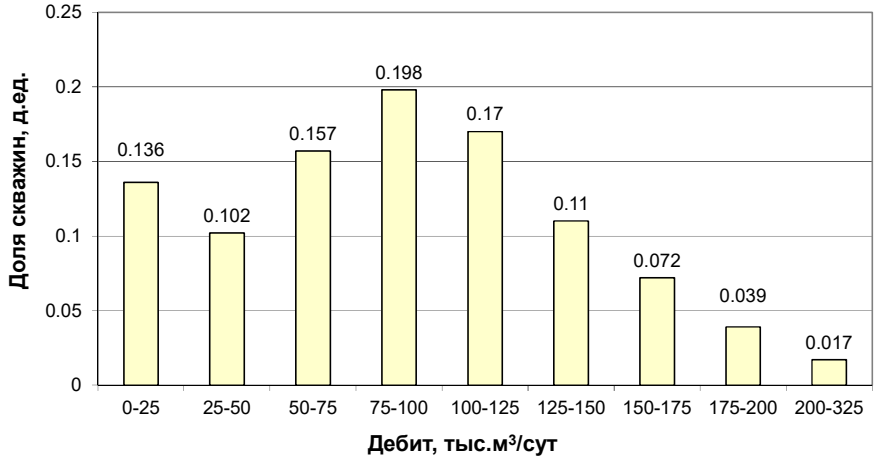


Рисунок 29 – Гистограмма распределения дебитов скважин по газу на сеноманской залежи по состоянию на 1.01.2016 г.

Накопление воды в продукции и стволе газовых скважин приводит к увеличению потерь давления в колонне НКТ и в системе сбора. Если скорость газа падает ниже скорости, обеспечивающей вынос жидкости с забоя скважины, начинается постепенное накопление воды на забое. Этот процесс приводит к снижению производительности скважины по газу до ее полной остановки. Данная проблема характерна для 20-30% фонда эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения [14].

С 2004 г. до 2010 г. на Медвежьем месторождении количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 ед. То есть проблема имеет длительный и массовый характер. Для решения этой проблемы используются различные технические решения, вплоть до достаточно дорогих, например замена НКТ на НКТ меньшего диаметра [65].

На рисунок 30 – 32 из работы [68] приведены данные о работе скважин на Медвежьем месторождении. Как видно, примерно половина фонда работает на НКТ с диаметром менее 100 мм. При этом более 90% скважин, имеющих накопление жидкостной пробки в стволе, оснащены НКТ диаметром 153 мм. (рисунок 31). Перепад давления на устье вертикальных скважин при этом не превышает 5 атм. (рисунок32).

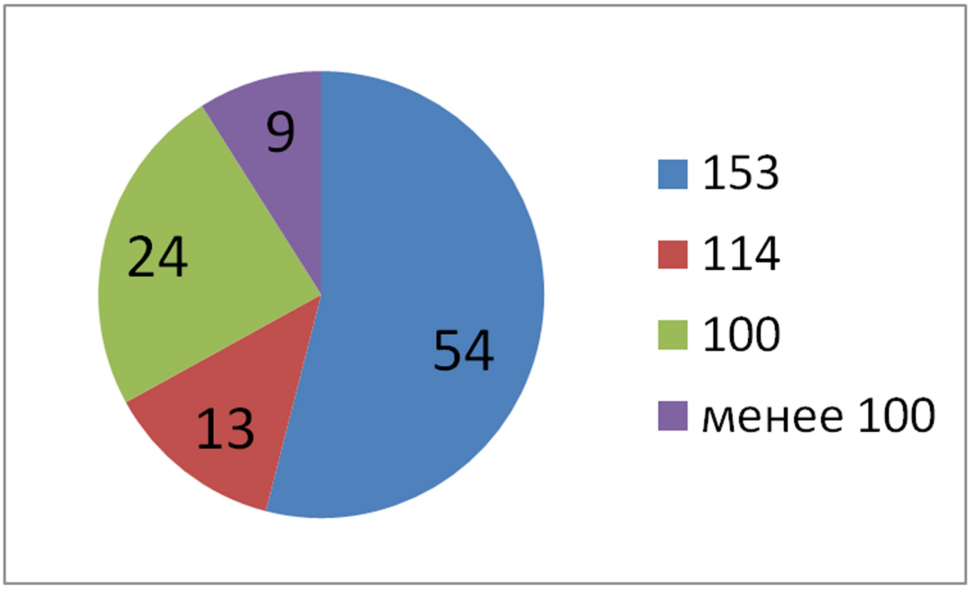


Рисунок 30 – Распределение скважин действующего фонда по внутреннему диаметру НКТ (мм)

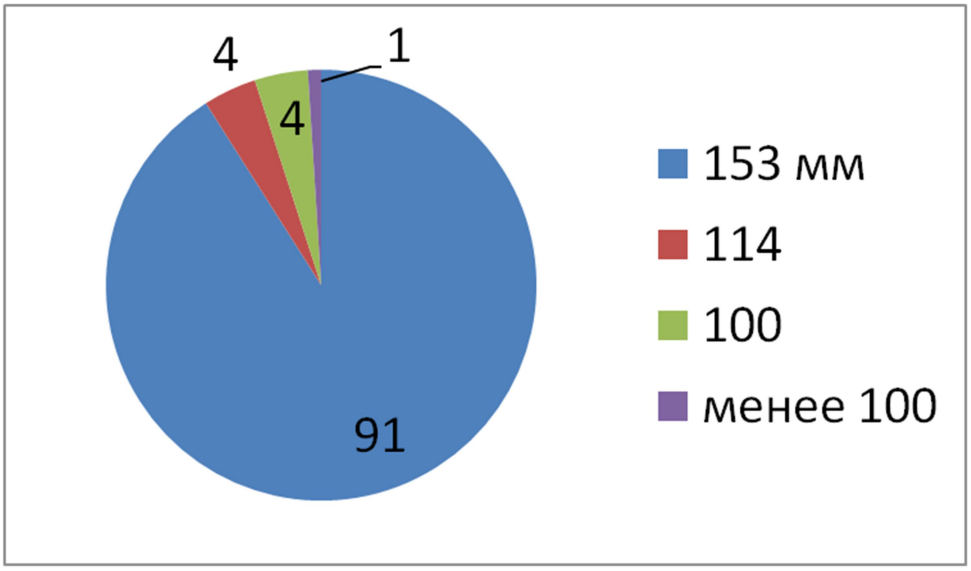


Рисунок 31 – Распределение скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки в стволе, по внутреннему диаметру НКТ (мм)

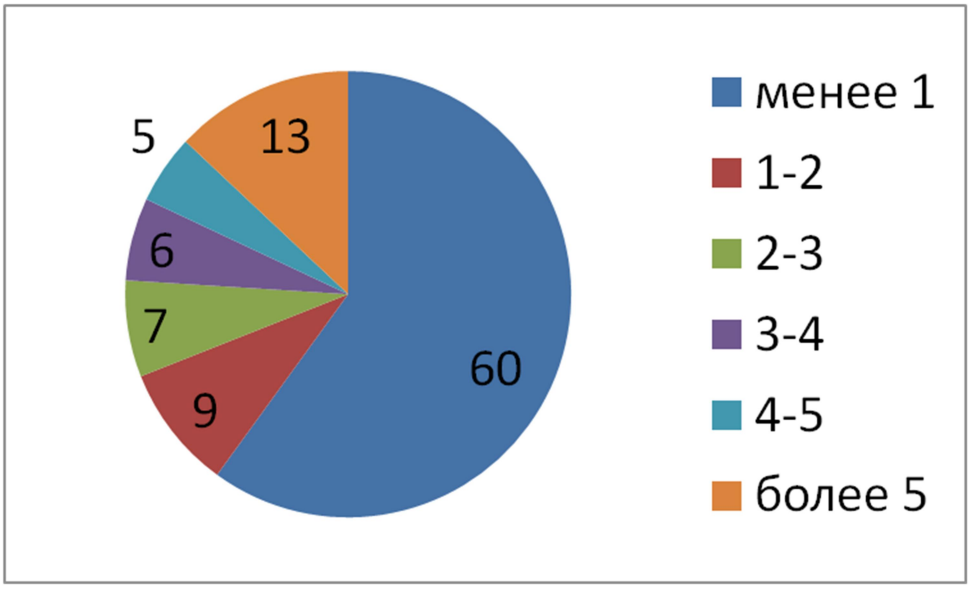


Рисунок 32 – Распределение скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки в стволе, по величине перепада давления на устье (кгс/см^2)

Схожая ситуация наблюдается на скважинах Большого Уренгоя, по данным за 2019 г. более 1/3 скважин эксплуатационного фонда имеют дебит от 25 до 100 тыс. м^3/сут. и относятся по этому показателю к малодебитным [66].

Ранее в работе [23] показана целесообразность попутной добычи воды на обводняющихся газовых скважинах. Данный подход также показал свою практическую значимость при реализации на Оренбургском месторождении. Для сеноманских залежей с малым этажом газоносности обоснован новый, на тот момент, режим эксплуатации – режим заданного водогазового фактора [35].

3.2. Описание общих положений технологии

Группой сотрудников ИПНГ РАН, включая автора, предложена технология доразработки газовой водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа.

Исторически, такие месторождения, разбуренные в середине и конце XX века в СССР разрабатывались вертикальными добывающими скважинами. Предполагается применение данной технологии на подобных объектах.

На данную многофункциональную технологию для разработки запасов низконапорного газа получен Патент РФ на изобретение (№ 2594496, зарег. 25.07.2016 г.) [116]. Многофункциональность технологии заключается в том, что одновременно корректируется форма контура ГВК и частично компенсируется потеря пластового давления, произошедшая из-за длительной эксплуатации месторождения без поддержания пластового давления.

После получения патента вышла статья: 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

Существующий фонд скважин, в пределах сформированных УКПГ, дополняют одной или несколькими горизонтальными скважинами для добычи воды из интервалов ниже текущего уровня газоводяного контакта (ГВК) и выше его начального уровня. а 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. В случае, если продолжается продвижение подошвенной воды к забоям вертикальных добывающих скважин, в первоочередных скважинах-кандидатах на обводнение, интервалы перфорации сокращают на 5-10 метров за счет цементирования их нижней части.

До начала бурения новых скважин необходимо:

- На основе результатов трехмерной (3D) сейсмики, керновых данных, результатов газодинамических и геофизических исследований скважин построить 3D геологическую модель газовой залежи и окружающего водонапорного бассейна;
- С использованием лабораторных данных по определению относительных фазовых проницаемостей для газа и воды, построенной 3D-геологической модели, процедуры ремасштабирования осуществить построение 3D-газогидродинамической модели залежи газа и водонапорного бассейна;
- С привлечением фактических данных разработки месторождения и эксплуатации добывающих скважин и результатов контроля по наблюдательным и пьезометрическим скважинам произвести адаптацию параметров 3D-газогидродинамической модели пласта, предпочтительно на основе методов теории оптимального управления;
- На основе садаптированной 3D-газогидродинамической модели, вместе с моделью обустройства промысла и головной компрессорной станции осуществить прогнозные расчеты применительно к сложившимся системам разработки рассматриваемой залежи газа и обустройства промысла. С использованием результатов газогидродинамических расчетов определить технико-экономические показатели разработки залежи, которые затем следует использовать в качестве базового варианта.

Для простоты изложения допускаем, что на момент начала прогнозных расчетов поступление в скважины пластовой воды имеет место лишь на одной УКПГ. В случае нескольких УКПГ особенность расчетов не претерпевает изменений. Прогнозным расчетам должна подвергаться серия подвариантов по числу горизонтальных скважин для добычи воды – разгрузочных скважин, и горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды.

Пробуренные разгрузочные скважины следует использовать для добычи пластовой воды механизированным способом. Отбор воды из-под зоны УКПГ,

естественно, способствует предотвращению дальнейшего продвижения конусов пластовой воды к забоям вертикальных добывающих скважин.

Наличие источника пластовой воды теперь позволяет использовать ее в качестве рабочего агента. Для этого планируется бурение горизонтальной нагнетательной скважины на периферии залежи ниже текущей отметки ГВК. Закачиваемая в скважину добываемая вода выполняет задачу вытеснения малоподвижного периферийного низконапорного газа в сторону добывающих вертикальных скважин.

Для повышения уровня добычи газа и сокращения сроков выработки низконапорного газа дополнительно необходимо бурение горизонтальной добывающей скважины в периферийной зоне, вблизи кровли пласта. Здесь также возникают подварианты по числу скважин, положению и протяженности горизонтального участка. В случае продолжающегося замедленного поступления пластовой воды в вертикальные добывающие скважины, следует осуществлять сокращение интервалов перфорации на 5-10 метров за счет цементирования нижней их части или установки цементных мостов. В случае продолжающегося продвижения конусов воды к забоям добывающих вертикальных скважин эти операции необходимо повторять. Естественно, что сокращение интервалов перфорации в добывающих вертикальных скважинах приводит к снижению уровней добычи газа по УКПГ. Однако эта вынужденная мера решает проблему недопущения поступления песка в добывающие вертикальные скважины.

3.3. Пример реализации технологии

В качестве примера рассмотрим "первенца" – разрабатываемое с 1972 г. месторождение Медвежье. На нём, как и на других месторождениях, в разработке находится сеноманская залежь. На рисунок 33 приведена схема разбуривания сеноманской залежи данного месторождения системой вертикальных добывающих скважин в пределах зон трех УКПГ (на самом деле их больше). Рисунок 33 содержит обозначения: 1 – горизонтальная нагнетательная скважина для закачки воды; 2 – горизонтальная разгрузочная скважина для добычи воды; 3

– горизонтальная добывающая скважина для добычи газа; 4 –текущий ГВК; 5 – начальный контур ГВК; 6 – изогипсы; 7 – зона размещения УКПГ; 8 – вертикальные добывающие скважины УКПГ.

Сеноманская залежь Медвежьего месторождения по всей площади подстилается подошвенной водой. Сеноманский водоносный бассейн регионально распространен, а толщина его составляет сотни метров. Соответственно, сеноманская залежь Медвежьего месторождения разрабатывается при водонапорном режиме. Как обычно, по мере отбора газа из залежи происходит падение пластового давления. Вследствие возрастающей разности между давлением в водоносном бассейне и давлением в залежи газа подошвенная вода внедряется в продуктивный пласт с разной интенсивностью в разных зонах пласта. Естественно, что наибольшее продвижение происходит в зонах отбора газа, то есть в зоне каждой УКПГ.

На рисунок 34 схематично представлена эпюра распределения текущего пластового давления вдоль поперечного профильного разреза залежи, проходящего через центральную УКПГ. Обозначения на рисунок 34: 5 – начальный ГВК; 8 – вертикальные добывающие скважины УКПГ; 9 – кровля продуктивного пласта; 10 – профиль давления на фиксированной глубине. Данная эпюра давления, с одной стороны, поясняет, почему значительны остаточные запасы низконапорного газа в периферийных зонах пласта. С другой стороны, она показывает, что из-за наличия зон пониженных давлений пластовая вода стремится поступать к забоям вертикальных добывающих скважин.

Пока вода находилась ниже забоев добывающих скважин, никаких осложнений с их эксплуатацией не было. Сегодня пластовая вода уже присутствует в продукции многих скважин. В результате снижается их продуктивность, коллектор призабойной зоны при взаимодействии с водой разрушается. На забоях скважин формируются песчано-водяные пробки. На ремонтные работы тратятся значительные средства, 100 и более тысяч долларов на одну скважино-операцию. Эффект от ремонтных работ – кратковременный.

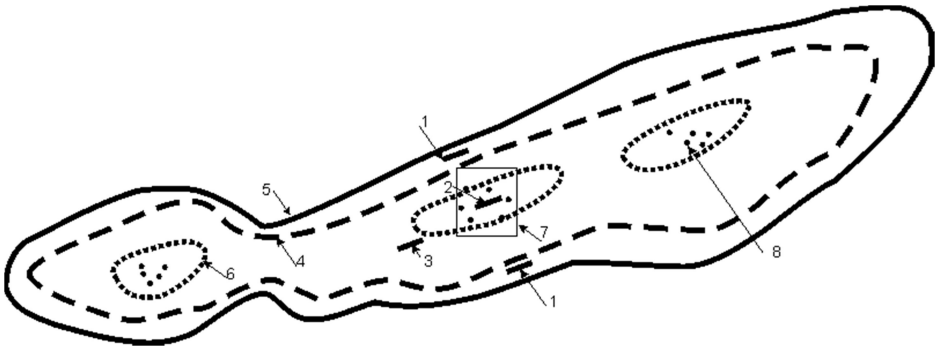


Рисунок 33 – Схема размещения скважин при разработке сеноманской залежи медвежьего месторождения

Таким образом, наряду с проблемой эксплуатации добывающих скважин реальной стала проблема извлечения низконапорного газа. В этой связи отраслевые НИИ прорабатывают различные варианты добычи и утилизации низконапорного газа (производство электроэнергии, метилового спирта, синтез полимеров и т. д.). Все такие варианты означают прекращение подачи газа в магистральный газопровод. Вместе с тем рассматриваемые варианты требуют значительных вложений в инфраструктуру для их реализации, а также затрат на обеспечение функционирования новых производств. Но главное состоит в том, что при этом подразумевается, что сама добыча низконапорного газа будет лишена ранее отмеченных проблем.

Следовательно, проблема доразработки сеноманской залежи включает в себя две взаимосвязанные проблемы:

- учет и преодоление природных сложностей в текущей добыче газа, включая низконапорный газ;
- повышение уровня добычи формирующихся объемов низконапорного газа, то есть общего коэффициента извлечения газа (КИГ).

Именно решение данных проблем и составляет суть предлагаемой технологии.

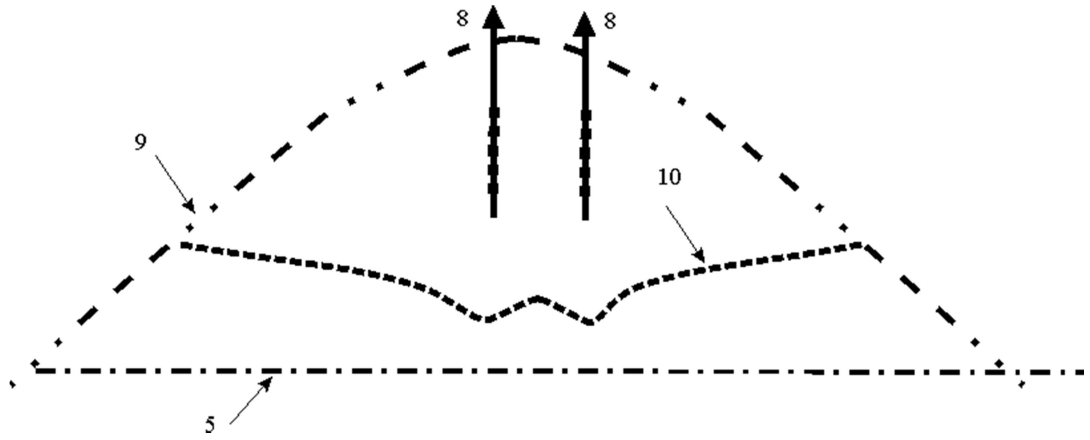


Рисунок 34 – Схема эпюры пластового давления на поперечном профильном разрезе залежи

Бурение разгрузочных горизонтальных скважин для добычи пластовой воды в зоне проблемных УКПГ (УКПГ с обводняющимися скважинами) ниже отметки текущего уровня ГВК (но выше уровня начального ГВК) решает проблему предотвращения дальнейшего продвижения ГВК в зоне УКПГ и, соответственно, обводнения скважин и пескопроявлений. Не исключается, что вместо указанной горизонтальной скважины будет осуществлено бурение бокового горизонтального ствола из вертикальной скважины, которая к этому моменту возможно уже не эксплуатируется.

Добыча воды из зоны выше начального ГВК частично решает проблему извлечения защемленного газа. Часть запасов защемленного газа при добыче воды приобретает подвижность и будет извлечена на поверхность.

На рисунок 35 приведен профильный разрез пласта через зону УКПГ в направлении длинной оси структуры залежи.

Но передоложенное решение приводит к росту объемов добываемой воды. Поэтому на периферии от рассматриваемой УКПГ (см. рисунок 35) бурят несколько (на рисунок 35 – две) горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды. Количество, местоположение и длина горизонтальных стволов являются предметом многовариантного исследования на 3D газогидродинамической модели пласта.

Эти скважины, с одной стороны, утилизируют добываемую пластовую воду. С другой стороны, закачиваемая вода вытесняет периферийный низконапорный газ к забоям добывающих вертикальных скважин.

Именно в периферийных зонах (учитывая систему разбуривания залежи) сосредоточены основные запасы низконапорного газа.

Реализация рассмотренных технологических решений может оказаться недостаточной для рентабельной доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. Ибо, в значительной мере, степень рентабельности разработки залежи предопределяется уровнями отбора газа и, соответственно, – темпом и сроком доразработки.

Рисунок 35 содержит обозначения: 1 – горизонтальная нагнетательная скважина для закачки воды; 2 – горизонтальная разгрузочная скважина для добычи воды; 3 – горизонтальная добывающая скважина для добычи газа; 5 – начальный ГВК; 8 – вертикальные добывающие скважины УКПГ; 9 – кровля продуктивного пласта; 11 – газонасыщенная область пласта; 12 – разгрузочный боковой горизонтальный ствол из вертикальной добывающей скважины; 13– текущее положение ГВК. При этом следует иметь в виду, что траектория скважины 1, при прохождении продуктивного горизонта, параллельна начальному контуру ГВК.

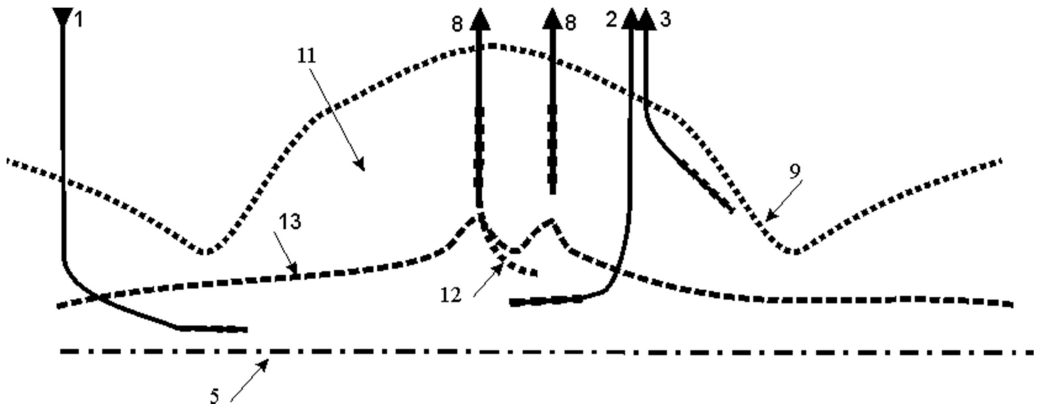


Рисунок 35 – Схема расположения скважин на продольном профильном разрезе сеноманской залежи

Оптимальное количество, месторасположение добывающих и нагнетательных скважин, сроки ввода их в эксплуатацию, длины горизонтальных стволов определяются на основе 3D-компьютерного моделирования и технико-экономических расчетов.

Другими словами, окончательный оптимальный вариант доразработки залежи с запасами низконапорного газа устанавливают из анализа результатов технико-экономических расчетов по всем исследуемым вариантам и подвариантам.

Отличительная черта предлагаемой технологии доразработки заключается в том, что соответствующая технология доразработки является многофункциональной (решающей более одной задачи).

Пример расчетов

Ниже представлен расчет на секторных моделях, подтверждающий предложенную технологию. Общий вид одной из используемых моделей представлен на рисунок 36.

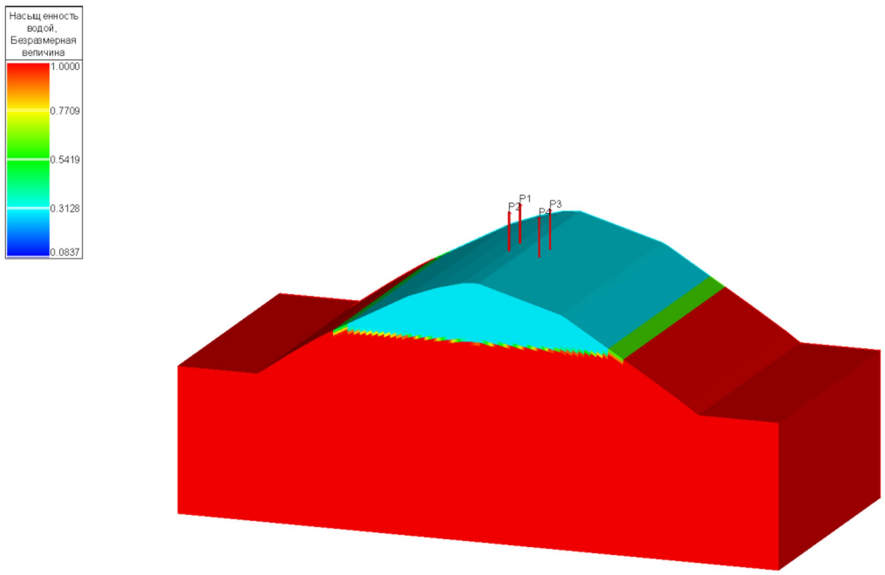


Рисунок 36 – Общий вид секторной модели. Цветом показана начальная водонасыщенность

Модель соответствует условной зоне одной УКПГ и включает газонасыщенную и водонасыщенную области. Начальные запасы газа в модели составили 270 млрд м^3. Расширенная сеточная зона под ГВК использована для численного моделирования влияния обширного водонапорного бассейна. Ширина моделируемого участка (размер в направлении, перпендикулярном разрезу) составляет 14 км. Четыре скважины в купольной части моделируют условные кусты в пределах одной УКПГ.

Для описания ФЕС были построены две модели. Однородная модель характеризуется значением пористости 0,31, проницаемости (эффективной) по

латерали – 350 мД. Проницаемость по вертикали изменялась по вариантам в пределах от 0, 01 до 0,1 от латеральной.

Вторая модель – неоднородная, стохастическая. В качестве исходных данных для построения распределения пористости для стохастической модели использована оцифрованная гистограмма распределения пористости, которая соответствует статистическим данным по сеноманской залежи. Зависимость проницаемость-пористость хорошо описывается полиномиальной функцией. Таблицы относительных фазовых проницаемостей для различных интервалов значений пористости взяты также характерными для отложений сеномана.

На секторной модели в общих чертах воспроизведен процесс разработки при сложившейся системе разработки с 1974 по 2010 г. Далее с 2010 г. выполняются расчеты, в которых рассматриваются различные подходы к изменению системы разработки. Всего в модели определены несколько групп скважин. Их характеристики представлены в таблица 3.

Таблица 3 – Группировка фонда скважин

Группа №	**Тип скважины**	**Роль скважины**	**Кол-во скважин в группе**
GROUP1	вертикальная	газодобывающая	4*
GROUP2	горизонтальная	вододобывающая	2
GROUP3	горизонтальная или вертикальная	водонагнетательная	2
GROUP4	горизонтальная	газодобывающая	2

*Каждая скважина в группе моделирует условный куст из шести скважин

В рассмотренных вариантах прогнозных расчетов моделировалось различное положение скважин для каждой группы в пространстве:

GROUP1 (вертикальные газодобывающие скважины) – положение постоянно;

GROUP2 (разгрузочные скважины) – возможны варианты по положению горизонтального ствола по вертикали: в 11 м, 16 м, 20 м сеточном слое;

GROUP3 (водонагнетательные) – варианты расположения скважин: нагнетательные в газовой зоне, в водоносной части или под ГВК;

GROUP4 (горизонтальные газдобывающие) – два варианта размещения по вертикали в 3 и 1 слое. Три варианта по удаленности от газодобывающих скважин (см. таблица 4).

Таблица 4 – Краткая характеристика вариантов

Название варианта	**Описание**
История	Воспроизводит условный процесс истории разработки месторождения с использованием уже сформированного фонда вертикальных добывающих скважин
I	Разработка осуществляется сложившимся фондом вертикальных добывающих скважин, без дополнительного бурения.
II	В дополнение к вертикальным добывающим скважинам бурятся горизонтальные разгрузочные скважины, осуществляющие перехват продвигающейся к добывающим скважинам воды.
III	В дополнение к варианту II организована закачка воды для вытеснения газа к газодобывающим скважинам.
IV	Разработка осуществляется фондом согласно варианту III с дополнительными горизонтальными газодобывающими скважинами на периферии.
V	Разработка осуществляется сложившимся фондом скважин согласно варианту III, с дополнительными горизонтальными газодобывающими скважинами, расположенными в зоне УКПГ.

В таблица 5 представлены наиболее важные результаты. В столбцах буквами отмечены следующие группы скважин:

вертикальные газодобывающие скважины – P;

разгрузочные скважины – U;

горизонтальные газдобывающие – G.

В вариантах "История", I добыча воды из разгрузочных скважин не осуществляется. Соответствующие добыче воды ячейки в таблица 5 залиты серым цветом.

Сравнение вариантов I и II показывает, что ввод разгрузочных скважин позволяет снизить добычу воды почти в три раза (с 687 тыс. т до 280 тыс. т) при одновременном росте накопленной добычи газа. При этом базовый вариант остается лидером по объему добываемой воды (для вертикальных скважин) во всех рассмотренных вариантах.

Ввод водонагнетательных скважин позволяет незначительно увеличить уровни добычи газа по сравнению с вариантом II, 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. Экспертно, можно говорить о вероятной экономической неэффективности данного варианта.

Поэтому в вариантах IV и V рассмотрены технологические решения, предназначенные для устранения негативного влияния добычи больших объемов воды. Если сравнивать варианты II и V, то видно, что по пятому варианту удалось 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 $м^3$.

Таким образом, математические расчеты на секторной модели подтверждают ключевые решения, предложенные в новой запатентованной технологии.

Таблица 5 – Сопоставление результатов по наиболее важным вариантам

Вариант		За 1972-2040				За 2010-2040			Ср. давление	Накопленная закачка воды	По группе 4 За 2010-2040	
		Газ (млрд м^3)		Вода тыс. т		Газ (млрд м^3)	Вода тыс. т		на	тыс. м^3	Газ	Вода
		P*	U*	P*	U*	P*+U*+G*	P*	U*	конец расчета		(млрд м^3)	тыс. т
История	История (только до 2010 г.)	219.98		5202					24.2			
I	Базовый	233.48		5889		**13.5**	**687**	**0**	17.34			
II	С разгрузочными скважинами	237.56	0.005	5482	1669	**17.585**	**280**	**1669**	15.43			
III	Разгрузочные+закачка	237.8	0.001	5525	1566	**17.821**	**323**	**4152**	15.31	2586		
IV	Гор. Добывающие на периферии	237.7	0	5523	1562	**17.92**	**321**	**3421**	15.2	1859	0.2	46
V	Гор. Добывающие ближе к центру	228.54	0	5412	284	**25.15**	**210**	**1564**	11.51	1280	16.59	855

3.4. Комплексный анализ изменения проницаемости на газовом месторождении

В 2017 г. автором в составе коллектива выполнены работы по комплексному анализу данных о проницаемости из различных источников для одного из таких объектов для объяснения наблюдаемых особенностей разработки. В анализ распределения проницаемости по площади и разрезу включены результаты интерпретации ГИС по трем методикам в 81 скважине. Выполнена переинтерпритация нескольких десятков КВД.

В ней для длительно разрабатываемых высокопродуктивных водоплавающих газовых залежей в сеноманских отложениях на основе комплексного анализа данных ГИС, ГДИС, промыслового контроля, 3D моделей обоснована взаимосвязь неравномерности дренирования запасов газа, распределения пластового давления, продвижения ГВК с распределением проницаемости в объеме пласта и показана необходимость детального геологического анализа для построения модели распределения свойств в межскважинном пространстве с целью локализации и активизации остаточных запасов газа.

По мере отбора запасов и подъема ГВК контраст проницаемости разбуренной и неразбуренной зон усиливается, наиболее проницаемые интервалы переходят в область ниже ГВК. Впервые для длительно разрабатываемых высокопродуктивных водоплавающих газовых залежей в сеноманских отложениях, на основе комплексного анализа данных ГИС, ГДИС, промыслового контроля, 3D моделей, обоснована взаимосвязь неравномерности дренирования запасов газа, распределения пластового давления, продвижения ГВК с распределением проницаемости в объеме пласта и показана необходимость дальнейшего детального изучения объекта с целью построения модели распределения свойств в межскважинном пространстве. Такая модель позволит перейти к решению задачи о локализации и активизации остаточных запасов газа,

объем которых только на Медвежьем месторождении составляет более 440 млрд м^3.

На рисунок 37 представлена карта текущих отметок ГВК по анализируемому участку залежи. В процессе разработки отбор из центральной (купольной) зоны предопределил общее поднятие ГВК. Таким образом, по центральной зоне участка УКПГ-1 и УКПГ-4, которая характеризуется максимальными начальными газонасыщеными толщинами, фиксируется и максимальное продвижение ГВК.

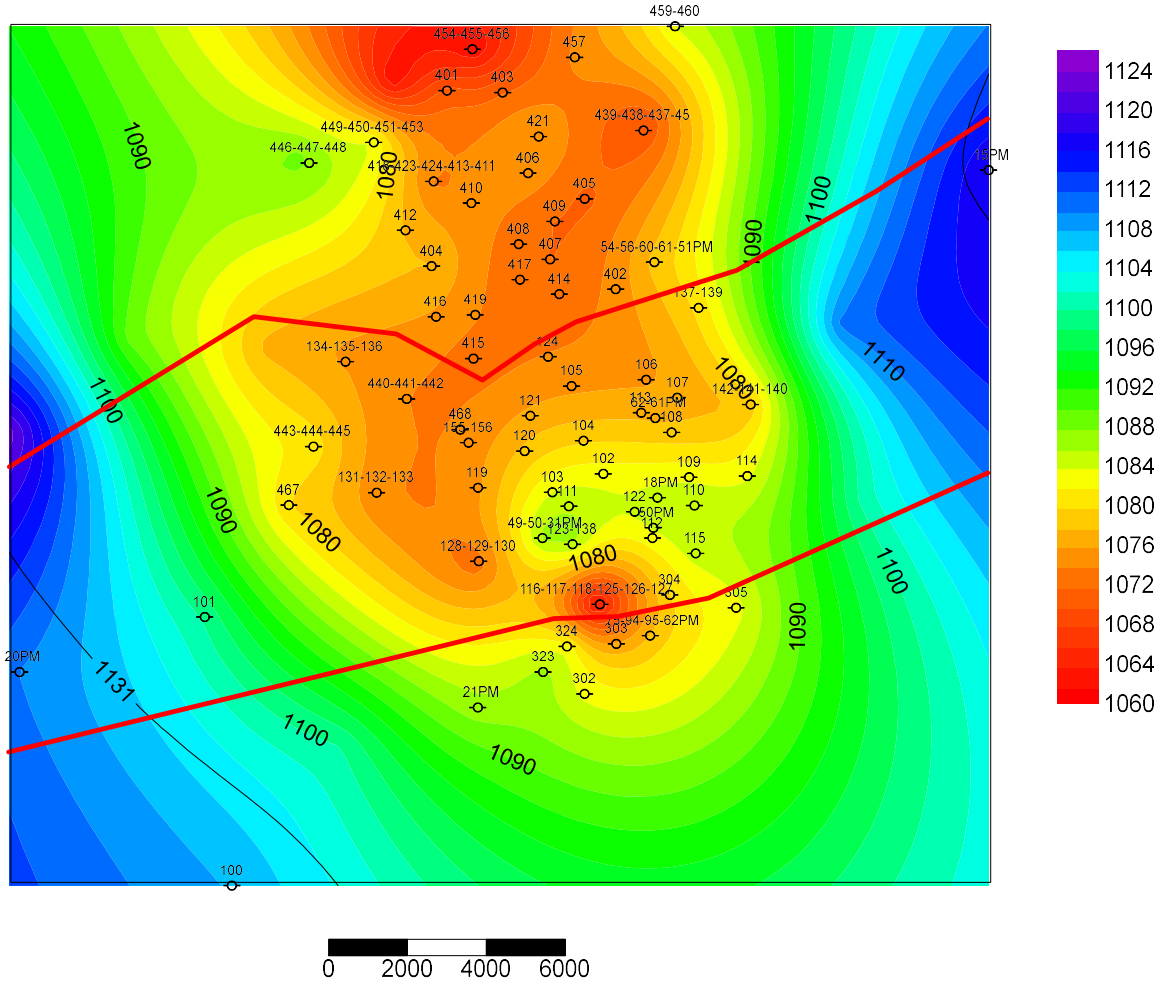


Рисунок 37 – Карта текущих (на 2016 год) отметок ГВК

- РИГИС-2013 и РИГИС-2016 на качественном уровне показывают близкие тенденции в изменении проницаемости. Высокопроницаемые участки в кровельной зоне пласта пока не затронуты продвижением ГВК. Одновременно с

этим газонасыщенные зоны на периферии купола из-за внедрения воды при подъеме ГВК ухудшают свои средние фильтрационные свойства.

- На качественном уровне можно говорить о кратном (до 2-3 раз) снижении средней проницаемости по периферийным газонасыщенным зонам с изначально низкими и средними проницаемостями, что дополнительно ухудшает условия для притока недренируемых остаточных запасов газа.
- По обеим версиям РИГИС, зона под текущим ГВК характеризуется более высокими фильтрационными свойствами, чем над ГВК. Это может быть одним из факторов, предопределяющих замедление продвижения ГВК в последние годы.
- Карты средней текущей проницаемости по газонасыщенной зоне по данным РИГИС-2013 и РИГИС-2016 заметно ближе друг к другу, чем карты средней начальной проницаемости, и демонстрируют существенную неоднородность пласта в купольной зоне участка.

По водонасыщенной зоне различия более существенные, что обусловлено, в том числе, различной методикой учета проницаемости в интервалах отсутствия интерпретации. С другой стороны, карта текущих проницаемостей по водонасыщенной зоне по данным РИГИС-2016 заметно более неоднородна, чем карта начальных проницаемостей, что связано с меньшим влиянием интервалов отсутствия данных ниже начального ГВК.

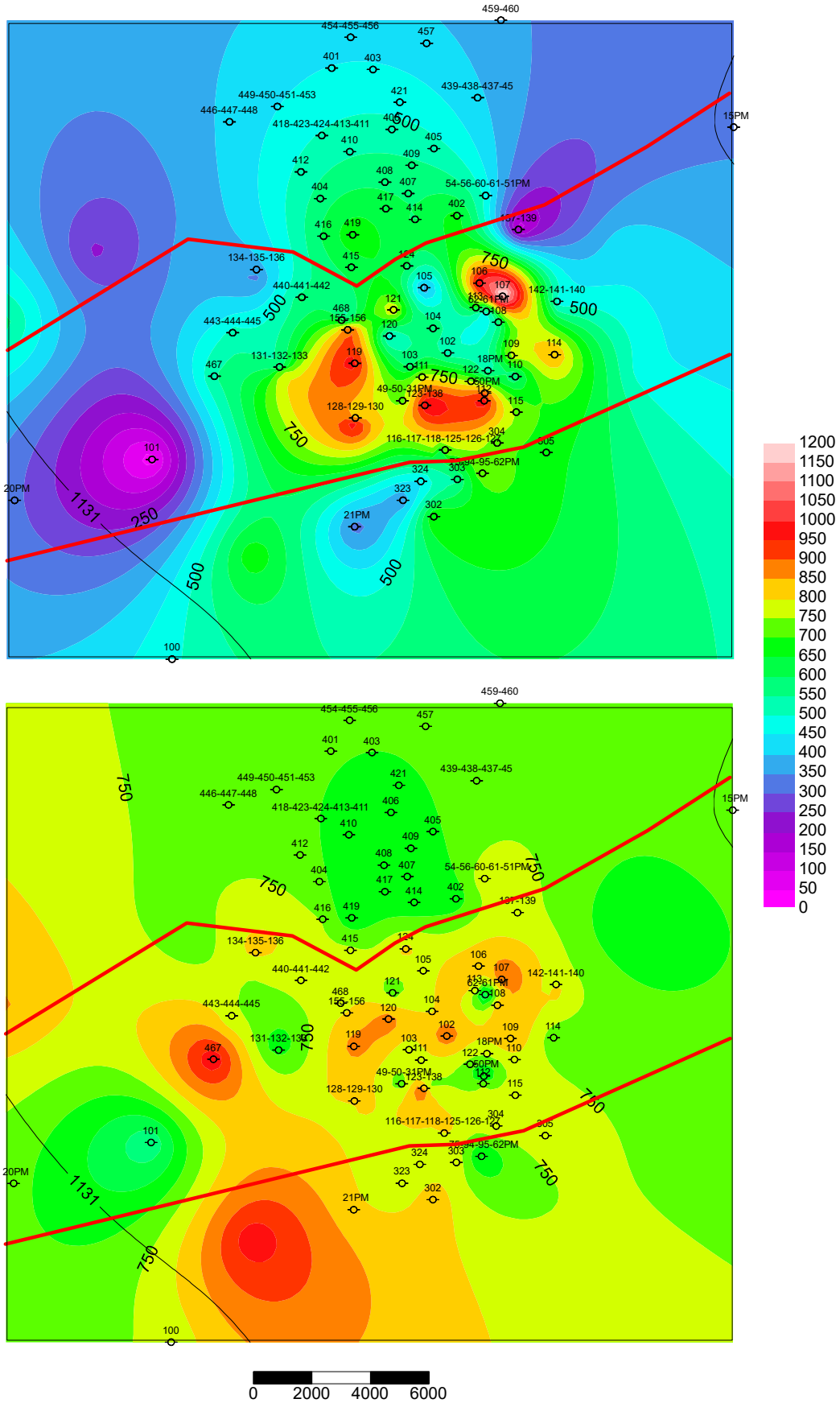


Рисунок 38 – Карты распределения средних значений проницаемости выше (а) и ниже (б) текущей отметки ГВК за 2016 год (РИГИС -2016)

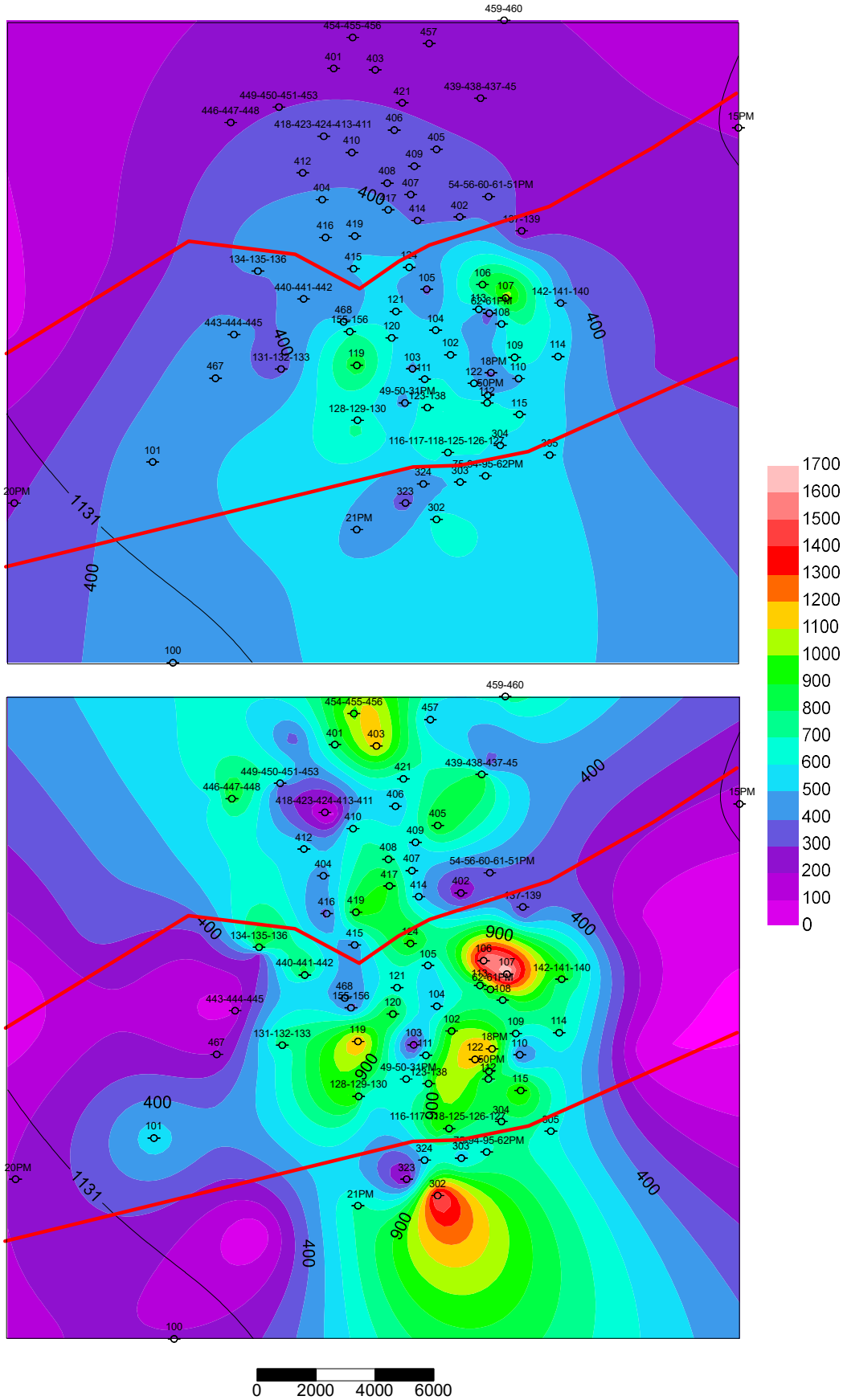


Рисунок 39 – Карты распределения средних значений эффективной проницаемости выше начальной отметки ГВК по данным РИГИС-2016 (а) и РИГИС-2013 (б)

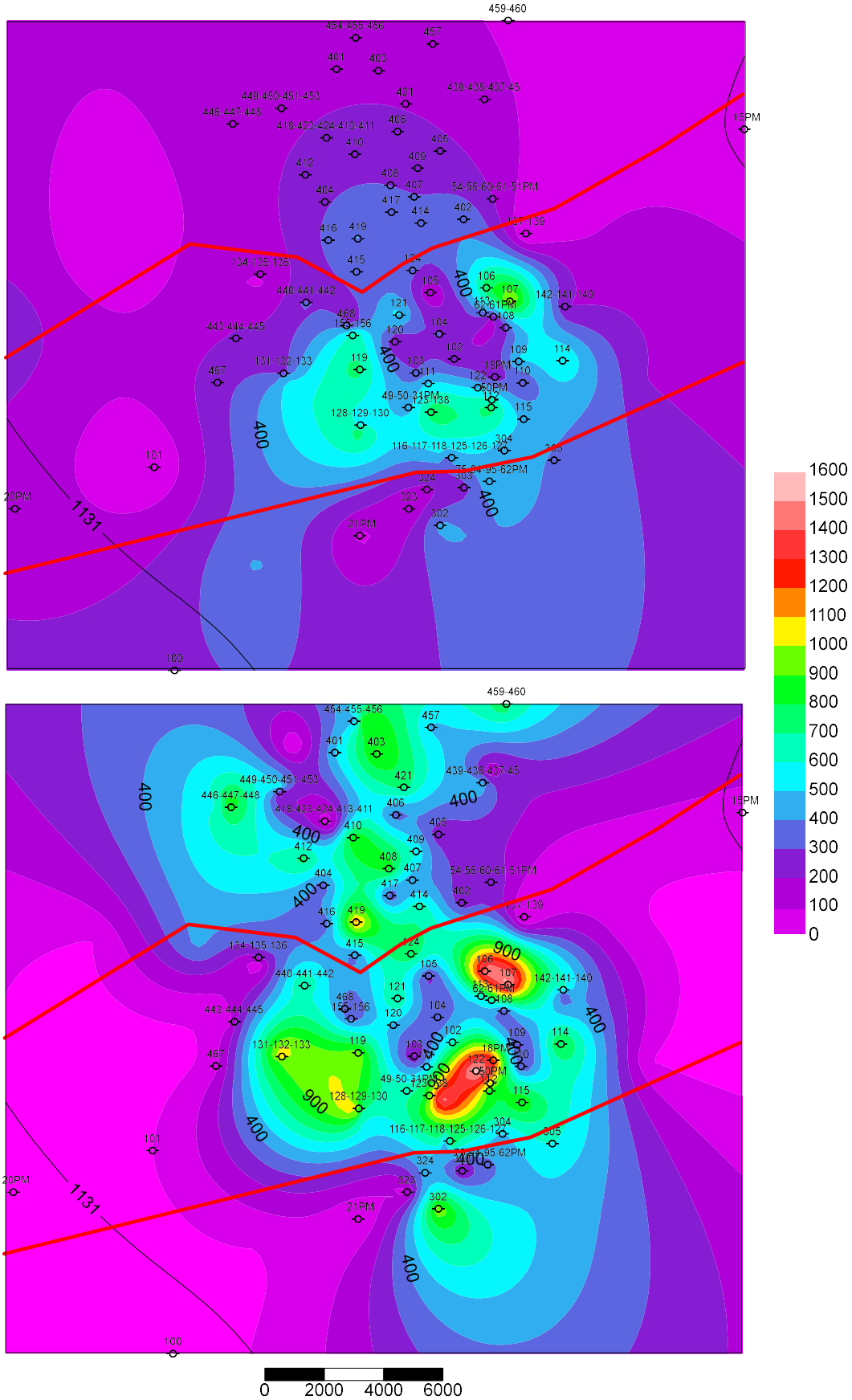


Рисунок 40 – Карты распределения средних значений эффективной проницаемости выше отметки ГВК на 2016 г. по данным РИГИС-2016 (а) и РИГИС- 2013 (б)

На рисунок 39 а, б по данным РИГИС-2013 и на рисунок 40 а, б по данным РИГИС-2016 представлены карта распределения средних значений проницаемости выше и ниже текущей отметки ГВК на 2016 г. На картах видно, что зоны локальной высокой проницаемости в центре купольной части (район скважин 106, 107) приурочены к кровельной части пласта, поэтому процесс продвижения ГВК существенно не повлиял на среднюю проницаемость данных зон в газонасыщенной области. На периферии картина несколько другая. Поднимающаяся вода занимает регионы внутри начального контура ГВК и интервалы выше начального ГВК. Для газонасыщенной части на периферии это означает потерю интервалов с относительно высокой проницаемостью, а для водонасыщенной зоны – их приобщение.

Согласно керновым данным, связь $k_{абс}$ и $k_{эф}$ при значениях абсолютной проницаемости от 500 мДарси и выше практически линейная. В зонах с проницаемостью менее 500 мДарси зависимость существенно нелинейна, и чем меньше значение $k_{абс}$, тем более сильное его снижение имеет место при переходе к $k_{эф}$. В результате контраст значений между высокопроницаемыми и наиболее низкопроницаемыми зонами становится более выраженным, тогда как между средне- и высокопроницаемыми зонами сохраняется на прежнем уровне.

Одновременно сохраняются и основные отмеченные ранее тенденции в отношении РИГИС-2013 и РИГИС-2016. А именно:

- ✓ в центральной купольной части по участку УКПГ-1 картины распределения проницаемости похожи;
- ✓ по РИГИС-2016 карты показывают в целом меньшие значения проницаемости, менее выраженные аномалии в районе отдельных скважин и меньший контраст цветовых зон при большем объеме среднепроницаемых коллекторов (что отчасти обусловлено отсутствием данных по УКПГ-4);
- ✓ в периферийных зонах проницаемость по РИГИС-2016 также ниже, чем по РИГИС-2013.

4. РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

4.1. Введение

В данной главе будет рассмотрен процесс разработки многофункциональной технологии и результаты его применения для месторождения с газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Запасы газа и нефти в месторождении значительны. Между оторочкой и газовой шапкой имеется гидродинамическая связь. Поэтому промышленные отборы газа из газовой шапки без применения дополнительных усилий приводят к значительной миграции нефти из оторочки в изначально газонасыщенную часть, что приводит к расформировыванию запасов нефти и снижению КИН по нефтяной оторочке.

На рисунок 41 представлен вид сверху и профильный разрез схемы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

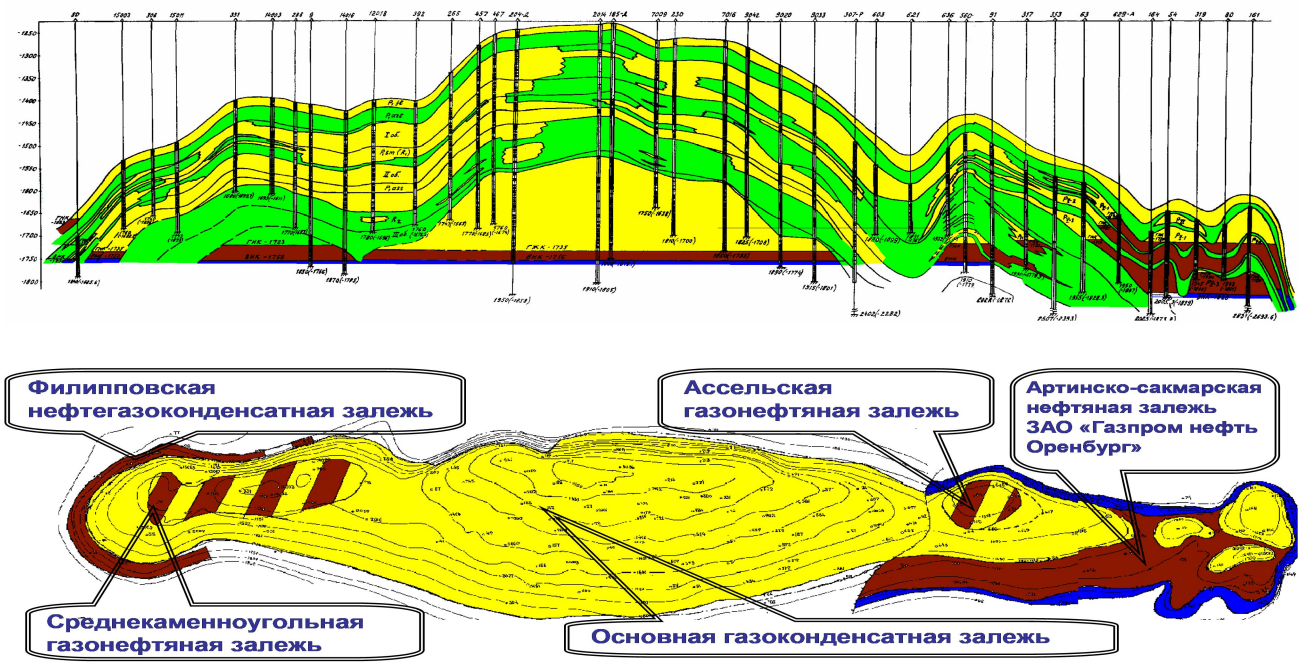


Рисунок 41 – Схема расположения месторождений Оренбургского НГКМ

В презентации 2019 г., представленной Р.К. Мусаловым (зам. начальника ОПС-2 Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Оренбург») указано, что по состоянию на 2018 г. с начала разработки отобрано от балансовых запасов газа - 68,8 %; конденсата - 33,6 %; нефти - 3,45 %. А общий отбор нефти составил 47,55 тыс.т., при планах, согласно проектным документам – 1240 тыс. т.

Из Ассельской газонефтяной залежи отобрано 28% запасов нефти, из Филипповской нефтегазоконденсатной залежи – 5,5 %, Среднекаменноугольной газонефтяной залежи – 2,7 %. Одновременно с этим запасы в нефтяных оторочках неоднократно пересматривались в сторону уменьшения. Таким образом, разработке газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками уделяется незаслуженно мало внимания. К сожалению, если говорить об Оренбургском НГКМ, время потеряно, если разработка велась бы изначально с оглядкой на добычу нефти из оторочек, показатели разработки могли бы быть существенно выше. Сейчас в силу потери запасов пластовой энергии уже произошли, вероятнее всего, необратимые изменения в форме оторочек и произошло их расформировывание.

Данная многофункциональная технология решает одновременно две задачи. Во-первых, достижение высоких значений КИН из оторочки. Во-вторых, предотвращение ее расформировывания из-за одновременной разработки газовой (газоконденсатной) шапки и нефтяной оторочки. В качестве ограничения принято решение о неувеличении фонда скважин по сравнению с заложенным в существующий Проектный документ. Вместе с тем, при сохранении общего фонда выполняется перераспределение скважин между добывающими и нагнетательными.

На разработанные технологии, с учетом возможных модификаций получено три патента

- *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.**
- *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.**
- *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.**

4.2. Опыт разработки некоторых отечественных и зарубежных месторождений с нефтяной оторочкой

Разработка оторочек нефти, приуроченных к газовым и газоконденсатным месторождениям, является сложной задачей. Наличие гидродинамической связи газовой шапки и нефтяной оторочки порождает сложности с эффективной разработкой таких объектов. Фактические КИН по ним в ряде случаев оказываются ниже проектных. Поэтому неудивительно, что существует множество технологий разработки, учитывающих специфические особенности разработки нефтяных оторочек. Ниже кратко остановимся на имеющемся опыте по отечественным и зарубежным месторождениям.

Разработкой оторочек газовых и газоконденсатных месторождений занимались специалисты РАН, вузов и НИИ (в настоящие время НТЦ) недропользователей. Значительный вклад в теорию и практику внесли: Гиматудинов Ш. К., Желтов Ю.В., Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Мирзаджанзаде А.Х., Панфилов М.Б., Пономарев А.И. Люгай Д.В., Хасанов М.М, Хан С. А. и другие.

Месторождения Кокдумалак и Карачаганак

Месторождение Кокдумалак является нефтегазоконденсатным. Расположено на территории республики Узбекистан, но начало разрабатываться во времена СССР.

В разрезе рифогенного комплекса месторождения Кокдумалак выделяется три горизонта XV-HP (надриф), XV-P (риф) и XV-PC (риф слоистый).

Продуктивные отложения в целом являются высокопроницаемыми. Коэффициент проницаемости изменяется от нескольких мД (1Д=1,01972 мкм^2) до нескольких десятков мД. При этом отложения горизонтов XV-HP и XV-PC отличаются меньшими по отношению к горизонту XV-P проницаемостями. Основные запасы газа, нефти и конденсата приурочены к горизонту XV-P.

При общем этаже продуктивности в 271 м на долю нефтяной оторочки приходится 59 м. Начальное пластовое давление в пределах нефтяной оторочки изменялось от 576 атм. до 573 атм., в газоконденсатной шапке – от 573 атм. до 562 атм. у свода структуры. Глубина залегания кровли пласта – около 2800 м. Среднее

содержание конденсата в газоконденсатной шапке составляет, по разным источникам, от 600 до 700 г/м^3 [21, 70].

Данное месторождение представляет заметный интерес для нефтегазовой отрасли. Дело в том, что на этом месторождении добычу нефти осуществляли практически с самого начала с реализацией сайклинг-процесса в газоконденсатной шапке. Важно, что этот процесс был организован в начале трудных для республики 90-х годов прошлого столетия.

К сожалению, отсутствие доступа к актуальным данным не позволяет оценить современное состояние и эффективность разработки этих месторождений. Тем не менее, публикация [69] и рисунок 42 (из работы [69]), без особенных подробностей, позволяют убедиться, что здесь успешно реализована предложенная в [43] технология вертикально-латерального сайклинг-процесса (правда без ссылки на авторство). При этом освоение запасов нефти в подстилающей оторочке реализуется с использованием горизонтальных скважин.

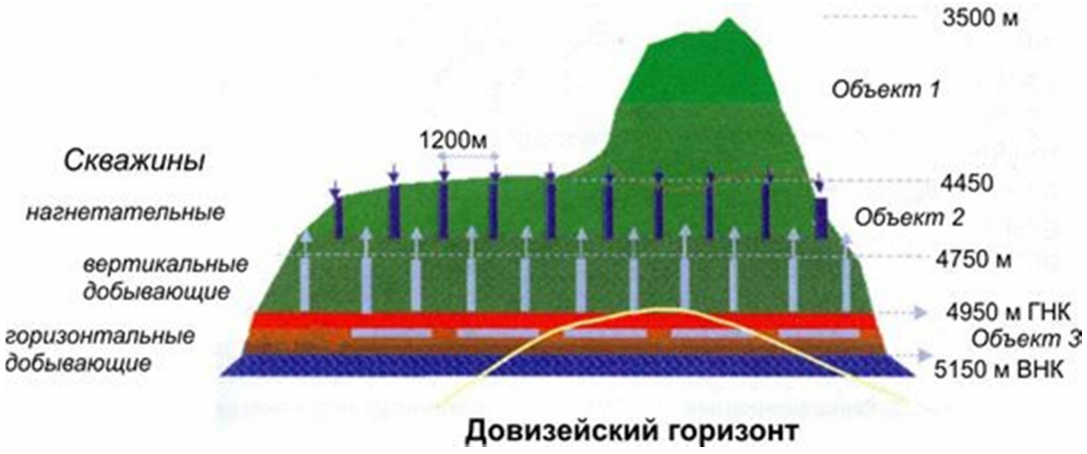


Рисунок 42 – Схема вскрытия объекта №2 на месторождении Карачаганак системой добывающих вертикальных и нагнетательных скважин

Самотлорское месторождение

Это крупнейшее в стране многопластовое месторождение. В газоконденсатно-нефтяных (ГКН) залежах в отложениях $АВ_1$ и $АВ_{2-3}$ имеет место общая газоконденсатная шапка. По рассматриваемому объекту разработки наибольший интерес для данной работы представляет нижеследующая информация [21].

- ГКН залежи пластов $АВ_1$ и $АВ_{2-3}$ разрабатывались при реализации двухстороннего барьерного заводнения. То есть нагнетательные скважины размещались вдоль внешнего и внутреннего контуров газоносности. При этом под нагнетание вначале осваивались скважины внешнего барьерного ряда.
- Такая система разработки позволила сократить объемы попутно извлекаемого свободного газа и достичь удовлетворительных показателей добычи нефти из обширной подгазовой зоны.
- По разным причинам, фактически отмечено смещение в ряде мест нефтяной оторочки в газонасыщенные зоны пласта. В этой связи особое внимание уделялось изучению содержания остаточной нефти в газоконденсатной шапке.

На основе керновых исследований установлена закономерность изменения начальной нефтенасыщенности по этажу газоносности залежей. Выявлено уменьшение коэффициента остаточной нефтенасыщенности по мере удаления от ГНК. При начальном его значении вблизи ГНК 22% на расстоянии 40 м над ГНК он снижался до 4%. Среднее значение данного коэффициента по этажу газоносности составило 11,6%. При этом коэффициент остаточной нефтенасыщенности в нефтяной зоне равен 23%. Данные ГИС также качественно подтвердили результаты керновых исследований.

- Наличие остаточной нефти существенно повлияло на снижение потерь нефти вследствие её внедрения в газонасыщенные коллектора. Выполненные оценки показали, что потери нефти не превышают 1,5% от балансовых запасов нефти.
- Внедрение нефти в область газоносности происходило по следующей причине. Оно было следствием начавшейся закачки воды во внешний барьерный ряд скважин. Закачиваемая вода, вследствие гравитационного фактора, вытесняла нефть, в большей мере из подошвенных зон пласта. Не вся вытесняемая нефть успевала поступить к забоям добывающих скважин. Часть её мигрировала в газонасыщенные коллектора. Как результат, происходило формирование нефтяного вала. Продвигающийся нефтяной вал оказывал благотворное воздействие на показатели эксплуатации добывающих скважин в подгазовой зоне.

Это вызывалось снижением газового фактора. В результате этого возрастали дебиты скважин по нефти и, как следствие, увеличивался темп отбора нефти из подгазовой зоны в целом. В итоге, например, по газонефтяной зоне объекта $АВ_{2-3}$, темп отбора нефти доходил до 7,6-8,3% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) в год.

Таким образом, один из поучительных результатов исследований по Самотлорскому месторождению заключается в выявлении количественных закономерностей распределения остаточной нефтенасыщенности в разрезе газовой шапки, а также с учетом данного фактора при реализации технологии двухстороннего барьерного заводнения. В дальнейшем будет показано, как на современном этапе эта информация используется для повышения качества геолого-технологической модели ГКН залежей Самотлорского месторождения.

Следует также обратить внимание на наличие как позитивных, так и негативных эффектов от реализации барьерного заводнения по традиционной схеме и с применением вертикальных скважин Ван-Ёганского месторождения.

Статья [93] посвящена проектированию разработки нефтегазоконденсатной залежи в пластах $ПК_{1-2}$ Ван-Ёганского месторождения. Отличительными особенностями объекта является сочетание большой газоконденсатной шапки, активной водонапорной системы и высокой (до 400 мПа·с) вязкости нефти. При этом коллектор отличается высокой проницаемостью – до нескольких Дарси. Авторы отмечают, что эксплуатация первых пробуренных, согласно предшествующему проектному документу, добывающих горизонтальных скважин выявила эффект быстрых прорывов газа – в течение 2-3 недель с момента запуска. Как следствие, возникли значительные риски осложнений их дальнейшей эксплуатации с использованием установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Кроме того, неизбежность значительных объемов добычи газа при эксплуатации со сверхкритическими дебитами сделала целесообразным рассмотрение возможности одновременной разработки нефтяной оторочки и газоконденсатной шапки.

Авторы [93] рассматривают четыре основных варианта разработки объекта. В первом варианте осуществляется только добыча газа из шапки вертикальными скважинами с темпом отбора запасов 5% в год. Во втором она дополняется разработкой нефтяной оторочки в режиме истощения горизонтальными скважинами. Рассматриваются подварианты по начальным депрессиям на пласт – от 0,5 до 5 МПа. Добыча нефти предусматривается с применением УЭЦН, оборудованных газосепараторами, а после достижения объемного газосодержания на приеме насоса в 50% – в режиме фонтанирования. Третий и четвертый варианты аналогичны второму, но с поддержанием давления на основе, собственно, барьерного (в районе ГНК) или традиционного (на одном уровне с добывающими стволами) заводнения. Основные результаты сопоставительных расчетов следующие.

При истощении газовой шапки не наблюдается значительного визуального поднятия ГНК, хотя присутствует частичное, по площади контакта, изменение нефтенасыщенности выше ГНК.

Величина начальной депрессии в добывающих скважинах на нефтяную оторочку не оказывает существенного влияния на время прорыва газа из газовой шапки. Авторы объясняют это невысокой анизотропией проницаемости. В то же время темпы загазовывания скважин неравномерны по площади из-за наличия тонких непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев в разрезе. Эта особенность подтверждается и данными эксплуатации уже пробуренных скважин.

Начальная депрессия существенно влияет на конечную нефтеотдачу. Для наилучшего варианта – барьерного заводнения – оптимальной оказывается ее величина в 3 МПа. В этом случае за 25 лет достигается один из самых высоких КИГ – 86,6%, и наибольший КИН – 6,5%. При оценке полученной невысокой величины КИН не следует забывать, что речь идет о тонкой подстилающей оторочке нефти с вязкостью 400 мПа·с.

Отдельно изучено влияние одновременной разработки газовой шапки на показатели эксплуатации нефтяной оторочки в режиме истощения. Результаты расчетов показали, что за прогнозный период около 20 лет данное влияние

является положительным с точки зрения технико-экономических показателей и достигаемого КИН.

Снижение темпов отбора газа из газоконденсатной шапки до 3,6% в год положительно сказывается на нефтеотдаче, но ценой уменьшения накопленной добычи газа за прогнозный период. То есть этот фактор необходимо оптимизировать с учетом результатов экономических расчетов.

Общий вывод работы [93] состоит в том, что для тонких нефтяных оторочек с высоковязкими нефтями одновременная разработка газоконденсатной шапки является предпочтительной с точки зрения как добычи нефти, так и технико-экономической эффективности проекта в целом. Переход от механизированной добычи к фонтанной эксплуатации при сверхкритических дебитах нефтяных скважин позволяет повысить КИН. А поддержание давления предпочтительно реализовывать в варианте барьерного заводнения.

Авторы публикации [124] также обращают внимание на проблемы разработки газонефтяных месторождений Западной Сибири с тонкими оторочками высоковязкой нефти – Русского, Западно- и Восточно-Мессояхского, Северно-Комсомольского, Ван-Ёганского и др. В качестве типовых проблем указываются ранние прорывы газа и кинжальные прорывы воды при реализации ППД.

Наличие толщи многолетнемерзлых пород, слабосцементированного коллектора и разбухающего глинистого компонента ограничивают применение термальных методов. Поэтому в работе [67] при разработке оторочки предложено бурить над ней парные скважины для добычи газа из газоконденсатной шапки. Эксплуатация стволов ведется в режиме контролируемых отборов нефти и газа для регулирования перемещения ГНК. При этом стволы могут относиться как к одной двухствольной скважине, так и к двум разным горизонтальным скважинам. Обосновывающие гидродинамические расчеты показывают, что предлагаемое решение позволяет снизить негативные эффекты, связанные с прорывами газа к забоям добывающих скважин, и в совокупности с реализацией системы ППД обеспечить рентабельную эксплуатацию нефтяной оторочки высоковязкой нефти.

Месторождение Прадо-Бей

Месторождение расположено на Аляске, открыто в 1968 г. Отметка ГНК находится на уровне 2615 м, ВНК – 2745 м. Толщина продуктивного пласта изменяется в пределах 120-200 м. Средние значения пористости и проницаемости составляют 22% и 250 мД, соответственно. Газовая шапка занимает 2/3 площади продуктивности, а нефтяная оторочка подпирается мощным водонапорным бассейном. Схематичный профильный разрез залежи дается на рисунок 43 [141].

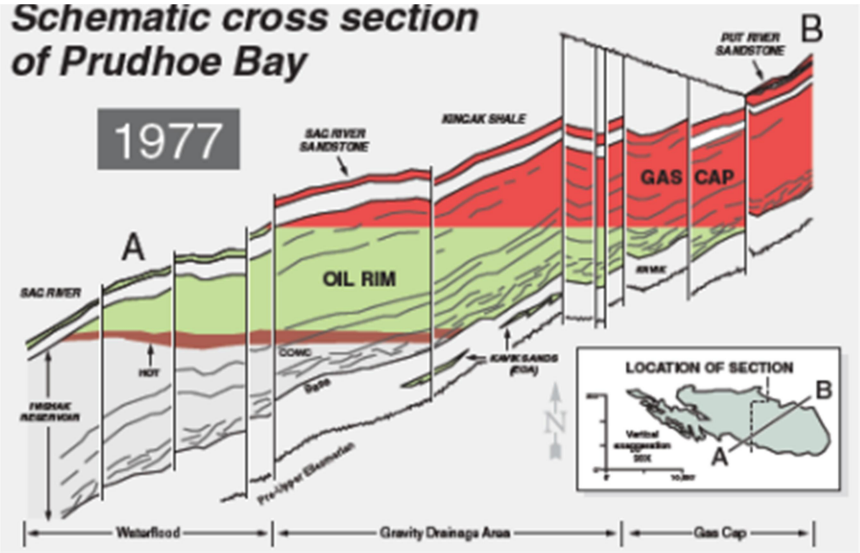


Рисунок 43 – Профиль месторождения Прадо-бей, проходящий через нефтяную оторочку и газовую шапку

Содержание конденсата в газе составляет 17 г/м^3. Вязкость нефти в пластовых условиях – 0,8 сПз (1сПз=1мПа*с).

Первоначальный проект разработки (1977 г.) предусматривал бурение 500 добывающих скважин по сетке 64 га/скв. По состоянию же на 1993 г. количество добывающих скважин превышало 1100 ед. То есть плотность сетки скважин увеличилась в два раза. Предусматривалось к 2000 г. пробурить ещё 300 скважин.

На рассматриваемом месторождении имели место четыре режима вытеснения нефти. Это режим расширения газовой шапки (гравитационный режим), заводнения пласта, режим смешивающегося вытеснения и циклическая закачка газа.

Режим газовой шапки – это естественный режим, и его сложно контролировать – он зависит от естественного состояния коллектора. Другие режимы являются рукотворными. При этом заводнение стали реализовывать на месторождении почти с самого начала разработки. Конечный коэффициент нефтеотдачи при заводнении оценивался на уровне 50%. Закачка попутно добываемого газа в газовую шапку была, в значительной мере, продиктована отсутствием местного потребителя.

Дальнейшие исследования привели недропользователей к реализации методов повышения нефтеотдачи пласта. Они связаны на отдельных участках с уплотняющим бурением (с уплотнением сетки скважин с 32 га/скв до 24 га/скв) и реализацией режима смешивающегося вытеснения. Соответствующие исследования показывают, что конечный КИН может возрасти до 66% [177].

Опыт разработки рассматриваемого месторождения поучителен как пример крупномасштабного воздействия на продуктивный пласт с целью заметного увеличения нефтеотдачи пласта.

Месторождение Френдсвуд

Месторождение открыто в 1937 г., находится в США. Продуктивный горизонт фрио разбит на три сегмента. К сегменту А приурочены 97% начальных запасов нефти и 99% запасов газа. Этот сегмент, в свою очередь, крупным сбросом разделяется на восточный и западный блоки, гидродинамически сообщающиеся между собой. Продуктивный коллектор высокопроницаем, нефть маловязкая (около 1 сПз) [138].

Активный водонапорный бассейн предопределил разработку залежи песчаников фрио при естественном водонапорном режиме. В результате за время разработки пластовое давление снизилось лишь на 12%. Тем не менее на месторождении пришлось осуществлять закачку как воды, так и газа. Эти вынужденные закачки производились с целью регулирования движением флюидальных контактов по причине сообщения между собой восточного и западного блоков.

В 50-х годах было обнаружено поступление нефти в газонасыщенные коллекторы восточного блока вследствие утечек углеводородов в западный блок. Закачка в 1961 г. 100 тыс. $м^3$/сут газа в газовую шапку западного блока замедлила подъем ГНК на восточном блоке. Позднее объем закачки был увеличен до 240–480 тыс. $м^3$/сут.

Позднее было рассмотрено несколько вариантов организации закачки CO_2 для поддержания пластового давления. Один из вариантов предполагал полный отказ от закачки воды и перевод всех нагнетательных скважин под закачку CO_2. Прирост КИН составил, по разным вариантам от 32% до 34% от базового [135].

Пример месторождения Френдсвуд показателен, так как нагнетание в пласт рабочих агентов позволяет решать задачу не только ППД, но и регулирования разработки нефтяной оторочки.

Месторождение Конро

Многопластовое месторождение в Техасе (США) было открыто в 1931 г. Опыт разработки данного месторождения поучителен по следующим причинам.

Верхние залежи являются газоконденсатными, две нижние – нефтяными.

До начала разработки начальные отметки ГНК и ВНК по залежам были одинаковыми. Однако в процессе разработки разница в отметках флюидальных контактов достигала 15 м и более. Это произошло из-за активного водонапорного режима, который по-разному поддерживал давление в разных пластах.

Возникшая разница в пластовых давлениях, наличие связи по тектоническим нарушениям и негерметичность ряда скважин привели к перетокам газа.

Выполненные исследования показали, что в газовые шапки перетекло более 13 млн. $м^3$ нефти. В связи с возможностью утечек нефти в вышезалегающие отложения были приняты к реализации следующие технологические решения:

- Прекратить отбор газа из залежи первого объекта (для устранения дальнейшего снижения пластового давления).
- Увеличить отбор нефти из нефтяных объектов, что приведет к сокращению или прекращению утечек нефти [182].

Месторождение Хоукинс

Данное месторождение открыто в штате Техас (США) в 1940 г. Тектоника месторождения такова, что оно разбито на 40 блоков с амплитудами сбросов от 1 до 150 м. Главный сброс делит месторождение на два сегмента – западный и восточный. Продуктивными являются пласты луисвил и декстер отложений вудбайн. Глубины их залегания – около 1350 м.

Пласты отличаются высокими коллекторскими свойствами. Средняя проницаемость коллекторов пласта луисвил – 2 Д, пласта декстер – 3,4 Д. Вязкость нефти в пластовых условиях равна, соответственно, 2 и 8 сПз. Балансовые запасы нефти составляют 210 млн. $м^3$. Пласт декстер содержит около 80% общих запасов нефти месторождения. [140]

Месторождение разбурено по плотной сетке – 8 га/скв. Под ВНК в нижележащих отложениях залегает прослой битуминозных пород. Этот прослой является непроницаемым для нефти, однако он проницаем для воды вследствие высокой водонасыщенности. Этот прослой из-за изменчивости своей толщины оказывал разное влияние на показатели разработки отдельных участков залежи [162].

Отмеченная особенность подтверждает, что все породы в пределах продуктивного разреза должны учитываться в 3D–геологических и 3D–гидродинамических моделях.

Вследствие возникшей разницы давлений в отложениях луисвил и декстер газ из газоконденсатной шапки залежи декстер перетекал в залежь луисвил, а нефтяная оторочка смещалась в газоконденсатную шапку.

Залежь Норсист Хадьсвилл

Данная залежь характеризуется небольшими запасами (2,8 млн $м^3$) легкой (0,8 сП) нефти с невысокими коллекторскими свойствами (50 мД) и малыми толщинами пласта (2,4 м).

В 1960 г. залежь введена в разработку как газоконденсатная в режиме истощения пластовой энергии. Поэтому в 1963 г. значения газового фактора достигли 3500 $м^3/м^3$.

Исследования показали, что при наличии значительной разницы давлений в нефтяной оторочке и газоконденсатной шапке не удастся создать барьер на основе закачки обычной воды. Приемлемым решением стала закачка воды, загущённой полимером. Фактические данные разработки подтвердили успешность такого технологического решения [96].

Месторождение Ренджели

Месторождение расположено в штате Колорадо (США). Открыто в 1933 г. и начало разрабатываться с 1943 г. Проницаемость пласта – от 0,1 до 200 мД (среднее её значение 10 мД), при средней эффективной пористости 11-13% [96, 157]. Остаточная водонасыщенность – 27,5%. Разбуривание было выполнено по сетке 16 га на скважину, и произведено уплотнение в середине 1960-х до 8 га/скв. [157].

В 1956 г. был пройден пик добычи, который составил 82 тыс. баррелей в сутки (примерно 13000 $м^3$/сут.). Эксплуатация на режиме заводнения признана успешной. КИН составил более 50%, при добыче 16 тонн воды на тонну нефти к моменту окончания этапа заводнения (это соответствует обводненности около 94%) [149]. В 1986 г. добыча упала до 30 тыс. баррелей в сутки (примерно 4700 $м^3$/сут.), после чего началась закачка CO_2 в виде геля. Фонд пробуренных скважин составил 899, из них 372 эксплуатируются как добывающие и 300 – как нагнетательные [137].

Месторождение Тролль

Месторождение Тролль является уникальным по запасам газа и нефти, а также по другим показателям. Это месторождение заслуживает более пристального внимания, тем более что по данному месторождению имеется немало поучительных публикаций. В данном обзоре не ставится задача охватить их все, а только отметить представляющие наибольший интерес сведения о месторождении Тролль и связанных с ним исследованиях применительно к разработке нефтяных оторочек.

Месторождение Тролль расположено на шельфе Норвегии при глубине моря от 290 до 350 м. Площадь продуктивности составляет около 600 $км^2$.

Системой тектонических нарушений месторождение разделено на три провинции (по принятой терминологии) [155, 165].

Западная нефтяная провинция. Содержит газ в газоконденсатной шапке в размере 19 млрд $м^3$, запасы нефти – 149 млн $м^3$. Толщина нефтяной оторочки изменяется от 22 до 26 м. Данная провинция, в свою очередь, подразделяется на Северную и Южную нефтяные провинции.

Западная газовая провинция. К ней приурочены основные запасы нефти в размере 471 млн $м^3$. Запасы газа в газоконденсатной шапке составляют 503 млрд $м^3$. Толщина нефтяной оторочки находится в пределах от 10 до 12 м.

Восточная провинция. Здесь аккумулированы основные запасы газа – 1059 млрд $м^3$. Запасы нефти в объеме 137 млн т приурочены к некондиционной нефтяной оторочке толщиной от 0 до 3 м.

Первая разведочная скважина на месторождении была пробурена в 1979 г. В общей сложности было пробурено 26 разведочных скважин на четыре блока. Из них 22 скважины оказались на продуктивной площади. При этом руководствовались результатами 2D-–сейсмики. А в 1989 г. на месторождении были выполнены 3D-сейсмические работы.

Продуктивными на месторождении являются отложения средней и верхней юры. Коллектор представлен слабосцементированным отсортированным песчаником с включениями слюдистых глин. Имеют место прослои с кальцитным цементом протяженностью до нескольких километров [158, 172].

Продуктивные отложения залегают на глубинах 1300-1600 м ниже уровня моря и отличаются высокой проницаемостью, до 10 Д. Вязкость нефти в пластовых условиях – от 1,34 до 1,82 сПз, воды – 0,5 сПз. В отдельных зонах ниже отметки ВНК имеется реликтовая нефтенасыщенность. Относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности (0,25) изменяется от 0,05 до 0,4. Газовый фактор – 69 $м^3/м^3$, конденсатогазовый фактор газоконденсатной шапки равен 40 $см^3/м^3$.

Шесть разведочных скважин были пробурены на западную нефтяную провинцию. При традиционных кратковременных исследованиях скважин дебиты

по нефти доходили до 600–1200 $м^3$/сут. При этом через 2–3 дня имели место прорывы газа и небольшие притоки подошвенной воды.

Технико-экономические исследования показали, что приведенные начальные дебиты нефти делают проект разработки месторождения Тролль нерентабельным. Это объясняется тем, что указанные дебиты являются сверхкритическими. То есть при таких начальных дебитах нефти практически с первых дней следует ориентироваться на загазовывание добываемой продукции прорывным газом (газом газоконденсатной шапки). Такой сценарий в условиях морской нефтедобычи оказывается неприемлемым, поскольку тогда требуется наряду с нефтяным проектом одновременно развивать газовый проект. То есть на платформе осуществлять обработку добываемого газа, организовывать доставку газа на берег, а со временем – соорудить дожимную компрессорную станцию.

Опыт освоения месторождений, даже на континенте, показывает, что одновременное развитие двух проектов нередко оказывается нерентабельным. Это одна из причин имевших место многочисленных газовых факелов при освоении месторождений Западной Сибири.

Вхождение технологий горизонтального бурения в практику нефтедобычи в конце 80-х годов изменило ситуацию. Появилась возможность на месторождениях типа Тролль рассматривать эксплуатацию добывающих скважин в режиме безгазовых дебитов. Это при таких дебитах, когда исключается добыча прорывного газа (из газоконденсатной шапки). В результате нефтяной и газовый проекты разносятся во времени. И тогда экономика проекта в целом становится весьма привлекательной. Так оно и произошло в случае с месторождением Тролль.

В таблица 6 даются результаты исследований трех разведочных (вертикальных) скважин, в таблица 7 - Сопоставление прогнозных расчетов. Две эти таблицы взяты из работа [149]

Таблица 6 – Результаты исследований скважин в южном блоке Западной нефтяной провинции

Скважина	**Эффективная нефтенасыщенная толщина, (м)**	**Толщина нефтяной оторочки, (м)**	**Проницаемость, (мД)**	**Дебит нефти, ($м^3$/сут)**	**Максимальная обводненность, %**
31/2-13	17	26	2900	600	0
31/2-5	20	22	8100	900	3
31/5-3	21,5	22	10100	1200	0

Для обоих типов скважин при моделировании дебит нефти последовательно снижался, чтобы газовый конус не прорывался в добывающую скважину. При этом длина горизонтального ствола принята равной 500 м.

Результаты прогнозных расчетов приводятся в таблица 7. Из них вытекают следующие важные положения.

Режим безгазовых дебитов может обеспечивать высокие дебиты нефти как в случае вертикальных, так и, тем более, горизонтальных скважин. Так, начальные безгазовые дебиты в вертикальной и горизонтальной скважинах (на конец первого квартала) составляют 914 и 3912 $м^3$/сут.

Соотношение безгазовых дебитов нефти горизонтальных и вертикальных скважин в течение прогнозного периода изменяются от 4,2 до 3,0 раз.

Соотношение дебитов жидкости в горизонтальных и вертикальных скважинах находится в пределах от 3,4 до 4,7.

Ожидаемые накопленные объемы добытой нефти по вертикальной (0,33 млн $м^3$) и горизонтальной (1,12 млн $м^3$) скважинам также указывают на предпочтение варианта разработки на основе ГС.

Для оценки значимости факторов риска Norsk Hydro AS выполнила одногодичные ОПР на скважинах Западной нефтяной провинции [149]. Все затраты на ОПР на месторождении Тролль окупились через 130 дней. Опытная скважина с длиной горизонтального ствола 500 м размещена в 4 метрах над ВНК и на 20 м выше прослоя Sand4M с пониженной проницаемостью.

Таблица 7 – Сопоставление прогнозных расчетов для вертикальной и горизонтальной скважин

Показатели Время, сут	91,25	182,5	275,75	365
Вертикальная скважина				
Дебит нефти, ($м^3$/сут)	914	868	819	776
Дебит жидкости, ($м^3$/сут)	1255	1192	1131	1075
Обводненность, (%)	16,9	16,9	17,5	17,6
Горизонтальная скважина				
Дебит нефти, ($м^3$/сут)	3812	2960	2428	2360
Дебит жидкости, ($м^3$/сут)	5868	4736	3840	3828
Обводненность, (%)	26,9	29,9	29,1	31,0
Отношение дебитов нефти горизонтальной и вертикальной скважин	4,2	3,4	3,0	3,0
Отношение дебитов жидкости горизонтальной и вертикальной скважин	4,7	4,0	3,4	3,6

После освоения скважины индекс её продуктивности составил свыше 6000 $м^3$/(сут/атм.), отношение вертикальной проницаемости K_v к горизонтальной K_h оказалось равным 0,15, скин-фактор равен +1. При этом индекс продуктивности для горизонтального ствола длиной 500 м в 5-10 раз выше, чем для вертикальных скважин в той же зоне. Данные геофизики показали, что приток нефти происходит по 80% длины горизонтального ствола, а около 75% общего притока приходится на первую половину ствола.

Опытная эксплуатация скважины началась 10 января 1990 г., продолжалась 339 дней до 10 декабря 1990 г. Накопленная добыча нефти составила 1,043 млн $м^3$ при стабилизировавшейся обводненности 35%. Вода в продукции появилась в первый день эксплуатации, а обводненность возросла до 17-18% в течение двух недель. Прорыв газа впервые произошел через 183 дня с момента начала опытных работ.

В результате адаптации 3D секторной модели к фактическим данным ОПР авторам [165] удалось уточнить многие ее исходные параметры. Так, скорректирована полученная по данным лабораторных экспериментов оценка коэффициента шероховатости труб хвостовика, используемая для расчетов потерь давления на трение в пределах ствола. Уточнен угол наклона прослоев кальцита

по отношению к ГС, с привлечением методов стохастического моделирования [151]. Также уточнены остаточная водонасыщенность, функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), проницаемость пласта по вертикали и латерали.

Прогнозируемая накопленная добыча нефти за 12 месяцев ОПР должна была составить 0,75 млн $м^3$. Фактическая добыча нефти за 11 месяцев равна 1,043 млн $м^3$.

Приводимые сведения об ОПР составляют полезный опыт для планирования аналогичных работ на нефтяных оторочках, в частности, Чаяндинского НГКМ. Выполненные ОПР позволяют компании с “открытыми глазами” приступить к освоению ресурсов сложных объектов.

Аналогичные ОПР выполнены и на другой, более проблемной нефтяной оторочке Западной газовой провинции [153].

В зоне ОПР по Западной газовой провинции месторождения Тролль толщина нефтяной оторочки намного меньше, чем в предыдущем случае (10-12 м). Коллектор также слабо сцементирован, отличается высокой проницаемостью (3-10 Д), присутствуют прослои слюды, кальцита. На части залежи ниже ВНК на протяжении 20 м имеет место реликтовая нефть.

Предварительные 3D компьютерные расчеты показали, что из-за небольшой толщины нефтяной оторочки имеет место быстрый прорыв газа из газоконденсатной шапки. Соответствующее загазовывание добываемой продукции неприемлемо для условий морской нефтедобычи. Поэтому исследованию были подвергнуты варианты с различающимися глубинными отметками расположения добывающего горизонтального ствола относительно начальной отметки ВНК.

В монографии [36] авторы приводят результаты собственных исследований применительно к Западной нефтяной провинции месторождения Тролль. Они обращают внимание на то, что при огромных значениях начального критического безгазового дебита нефти имеет место достаточно быстрое его падение, вызванное локальным конусообразованием. Поэтому предлагается перейти от режима истощения оторочки к ее заводнению. А именно: в каждой паре

параллельно расположенных ГС один из стволов превратить в нагнетательный. Выполненные расчеты на 3D–модели характерного элемента залежи показали следующее.

- Переход к режиму заводнения позволяет более чем в 2,5 раза (с 10 до более 25 лет) продлить период эффективной эксплуатации добывающих ГС. При сохранении условия безгазовой эксплуатации и прежнего уровня начального дебита по нефти, его текущие величины кратно превышают таковые для режима истощения, начиная уже с третьего года эксплуатации. Это достигается за счет "проталкивания" нефти к добывающим скважинам и оттеснения прорывающегося газа в сторону газоконденсатной шапки.
- Перевод половины добывающих скважин в фонд нагнетательных, естественно, негативно сказывается на темпах добычи нефти в начальный период, однако накопленная добыча нефти при заводнении оказывается выше в 1,6 раза, чем при истощении. Оптимальный баланс между этими показателями можно достичь, комбинируя начальный период истощения с последующим переходом к заводнению.
- При обосновании оптимальных технологических решений необходимо принимать во внимание и затраты на нагнетание воды, и проблему утилизации ее дополнительно добываемых объемов при заводнении.

4.3. Особенности расформировывания нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей

Опыт разработки отечественных и зарубежных НГК месторождений показывает, что запасы нефти в нефтяных оторочках могут и должны относиться к трудноизвлекаемым запасам. Поэтому не случайно, что КИН по нефтяным оторочкам зачастую низок (менее или более 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 расформирование запасов нефтяной оторочки.

На потери нефти вследствие смещения оторочки в газонасыщенные коллекторы существенное влияние может оказывать наличие остаточной нефти в газоконденсатной шапке.

Наличие остаточной нефти должно быть предметом специальных исследований, так как данный фактор важен не только применительно к режиму истощения пластовой энергии. Он оказывает воздействие на эффективность разработки нефтяной оторочки и при поддержании пластового давления.

Реализация режима истощения пластовой энергии, как отмечалось, негативно сказывается на расформировывании запасов нефтяной оторочки. Кроме того, возникающая разность в давлениях между дренируемыми и недренируемыми пластами может приводить к неконтролируемым межпластовым перетокам нефти, газа, воды. Например, по тектоническим нарушениям, негерметичным скважинам. При больших перепадах давления и покрышки могут становиться проводящими. Об этом говорит, например, опыт разработки месторождений Конро и Хоукинс.

На многих месторождениях (Самотлорское, Адена, Норсист Биг Веллес, Норсист Холевилл и др.) положительных результатов удавалось достичь за счет одно-, двухстороннего барьерного заводнения с закачкой в барьер полимерного раствора в отдельных случаях. С другой стороны, опыт разработки месторождения Алдье показывает и возможные негативные эффекты от барьерного заводнения. Кроме того, он свидетельствует о том, что задача создания сплошного водного барьера является нереализуемой даже при плотной сетке скважин.

На ряде месторождений США, особенно в 50-х годах прошлого столетия, практиковалась добыча газа из газоконденсатной шапки (при относительно небольших её запасах) с одновременным её заводнением. В результате месторождение превращалось в чисто нефтяное. Однако этот метод неприменим к нефтегазоконденсатным залежам со значительными запасами газа.

Пример Самотлорского и других нефтегазоконденсатных месторождений показывает важность знания степени и характера расформированности запасов нефтяной оторочки как при ее разработке, так и при опережающем дренировании газоконденсатной шапки. Тем не менее соответствующие исследования обычно ограничиваются мониторингом перемещения отметок флюидальных контактов по скважинам и оценкой среднего смещения их уровней по участкам залежи.

В работе [46] рассматриваются трансформации объемной конфигурации нефтяной оторочки, происходящие в процессе разработки запасов газоконденсатной шапки. Исследование выполнено с гидродинамических моделей нефтегазоконденсатной залежи, содержащей краевую нефтяную оторочку. Проанализировано влияние слоистой неоднородности на указанные процессы, включая наличие прослоя с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (суперколлектора), характерного в различной степени для ряда месторождений, таких как Оренбургское, Уренгойское и Ванкорское НГКМ. На основе моделирования авторами установлены следующие закономерности:

- При истощении газоконденсатной шапки процесс разрушения нефтяной оторочки не сопровождается равномерным и параллельным смещением зоны, насыщенной подвижной нефтью, относительно ее исходного положения.
- Пространственное положение и свойства суперколлектора, а также особенности строения залежи и контрастность между суперколлектором и основной залежью определяют конфигурацию и динамику внедрения нефти и воды в газоконденсатную часть, а также воды в нефтенасыщенные участки.
- Наиболее эффективные технологические показатели при поддержании пластового давления за счет закачки воды достигаются при применении смещённой однорядной схемы размещения эксплуатационных скважин, особенно в условиях относительно однородного коллектора либо при наличии в разрезе суперколлектора.
- Воздействие суперколлектора на разработку неоднозначно: он способствует увеличению коэффициента охвата по латерали, но одновременно

ограничивает охват по вертикали. В связи с этим обоснована необходимость дополнительных мер по повышению охвата воздействием, особенно при залегании суперколлектора в нижней части разреза. Несмотря на дополнительные затраты, реализация таких мероприятий обеспечивает существенное увеличение нефтеотдачи в последующем.

Известен способ разработки краевой нефтяной оторочки с малой толщиной пласта цепочкой последовательно чередующихся добывающих и нагнетательных скважин [32].

Его недостатки следующие:

Способ применим в случае узкой нефтяной оторочки с малой толщиной пласта, когда для извлечения нефти достаточно одной цепочки с последовательно чередующимися добывающими и нагнетательными скважинами.

В случае одновременной добычи нефти и газа рассматриваемый способ не гарантирует предотвращения расформирования запасов нефтяной оторочки в результате смещения её в газонасыщенную зону пласта.

Известен способ разработки краевой нефтяной оторочки посредством её барьерного заводнения [21].

Согласно данному способу, на уровне газонефтяного контакта (ГНК) бурят систему нагнетательных скважин с целью создания водяного барьера между газоконденсатной шапкой и нефтяной оторочкой. Назначение водяного барьера заключается в предотвращении загазовывания добывающих нефтяных скважин и смещения нефтяной оторочки в газонасыщенную часть пласта.

Недостатки данного способа разработки состоят в следующем.

Создание сплошного водяного барьера на всей площади ГНК затруднительно в случае обширной площади ГНК.

При барьерном заводнении нефтенасыщенные зоны пласта вблизи внутреннего контура ГНК практически не вырабатываются вследствие того, что добывающие скважины обычно размещают в пределах нефтенасыщенных толщин, больших заданной величины (например, 5 м). В результате сокращается

коэффициент охвата дренированием, а следовательно, и коэффициент извлечения нефти (КИН).

При этом, как правило, по причине быстрого обводнения соответствующих скважин, не осуществляют бурение и выработку запасов нефти и вблизи нулевых нефтенасыщенных толщин у внешнего контура водонефтяного контакта (ВНК).

Известен способ разработки нефтяной оторочки, осуществляемый на основе горизонтальных скважин без поддержания пластового давления при истощении пластовой энергии газовой шапки с реализацией технологического режима эксплуатации скважин при безгазовых дебитах [36]. Но известно, что разработка нефтяных оторочек при истощении пластовой энергии газовой шапки характеризуется низкой эффективностью по причине непродолжительности рентабельной эксплуатации скважин при критических безгазовых дебитах и вследствие обводнения скважин подошвенной водой.

4.4. Многофункциональные технологий разработки нефтяной оторочки

Основной задачей многофункциональных технологий разработки нефтяных оторочек является одновременное поддержание давления в пласте и контроль формы оторочки во избежание ее расформировывания.

В 2010 г. был подан патент [41] (Патент РФ №2433253, опубликован 2011.11.2010) в котором на основе расчетов на 3D гидродинамических моделях предложено использовать систему горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин для равномерной разработки нефтяной оторочки

В патенте [118] (Патент № 2442882, опубликован 2012.02.2020) эта идея получила развитие. Для разработки краевой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи предложено для исключения расформировывания запасов нефтяной оторочки, а также активизации запасов нефти начиная от нулевых нефтенасыщенных толщин и вытеснения нефти в направлении центра 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.

Барьерные горизонтальные нагнетательные скважины позволяют создавать барьеры давления и вытеснять нефть в направлении центра нефтяной оторочки от нулевых нефтенасыщенных толщин. В пределах нефтяной оторочки реализуют однорядные системы заводнения на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, с размещением на них горизонтальных стволов на площади в шахматном порядке и с трассировкой горизонтальных стволов параллельно контурам ГНК и ВНК.

Горизонтальные добывающие и нагнетательные стволы размещаются в нефтяной и водонефтяной зонах вблизи кровли продуктивного пласта, а в подгазовой зоне – преимущественно у кровли и подошвы продуктивного пласта, соответственно, но с отступом добывающих стволов вниз от уровня ГНК в подгазовой зоне. Нагнетательные стволы размещают и выше уровня ВНК в водоплавающей зоне. В остальной части продуктивного разреза добывающие и нагнетательные стволы располагаются у кровли и у подошвы продуктивного пласта, соответственно.

На рисунок 44 показана схема размещения скважин. Номерами на рисунок 4 отмечены: 1 – кровля пласта, 2 – подошва пласта, 3 – ГНК, 4 – ВНК, 5 – скважина барьерного ряда, 6 – скважина дополнительного барьерного ряда, 7 – добывающая

скважина, 8 – нагнетательная скважина, 9 – внутренний контур ГНК, 10 – внешний контур ГНК, 11 – внутренний контур ВНК, 12 – внешний контур ВНК.

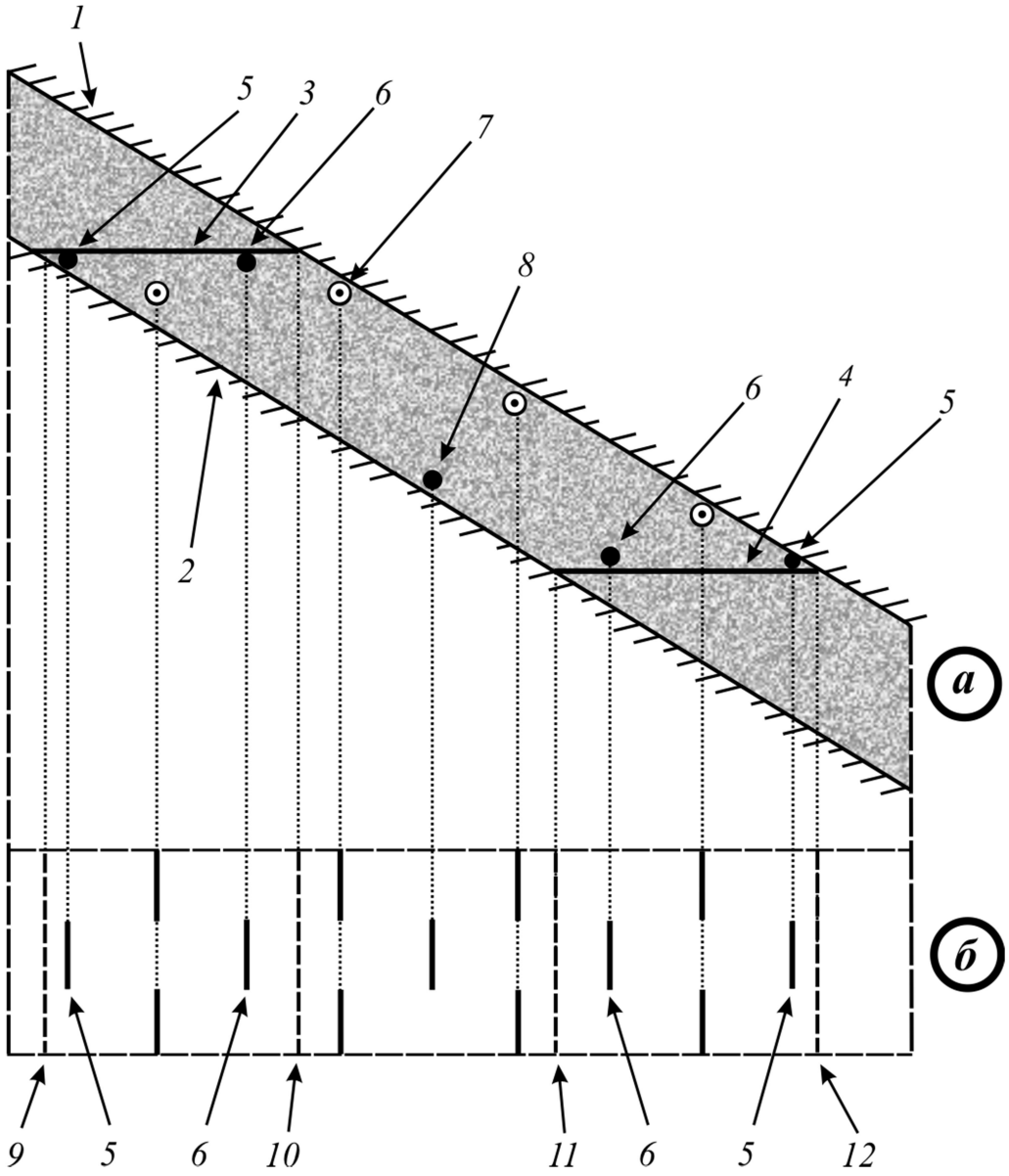


Рисунок 44 – Схема размещения барьерных, добывающих и нагнетательных скважин в профильном разрезе (а) и на площади продуктивности (б) элемента разработки

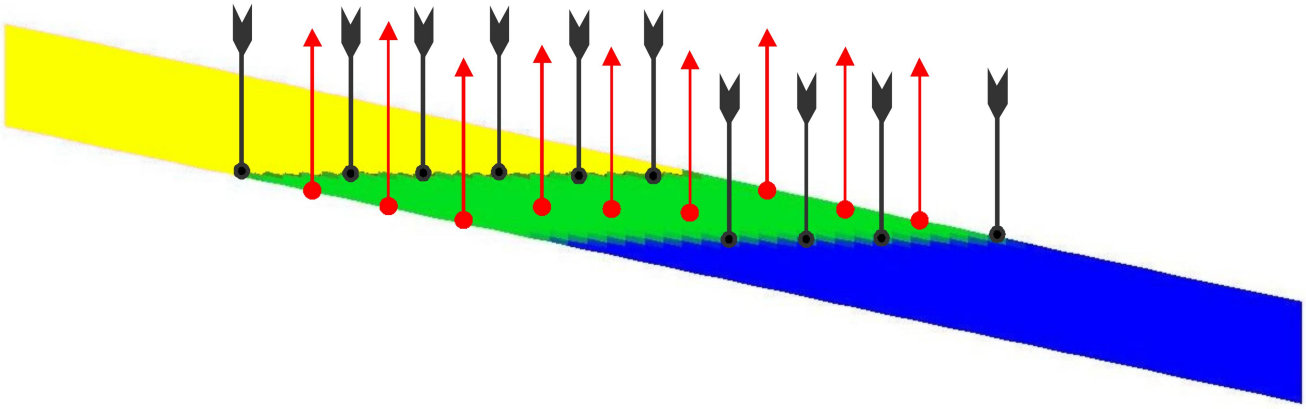


Рисунок 45 – Профильный разрез с расстановкой стволов скважин в пределах 3d секторной модели во втором варианте

На рисунок 45 представлен профильный разрез с расстановкой стволов скважин в пределах 3D секторной модели.

Предложенные в патентах [41, 118] решения могут применяться для месторождений с разными типами коллекторов.

Уникальные запасы нефти, по разным оценкам геологические запасы могут превышать 1,5 млрд тонн, а также уникальные запасы газа и конденсата содержатся в продуктивных отложениях венд-рифейского комплекса в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления, включающей Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское месторождения и др. [80]. Указанные месторождения являются карбонатными.

Например, Куюмбинское месторождение было открыто в 1973 году, а промышленная разработка его началась в 2018 г. [105]. На нем из пяти самостоятельных залежей месторождения три являются нефтегазоконденсатными и содержат 95% запасов нефти. Продуктивные пласты сложены карбонатными породами с пористостью до 3% и средней проницаемостью 10-40 мД, нефть – легкая, маловязкая [67].

К сложным геологофизическим условиям следует отнести.

1. Повсеместный контакт нефтяных оторочек с газоконденсатными шапками и подошвенной водой.

2. Приуроченность залежей к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, характеризующимся наличием разномасштабной и неравномерно

распределенной по объему трещинной и каверновой пустотности, к которой приурочены основные запасы нефти;

В результате крайняя неравномерность продуктивности скважин по площади залежи и серьезные осложнения при их эксплуатации (резкое снижение дебитов из-за смыкания трещин, прорывы газа из газоконденсатной шапки и подошвенной воды по трещинам и др.) осложняют планирование разработки месторождений и ввод их в эксплуатацию.

И хотя промышленная разработка некоторых объектов уже идет несколько лет, вопросы с разработкой нефтегазоконденсатных месторождений в карбонатных отложениях еще не сняты. Продолжается, в том числе, и доразведка отдельных участков.

Ранее уже предлагались технологии разработки, ориентированные на особенности карбонатных месторождений.

Известен следующий способ разработки нефтяной оторочки [177]. Авторы предлагают бурить горизонтальные добывающие и наклонно-направленные (с вертикальной проходкой по пласту) нагнетательные скважины. Разбуривание осуществляют в три этапа.

1. Скважины размещают по достаточно редкой сетке с применением площадной обращенной девятиточечной схемы, при этом в центрах каждого второго девятиточечного элемента размещают добывающую, а не нагнетательную скважину. При этом предполагают, что поддержание пластового давления происходит не только за счет закачки воды в пласт, но и за счет проявления активного водонапорного режима. Однако считают, что обводнение добывающих скважин подошвенной водой маловероятно вследствие ее повышенной плотности (минерализации).

В нагнетательных скважинах изначально перфорируют интервалы в районе водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов для избежания смещения запасов нефти в газо- или водонасыщенную зону, а после закачки в течение 3-6 месяцев производят дострел всего нефтенасыщенного интервала.

Направления горизонтальных стволов добывающих скважин выбирают ортогональным к направлению преимущественного простирания трещин. Стволы горизонтальных скважин проводят в третьей четверти нефтенасыщенной толщины, считая от ГНК.

2. Исходя из анализа состояния разработки, части добывающих скважин задают функции нагнетательных, трансформируя схему размещения в трехрядную, равномерную девятиточечную или пятиточечную. Также на втором этапе производят двукратное уплотнение сетки скважин за счет бурения дополнительных добывающих скважин, стволы которых размещают во второй четверти нефтенасыщенной толщины, считая от ГНК.

3. Из выполнивших свое назначение добывающих скважин, на основании гидродинамического моделирования с построением карт остаточных запасов нефти, производят зарезку боковых горизонтальных стволов на различных уровнях в пределах нефтенасыщенной толщины.

Различные уровни проводки добывающих горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на первом-третьем этапах используют при эффективной нефтенасыщенной толщине более 80 м, при меньшей толщине нефтяной оторочки стволы добывающих скважин размещают в третьей четверти нефтенасыщенной толщины, считая от ГНК.

По мере загазовывания и обводнения продукции добывающих скважин осуществляют переход к их циклической (периодической) эксплуатации. Указанный способ обладает следующими недостатками.

Проводка горизонтальных добывающих стволов перпендикулярно направлению преимущественного развития трещин при площадной схеме размещения скважин в условиях активной трещиноватости коллектора характеризуется значительным риском ускоренного обводнения добываемой продукции закачиваемой водой.

Размещение наклонно-направленных нагнетательных скважин по редкой сетке не обеспечит достаточного поддержания пластового давления для более плотной сетки горизонтальных добывающих скважин, что приведет к быстрому

снижению пластового давления в районе добывающих скважин, их загазовыванию, смыканию трещин и резкому снижению их продуктивности.

Как известно из опыта разработки Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов наличие активного водонапорного бассейна приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин, даже в условиях высокоминерализованных пластовых вод, при невысокой эффективности поддержания пластового давления за счет внедрения в залежь подошвенной воды.

При недостаточной эффективности поддержания пластового давления в районе добывающих скважин сформируются значительные по протяженности воронки депрессии. При этом работа нагнетательных скважин, даже при периодической эксплуатации добывающих скважин, не позволит ограничить ускоренное продвижение воды и газа по трещинам в соответствующие зоны. Следовательно, пуск добывающих скважин в эксплуатацию в очередном цикле не приведет к существенному снижению обводненности и загазованности их продукции.

Поэтому в 2014 г. получен патент (Патент РФ №2509878) [117], ориентированный на применение того же подхода, но в специфических условиях карбонатного коллектора. Патент направлен на повышение эффективности разработки за счет сокращения прорывов газа и воды по системе трещин. Для этого необходимо определить анизотропию проницаемости коллектора в пластовых условиях. О технологиях, которые способны обеспечить разработчиков необходимой информацией, говорилось ранее.

Стволы добывающих скважин проводят в средней части нефтенасыщенной толщины, а горизонтальные стволы нагнетательных скважин – вблизи уровня ГНК. Нагнетательные и добывающие горизонтальные стволы размещают параллельно друг другу по смещенной однорядной сетке так, чтобы расстояние между добывающими стволами в ряду соответствовало положению нагнетательных стволов в соседних рядах.

Нагнетательные скважины эксплуатируют в периодическом режиме так, что в периоды закачки воды добывающие скважины простаивают и происходит накопление в пласте запаса упругой энергии.

В периоды простаивания нагнетательных скважин запускают в работу добывающие скважины, и продолжительность периодов добычи и нагнетания выбирают в интервале 1-3 месяца из условия, чтобы пластовое давление на уровне ГНК в районе добывающих скважин превышало начальное пластовое давление на величину депрессии при работе добывающих скважин плюс 3-5 атм. , а его снижение за периоды добычи соответствовало достижению уровня начального пластового давления.

4.5. Опробование подхода на этапе разработки схемы эксплуатации газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой

Сформулированые на уровне патентов подходы были применены к проектированию схемы разработки одного из газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой. На момент рассмотрения конкретного месторождения для него уже были утверждены Технологическая схема разработки и Дополнение к ней.

Рекомендованный в Техсхеме и утвержденный вариант предусматривал истощение нефтяной оторочки с использованием 145 скважин с горизонтальным окончанием. Прогнозный КИН составил 12,8% за 70 лет. Рекомендованный в Дополнении и утвержденный тремя годами позже вариант подразумевает очаговое заводнение с применением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в количестве 310 и 152 ед., соответственно. Длины стволов – 400 м. Прогнозный КИН – 20,4% на 2074 г., утвержденный КИН 25,9% достигается к 2123 г. При этом технико-экономические показатели разработки нефтяной оторочки как по как по Техсхеме, так и по Дополнению являются отрицательными.

В Техсхеме принятые технологические решения на полное развитие обосновывались следующими основными положениями.

● Собственные ресурсы воды для поддержания пластового давления (ППД) ограничены. Опробования скважин на планировавшийся к водозабору горизонт показали его низкую производительность.

● Горизонтальные нагнетательные скважины нецелесообразны вследствие их более высокой стоимости и отсутствия значительных преимуществ.

Автором с коллегами предложено несколько решений, изменяющих коренным образом ситуацию с разработкой данного объекта. Они были предложены в период времени, когда Техсхема уже была утверждена, но Дополнение еще не было выполнено. 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.

Авторы не входили в коллектив, разрабатывающий Дополнение, но разработчики Дополнения были ознакомлены с результатами. Как следствие, в Дополнении были учтены некоторые из идей, изложенных выше. Так, в Дополнении приняты следующие решения:

● применение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин;

● полномасштабная реализация заводнения за счет использования воды из внешних источников, подготавливаемой для закачки на промысле.

В то же время необходимо учитывать, что, как в Техсхеме, так и в Дополнении, прогнозные расчеты разработки нефтяной оторочки выполнены без учета одновременной эксплуатации газоконденсатной шапки ботуобинского горизонта. А профили добычи газа по месторождению указывают на противоположный сценарий – ввод всех горизонтов с начала разработки. Как

показано далее, это имеет принципиальное значение для уровней добычи нефти и достигаемой величины КИН. То есть утвержденные показатели разработки нефтяной оторочки реалистичны только при условии одновременной полномасштабной реализации некоей технологии ее изоляции от газоконденсатной шапки. Хотя это и не учитывается в технико-экономических оценках, приводимых в Дополнении.

На рисунок 46 показана схема размещения горизонтальных (добывающих и нагнетательных скважин) на нефтяной оторочке.

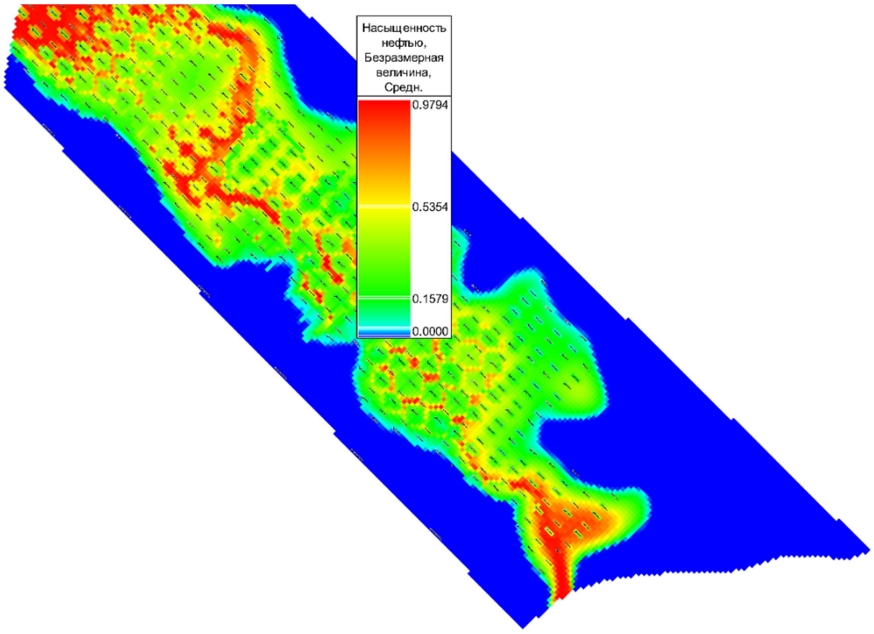


Рисунок 46 – Схема размещения скважин

В таблица 8 представлены четыре расчетных варианта с разными уровнями компенсации закачкой объемов добываемой жидкости.

Таблица 8 – Отличительные параметры вариантов I-IV

A-I	Для добывающих скважин определен максимальный объем добычи 300 м^3/сут Для нагнетательных скважин определен максимальный объем закачки 300 м^3/сут
A-II	Для добывающих скважин определен максимальный объем добычи 300 м^3/сут Для нагнетательных скважин определен максимальный объем закачки 400 м^3/сут
A-III	Заданы групповые ограничения для каждого куста по объему закачки на уровне 105 % от объема добычи флюидов по кусту (в пластовых условиях)
A-IV	Заданы групповые ограничения для каждого куста по объему закачки на уровне 120 % от объема добычи флюидов по кусту (в пластовых условиях)

На рисунок 47 представлены динамики пластового давления по рассматриваемым вариантам. В целом, поведение давления соответствует ранее описанным ожиданиям. Что касается абсолютных значений, то в вариантах A-III и

A-IV наблюдается существенное снижение пластового давления к концу разработки.

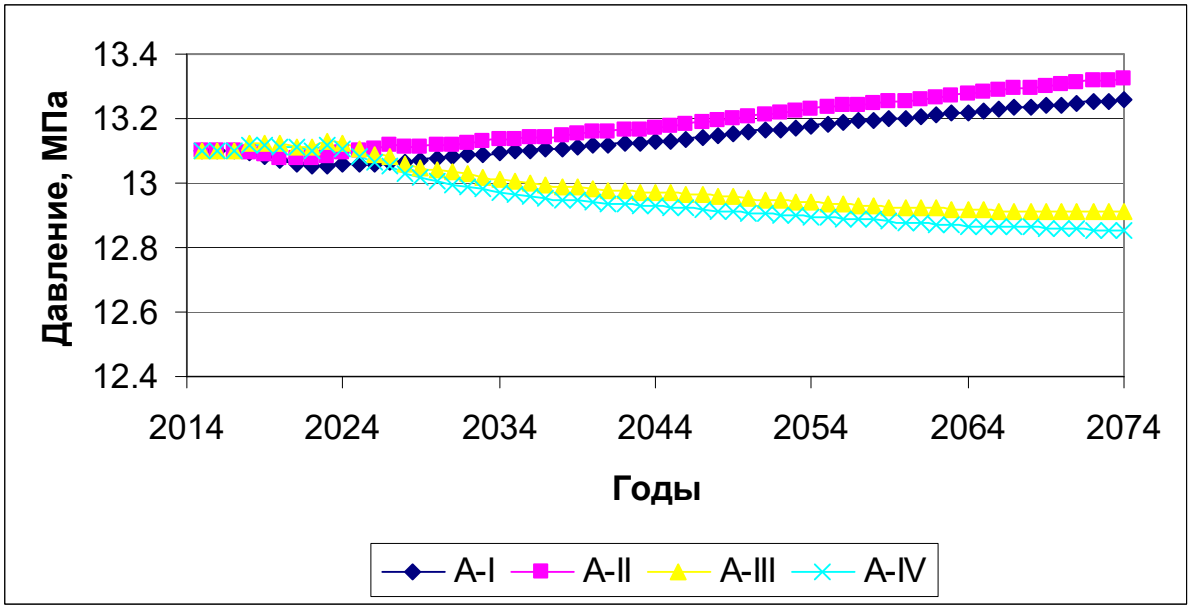


Рисунок 47 – Динамики среднего пластового давления по вариантам A-I – A-IV

Соответственно, дефицит давления сказывается на динамике КИН. На рисунок 48 и 49 приводятся зависимости от времени КИН и обводненности по вариантам.

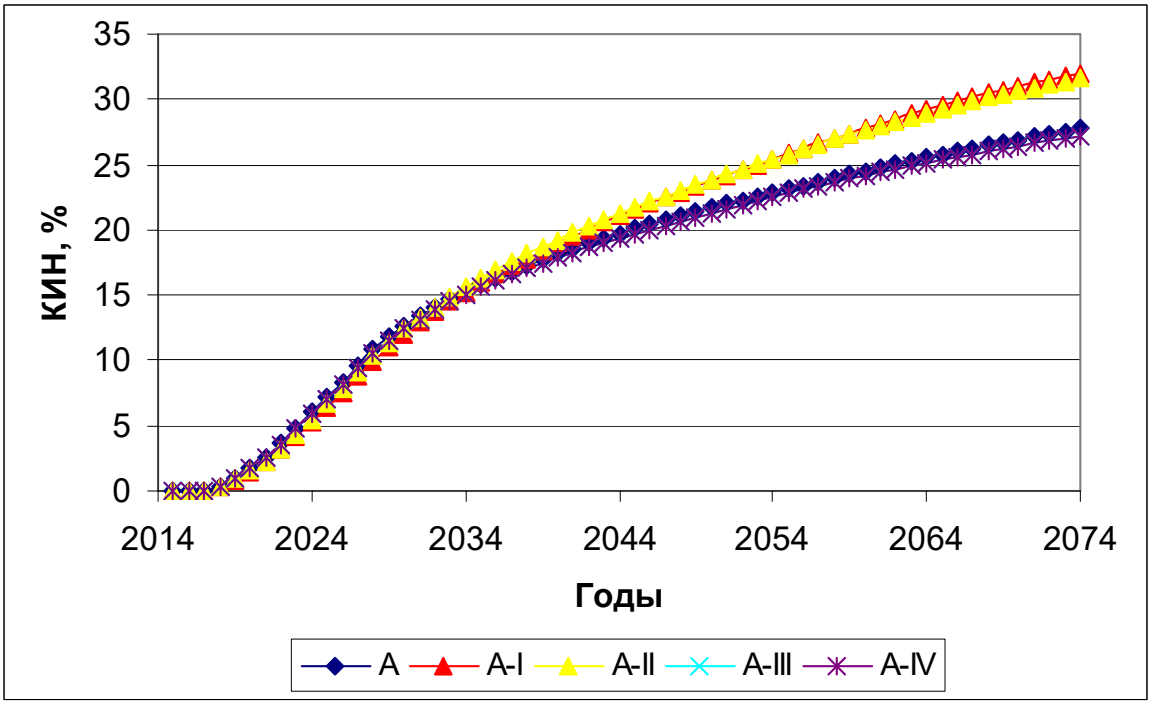


Рисунок 48 – Сравнение динамики КИН по вариантам A-I – A-IV

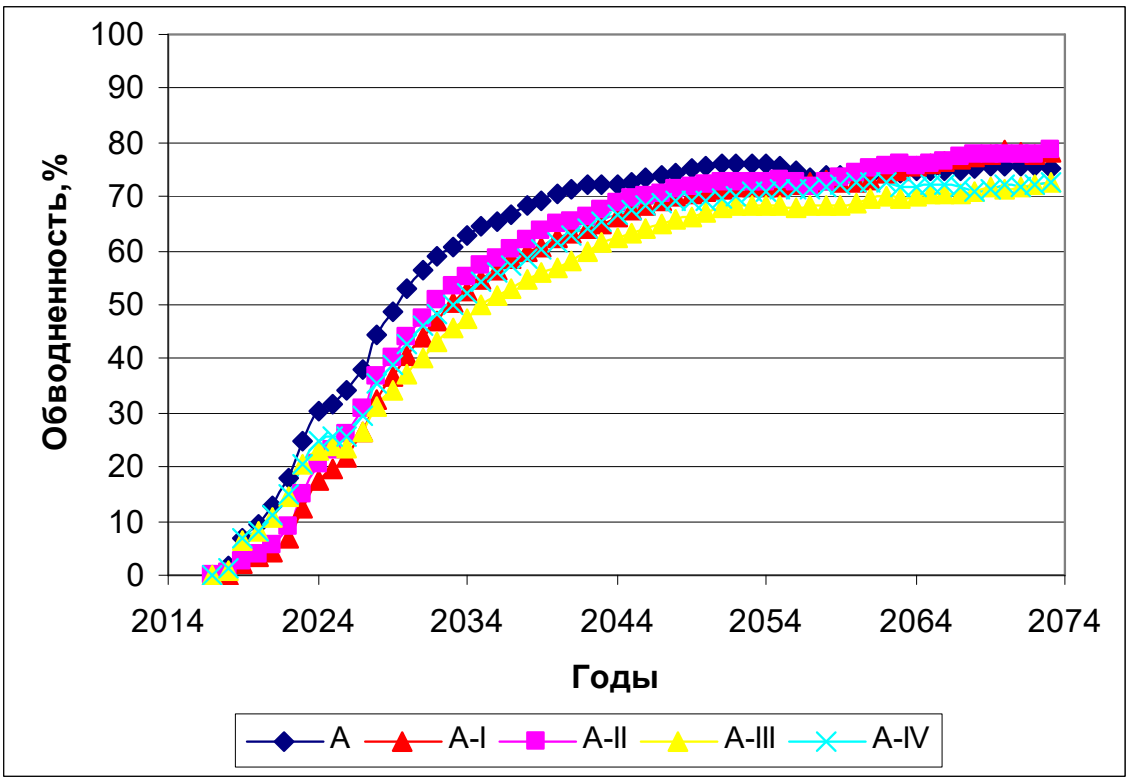


Рисунок 49 – Сравнение динамики обводненности по вариантам А-I – А-IV

Таким образом, режим закачки с заданной степенью перекоменсации следует признать не эффективным. Увеличение коэффициента перекомпенсации со 105 % до 120 % не приводит к заметному росту КИН. Увеличение ограничения на объемы закачки по нагнетательным скважинам до 400 м^3/сут также представляется неэффективным, так как рост давления ценой дополнительных объемов нагнетания воды не сопровождается ростом КИН. Поэтому в дальнейших вариантах рассматривается эксплуатация на режимах, аналогичных варианту А-I (ограничение на весь фонд по закачке или отбору равно 300 м^3/сут.).

4.6. Оценка эффективности технологии

Для оценки эффективности разработки был использован критерий накопленной добычи нефти на одну скважину. Если вариант разработки показывал технологический критерий – превышение накопленной добычи на одну скважину больше 30 тыс. т.

На основе серии математических экспериментов предложен альтернативный вариант разработки нефтяной оторочки.

Фонд скважин составляет 240 нагнетательных и 204 добывающих горизонтальных скважины с длиной горизонтального ствола 600 м.

Расположение скважин по площади и в плане нацелено на наиболее эффективное вытеснение нефти к забоям добывающих скважин по всему нефтенасыщенному объему.

Разбуривание площади осуществляется за период в 10 лет с постоянным темпом ввода новых скважин.

Для скважин заданы индивидуальные технологические ограничения.

Групповых ограничений нет.

На рисунок 50 – 52 представлены некоторые параметры варианта “Базовая альтернативная модель” по сравнению с данными Дополнения по утвержденному варианту. Подчеркнем еще раз, что динамика показателей разработки по утвержденному варианту из Дополнения (кроме динамики КИН), рассчитанная на эквивалентной модели в сопоставимых с вариантом "А" условиях, отличается от приводимых на графиках данных из Дополнения.

По варианту "А" средняя накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину составила 401 тыс. т, на одну пробуренную скважину общего фонда – 184 тыс. т, что существенно превышает граничные уровни рентабельности скважин для месторождений Западной Сибири (30-50 тыс. т/скв.).

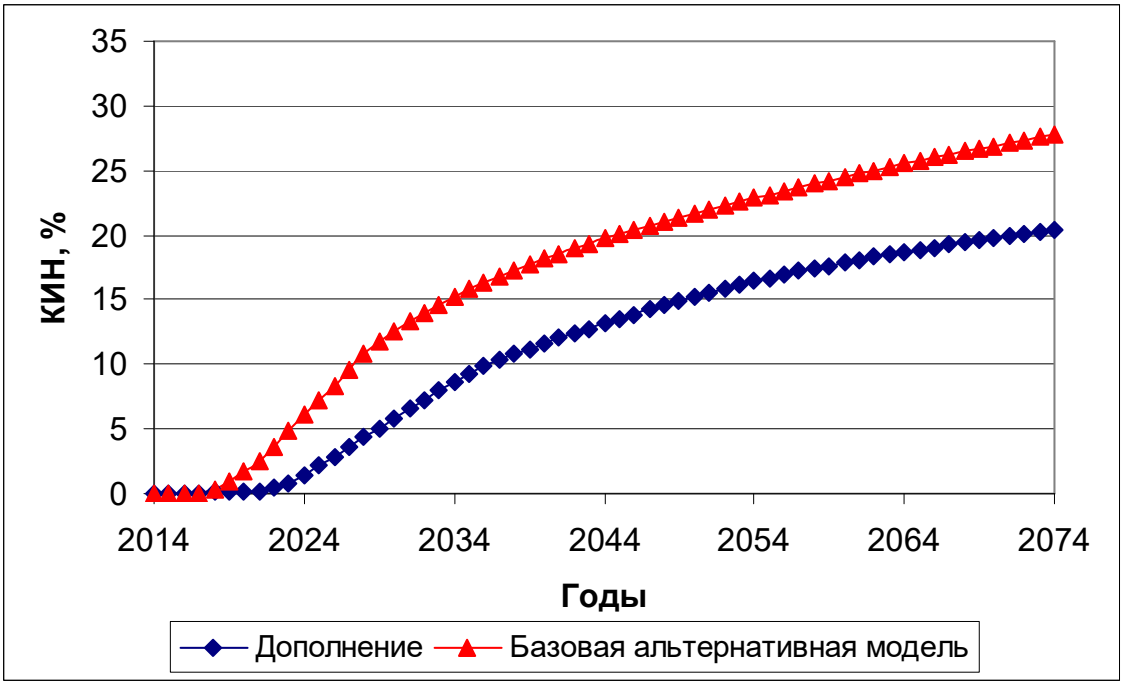


Рисунок 50 – Сравнение динамики КИН по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту

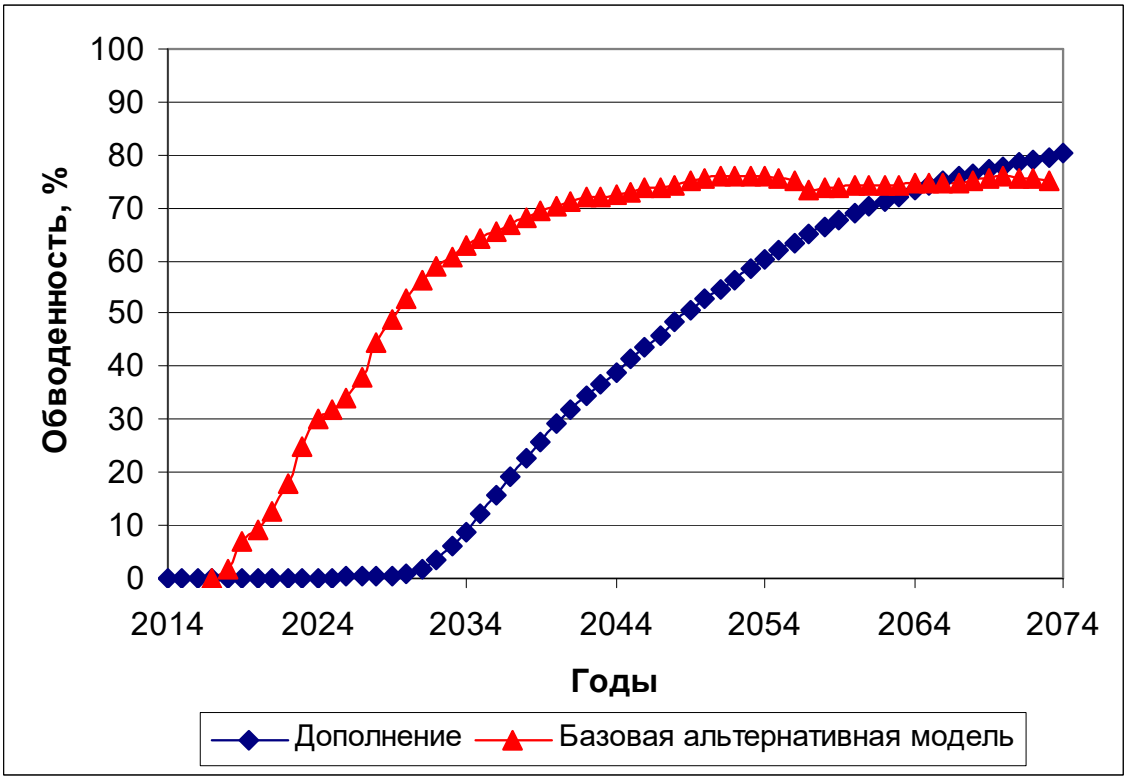


Рисунок 51 – Сравнение динамики обводненности по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту

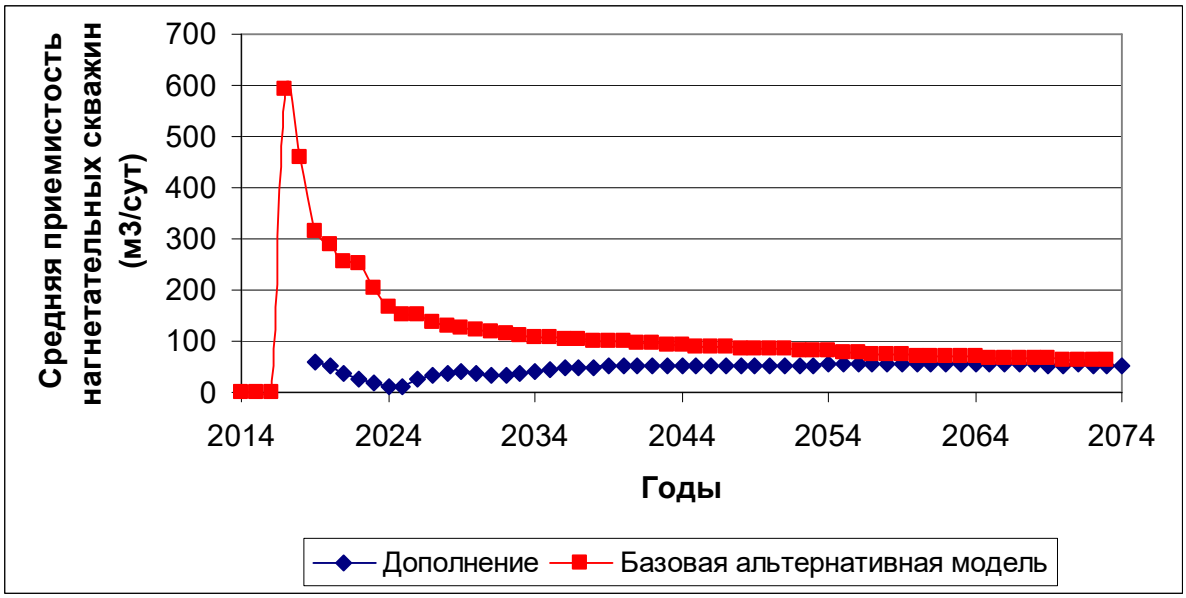


Рисунок 52 – Сравнение динамики приемистости по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту

4.7. Предотвращение расформировывания нефтяной оторочки

Известно, что поддержание пластового давления при разработке нефтяной оторочки может приводить к расформировыванию запасов нефти за счет смещения флюидальных контактов и значительного внедрения нефти в газо- или водонасыщенные области. Таким образом, чтобы избежать расформировывания нефтяной оторочки, необходимо следующее.

Система разработки оторочки формируется на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин. На уровне ГНК вблизи внутреннего контура размещаются нагнетательные скважины с трассировкой стволов параллельно внутреннему контуру ГНК. Аналогично на уровне ВНК вблизи внешнего контура размещаются нагнетательные скважины с трассировкой стволов параллельно внешнему контуру. Дополнительные ряды нагнетательных скважин размещаются между внешним и внутренним контурами ГНК и параллельно им, а также на уровне ВНК, между внешним и внутренним контурами ВНК и параллельно им. Таким образом обеспечиваются условия для эффективного вытеснения нефти к добывающим скважинам по всему объему нефтяной оторочки, практически с нулевых нефтенасыщенных толщин.

Параметры системы ППД, по результатам прогнозных расчетов, подбираются так, чтобы не допускать существенного снижения пластового давления в нефтенасыщенной зоне и выше нее в процессе разработки. С другой стороны, минимизируются непроизводительные потери воды при закачке в районе ВНК. Для достижения данной цели нагнетательные скважины в районе ВНК и ГНК запускаются с разными ограничениями на максимальное забойное давление. Для скважин на ВНК задаются меньшие значения предельного забойного давления, чем для скважин на ГНК.

Нагнетательные скважины вводятся одновременно с добывающими, чтобы не допускать разрывов между объемами добычи и закачки, а значит, и существенного снижения или неравномерного распределения пластового давления. При этом коэффициент компенсации по жидкости может превышать значение, равное одному.

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

Для компенсации негативного эффекта от выбытия скважин из добывающего фонда, раз в пять лет выбывшие по технологическим ограничениям из добывающего фонда скважины запускаются в работу. Длительность их функционирования после повторного запуска зависит от сложившихся геолого-технологических условий в окрестности скважины и может варьироваться в широких пределах. Результаты расчетов показывают, что такой подход является малозатратной альтернативой уплотняющему бурению с точки зрения извлечения из пласта мигрирующих остаточных целиков нефти и предотвращения их смещения в газоконденсатную шапку. Тем не менее уплотняющее бурение скважин также должно приниматься в рассмотрение для повышения результативности разработки с учетом фактической флюидодинамики в залежи.

Для оценки эффективности Рассмотрены 3 варианта, с уровнем годового отбора газа в 2%, 4% и 6% от начальных запасов соответственно. На рисунках ниже они отмечены как варианты (А-IX, А-X, А-XI). Под указанным уровнем понимается темп отбора газа в начальный момент времени и далее на "полке". На

газодобывающих скважинах определено минимальное забойное давление на уровне 40 бар (4 МПа). То есть при достижении определенного пластового давления добыча газа снижается, вплоть до значений, близких к нулю. При этом пластовое давление в газоконденсатной шапке на конец разработки приближается к 4 МПа. В пределах нефтяной оторочки реализуется предложенный альтернативный вариант, включающий дополнительные технологические решения.

Указанные варианты по темпу отбора газа приняты из следующих соображений. По рекомендуемому варианту из Дополнения максимальный темп отбора газа составил 1.7% от начальных запасов в год. А самый интенсивный вариант из рассмотренных в Дополнении предполагает отбор газа с интенсивностью 4.8 % в год.

На рисунок 53 и 54 приводятся сопоставления данных по добыче газа условными газодобывающими скважинами для трех рассмотренных вариантов. Тем самым оценочно моделируется работа газового промысла.

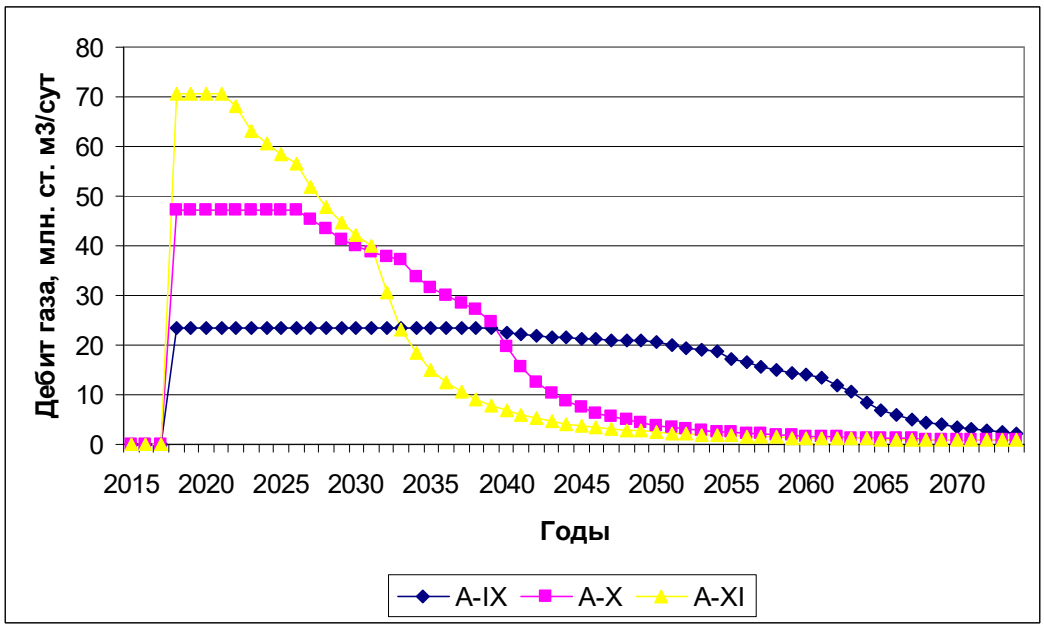


Рисунок 53 – Динамика добычи газа по вариантам А-IX, А-X, А-XI

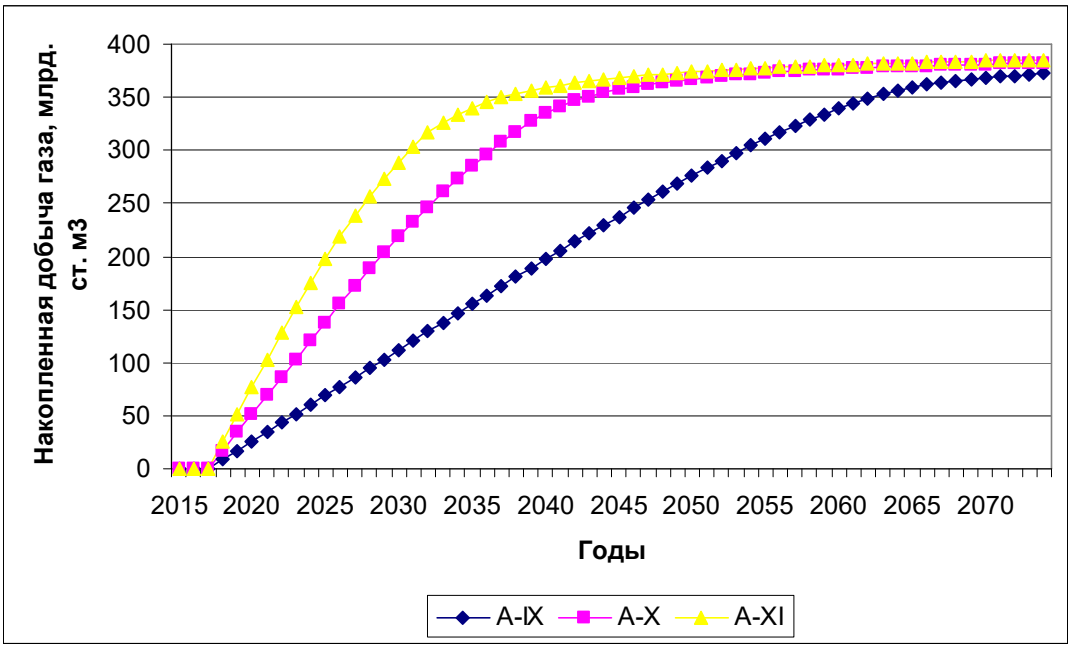


Рисунок 54 – Динамика накопленной добычи газа по вариантам А-IX, А-X, А-XI

Как видно из графиков, стартовая добыча газа различается кратно, но со временем различия падают. Это связано с истощением запаса упругой энергии газоконденсатной шапки. Накопленная добыча газа составила по вариантам А-IX, А-X, А-XI, соответственно, 372, 382 и 385 млрд. м^3.

На рисунок 55, 56 для трех вариантов представлены динамики среднего пластового давления. На рисунок 55 рассчитанное давление осредняется по всей залежи. Динамики давления на рисунок 56 характеризуются низкими значениями на конец прогнозного периода. Падение среднего давления до уровня примерно 4 МПа объясняется существенной степенью выработки запасов газа в зоне условной газоконденсатной шапки.

В силу особенностей моделирования газоконденсатной шапки, данные значения не отражают фактическое распределение давлений в нефтяной оторочке. Более представительным является среднее давление, рассчитанное по ячейкам модели без учета зоны увеличения порового объема, выделенной под моделирование запасов газа. Как видно, среднее давление по выделенной части имеет совершенно другую динамику.

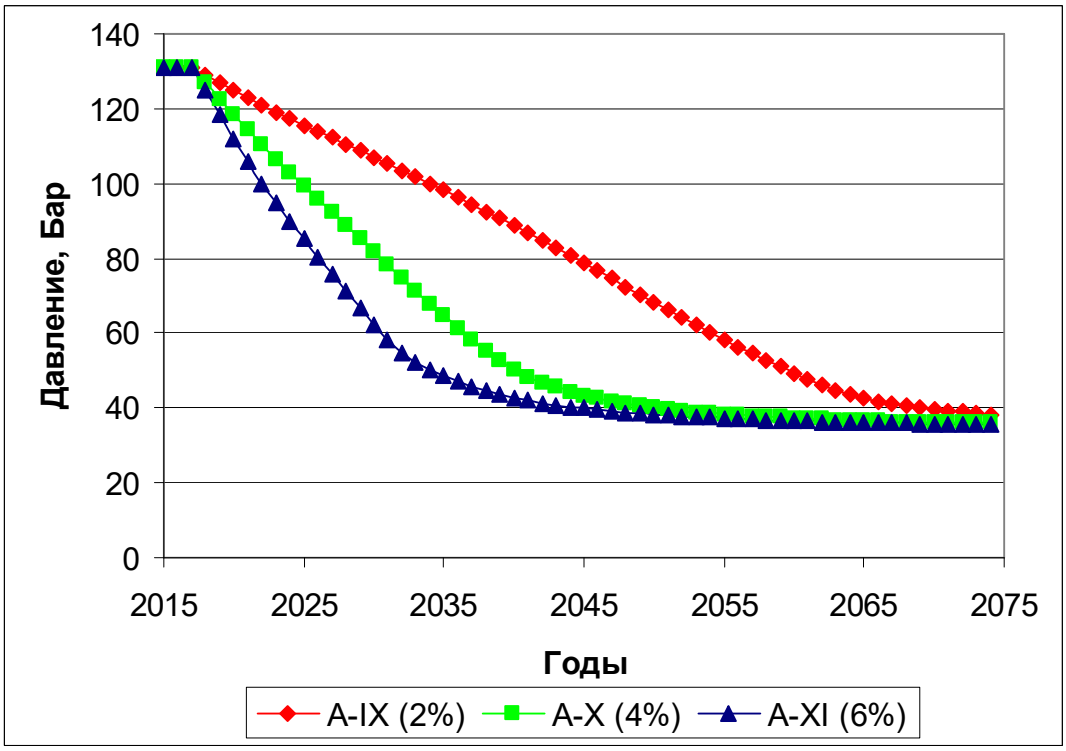


Рисунок 55 – Среднее пластовое давление по всей залежи в вариантах A-IX, A-X, A-XI

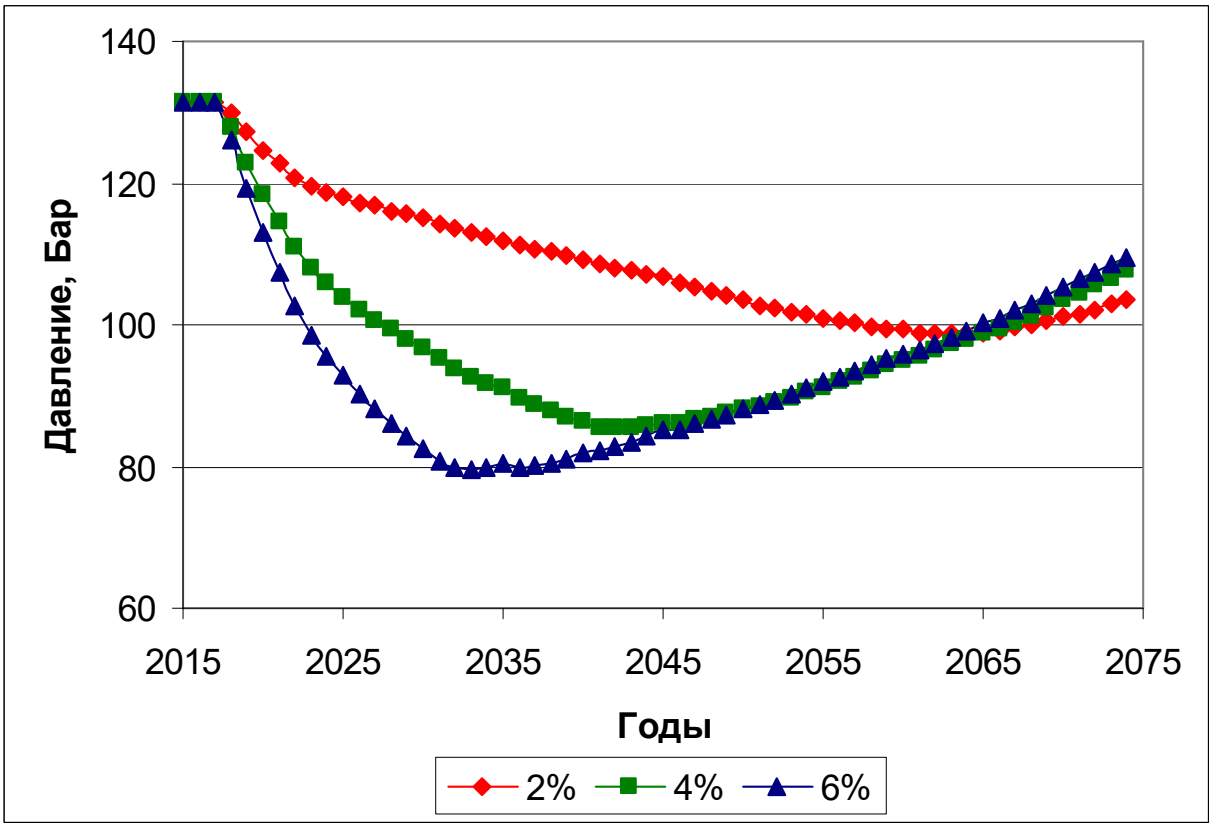


Рисунок 56 – Среднее пластовое давление по участку модели (оторочке с близлежащей частью газоконденсатной шапки и водоносной областью) в вариантах A-IX, A-X, A-XI

К концу разработки происходит даже некоторый рост, обусловленный выбытием ряда добывающих скважин и продолжающимся нагнетанием воды. Вместе с тем видны отличия между вариантами, связанные с различными темпами отбора газа.

С целью сопоставления, дополнительно к описанным трём вариантам были также рассчитаны на эквивалентной модели показатели разработки нефтяной оторочки по утвержденному варианту согласно Дополнению при одновременной добыче газа из газоконденсатной шапки. На рисунок 57 представлено сравнение утвержденного и предлагаемого альтернативного вариантов при отборе газа с темпом 2% от начальных запасов в год. Графики иллюстрируют потерю в динамике накопленной добычи нефти при одновременной эксплуатации газоконденсатной шапки. Пара цветов синий-голубой соответствует расчетам для альтернативного варианта разработки, а пара красный-лиловый – для утвержденного варианта согласно Дополнению (расчеты на эквивалентной модели).

Как видно из рисунок 57, отбор газа с темпом в 2% от запасов в год не приводит к существенному снижению КИН при разработке по альтернативному варианту. Напротив, для утвержденного варианта, реализованного на эквивалентной модели, негативное влияние эксплуатации газоконденсатной шапки проявляется в примерно двукратном снижении КИН. На рисунок 58, 59 сопоставляются динамики КИН и обводненности для расчетов по альтернативному варианту с разными уровнями годового отбора газа.

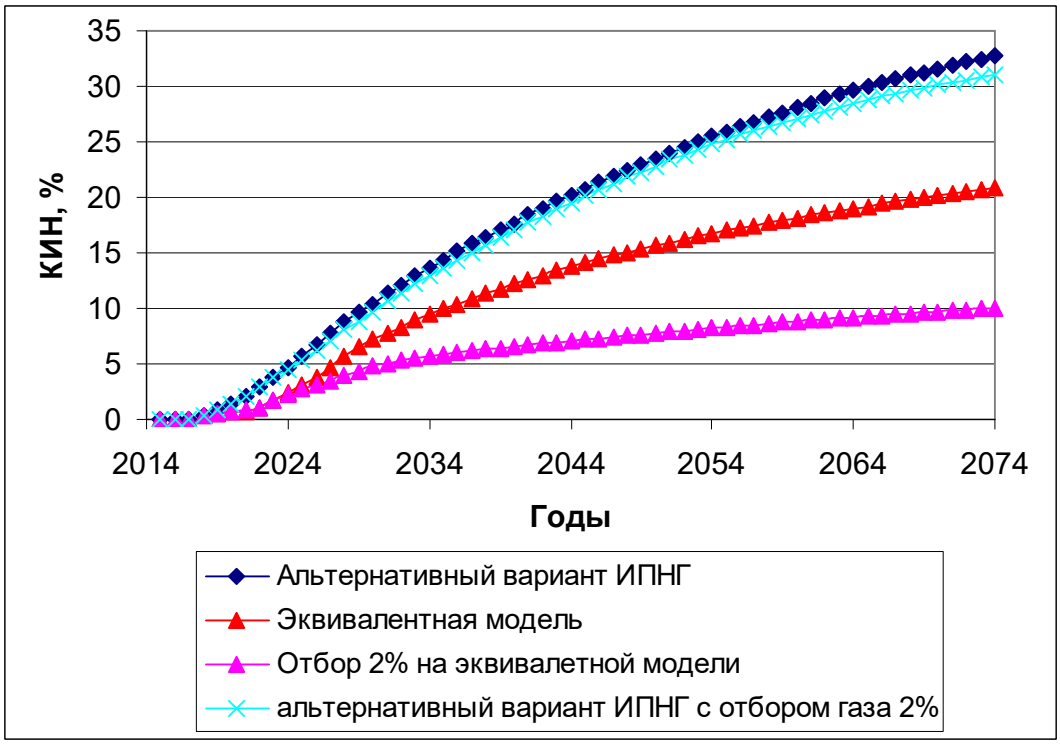


Рисунок 57 – Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором и без отбора газа из газоконденсатной шапки

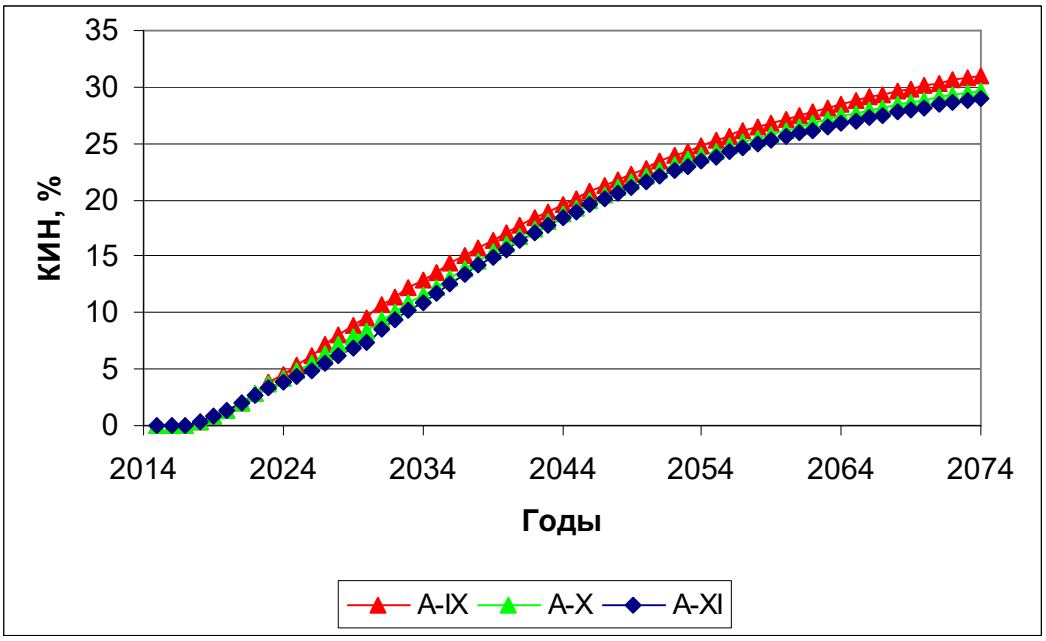


Рисунок 58 – Динамика КИН по вариантам А-IX, А-X, А-XI

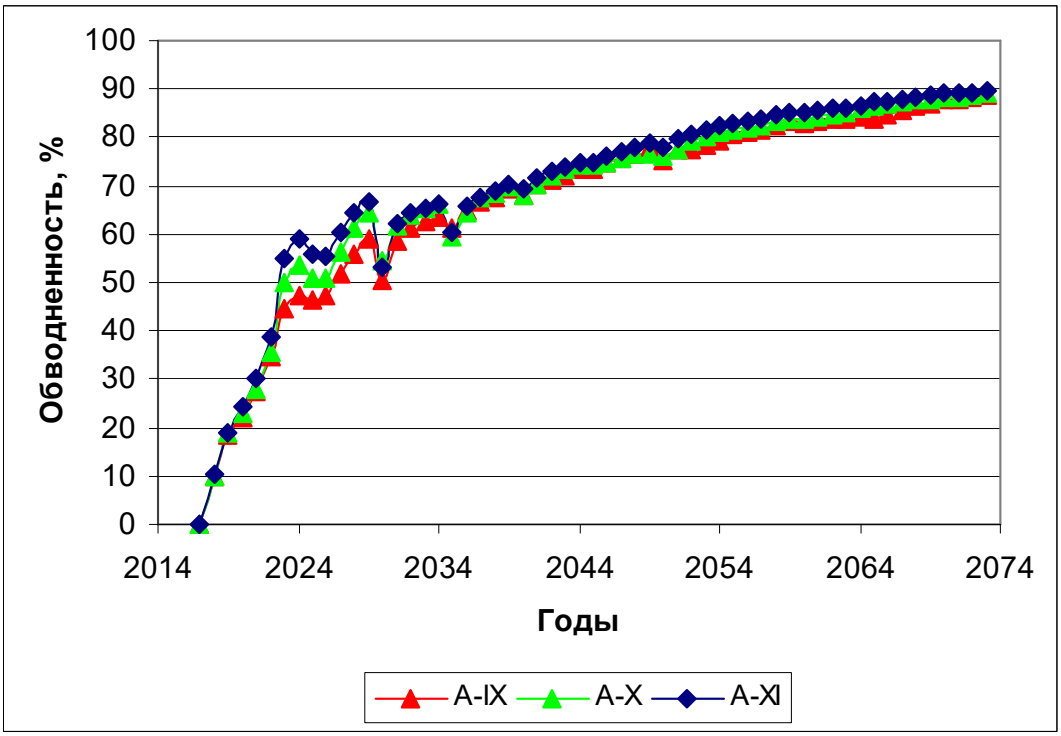


Рисунок 59 – Динамика обводненности по вариантам А-IX, А-X, А-XI

Как видно на рисунках, отбор газа в пределах от 2% до 6% запасов в год в альтернативных вариантах не приводит к существенному снижению финального КИН. Также не наблюдается существенного изменения динамики КИН за время разработки. Более интенсивная добыча газа несколько повышает общий уровень обводненности добываемой продукции, но этот рост незначителен.

Влияние метода учета переменной минерализации воды на прогнозные показатели

Одной из особенностей рассматриваемого месторождения является высокая минерализация пластовых вод по продуктивным горизонтам – в среднем около 350 г/л. 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 ботуобинского горизонта вязкость составляет 4,25 сПз.

Вариант разработки, согласно Дополнению (утвержден ЦКР), предусматривает поддержание пластового давления закачкой водных растворов с минерализацией, эквивалентной пластовой. Для этого предложено использовать

воду из поверхностных источников (Вилюйское водохранилище) с доведением ее до нужной минерализации путем добавления солей. Данное решение приводит к нереалистично большим эксплуатационным расходам на закупку соли и приготовление растворов.

Ранее была обоснована целесообразность использования для закачки в нефтяную оторочку водного раствора с минерализацией в половину от пластовой, получаемого смешением воды из внешнего источника, подтоварной и пластовой воды, отбираемой из законтурной области. Для учета различия минерализации закачиваемого раствора и пластовой воды были использованы три разных подхода:

- расчет с постоянной минерализацией, соответствующей вязкости воды около 2 сПз, т. е. свойства пластовой воды принимаются эквивалентными закачиваемому раствору;
- расчет с постоянной минерализацией, соответствующей пластовой воде, вязкость воды 4,25 сПз – свойства закачиваемого раствора принимаются эквивалентными свойствам пластовой воды;
- расчет с использованием модели переменной минерализации (солености) водной фазы.

В первых двух подходах соленость воды в модели в явном виде не учитывается. Она отражается только на заданной вязкости и других параметрах водной фазы.

Третий подход предполагает запись в системе уравнений фильтрации пластовых флюидов дополнительного уравнения, которое обеспечивает баланс массы соли в водной фазе. Дополнительно задаются соотношения, связывающие текущее значение минерализации с вязкостью и другими параметрами водной фазы. В использованном для газогидродинамического моделирования программном комплексе RFD tNavigator переменная минерализация водой фазы учитывается с помощью специальной опции.

Оценка флюидальных моделей для системы "пластовые углеводороды – газ нагнетания" на расчеты

Ранее в качестве метода воздействия на нефтяную оторочку рассматривалась только закачка воды, что позволило использовать для описания углеводородных флюидов псевдобинарную pVT-модель – расширенную модель нелетучей нефти (часто обозначаемую как расширенная модель blackOil). Закачка газовых агентов в нефтяные залежи сопровождается интенсивными массообменными процессами с фазовыми превращениями. Это означает, что компонентный состав и свойства жидкой (нефть, конденсат) и паровой (газ) углеводородных фаз существенно меняются по объему пласта и во времени, а также в продукции скважин. Для достоверного описания фазового поведения и свойств флюидов в пласте в этом случае требуется применение многокомпонентных pVT-моделей углеводородной системы.

В таблица 9 представлены обозначения компонентов, использованных в моделях углеводородной составляющей пластовой системы. Все используемые модели предполагают, что вода является инертной фазой.

Таблица 9 – Обозначения компонент в PVT-моделях

Модель нелетучей нефти	**Композиционная модель, 4 компонента**	**Композиционная модель, 13 компонентов**
Oil Gas	X1+ X2+ C5+ C15+	N2 CO2 C1 C2 C3 IC4 NC4 C5 C6+ C7+ C8+

Для корректной оценки фазового состава добываемой скважинами продукции дополнительно к флюидальной модели описан двухступенчатый сепаратор, соответствующий условиям сепарирования добываемой продукции на месторождении. Выполнено сопоставление плотностей суммарной жидкой и газообразной фаз после сепарирования с их аналогами для модели blackOil – плотностями нефти и газа в стандартных условиях, определяемыми ключевым

словом DENSITY. (В композиционной модели ключевое слово DENSITY присутствует, но оно используется только для задания плотности воды). Результаты сопоставления представлены в таблица 10.

Таблица 10 – Плотности сепарированных фаз

Плотность (кг/м^3)	**Композиционная модель, 4 компонента**	**Композиционная модель, 13 компонентов**	**модель нелетучей нефти**
Газовая фаза	0.8238	0.8018	0.84
Жидкая фаза	879.9446	878.2920	878.5

Выполнено сопоставление таких показателей (которые являются функциями давления): вязкость пластовой нефти, газосодержание пластовой нефти, объемный коэффициент. Для 4х-компонентной модели, принятой для дальнейших газогидродинамических расчетов, они практически совпадают с моделью нелетучей нефти при реализуемых в расчетных вариантах диапазона давлений в ячейках расчетной модели, использованной в расчетах ранее. По рассчитанным вариантам, на нагнетательных скважинах фактические забойные давления только кратковременно поднимаются выше 200 бар на отдельных скважинах.

На рисунок 60 представлены сводные графики накопленных объемов добычи газа, нефти и воды по результатам расчетов на трёх моделях. Пунктиром отмечены показатели по модели нелетучей нефти. На группе рисунков (рисунок 60 – 63), в легенде использованы сокращения, представленные в таблица 11.

В таблица 12 представлены начальные запасы флюидов для каждой из трех моделей.

Таблица 11 – Сокращения для легенд рисунков

Сокращение	**Расшифоровка**
blackOil	Модель нелетучей нефти
C4	Композиционная модель, 4 компонента
C13	Композиционная модель, 13 компонентов

На рисунок 60-62 представлены динамики текущей добычи нефти, газа и воды в целом по нефтяной оторочке. Динамики накопленной добычи нефти и текущей добычи нефти хорошо совпадают для всех трех моделей.

Динамики добычи газа совпадают для двух композиционных моделей и имеют небольшие отличия от модели нелетучей нефти. Это связано с несколько другим начальным распределением газосодержания в пласте. Для модели нелетучей нефти использовано явное задание газосодержания нефти с глубиной с использованием ключевого слова RSVD. Оно соответствует оцененной экспертно линейной зависимости газосодержания от глубины в пределах нефтяной оторочки в диапазоне 70-72 $м^3/м^3$ [69]. В композиционной модели содержание растворенного газа в нефти задано в соответствии с решением системы уравнений, описывающих термодинамическое равновесие углеводородной смеси. Отношение объема сепарированного газа к объему дегазированной нефти для состава, соответствующего данной нефтенасыщенной ячейке модели, является аналогом параметра газосодержания модели нелетучей нефти. Данное отношение слабо меняется по глубине для построенных композиционных моделей и составляет около 74 $м^3/м^3$ при расчете по нефтенасыщенной части пласта.

Таблица 12 – Начальные запасы флюидов

	Модель нелетучей нефти	**Композиционная модель, 4 компонента**	**Композиционная модель, 13 компонентов**
Нефть (млн $м^3$)	277.01	276.38	275.34
Вода (млрд $м^3$)	25.80	25.80	25.80
Газ (млрд $м^3$)	455.31	470.73	467.92

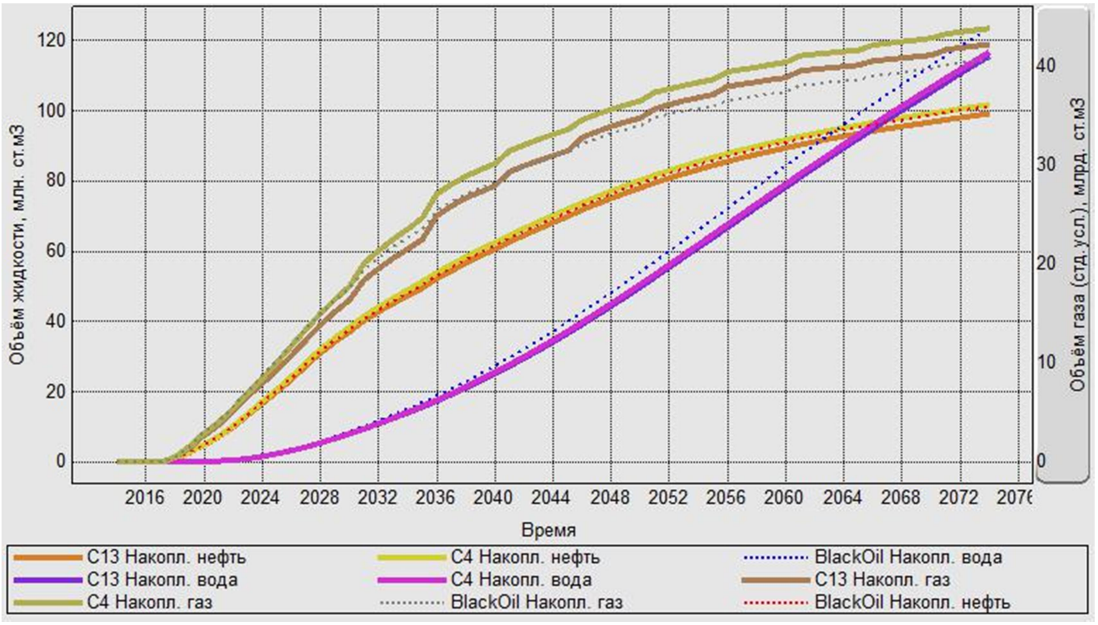


Рисунок 60 – Динамики накопленной добычи нефти, газа и воды по трем моделям

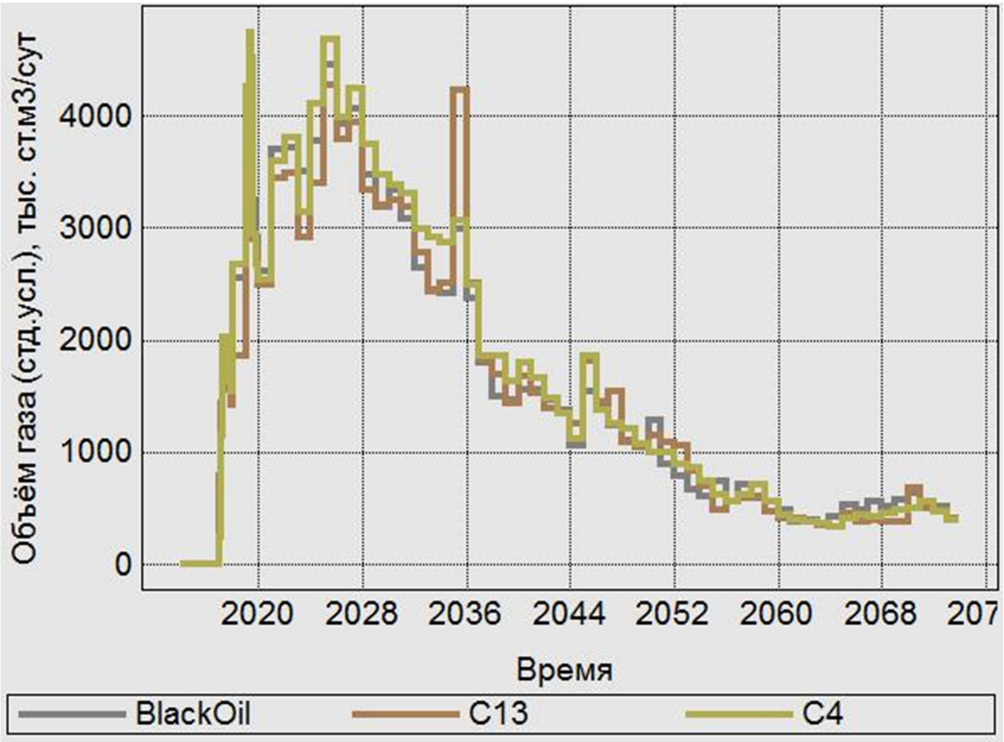


Рисунок 61 – Динамика добычи газа по трем моделям

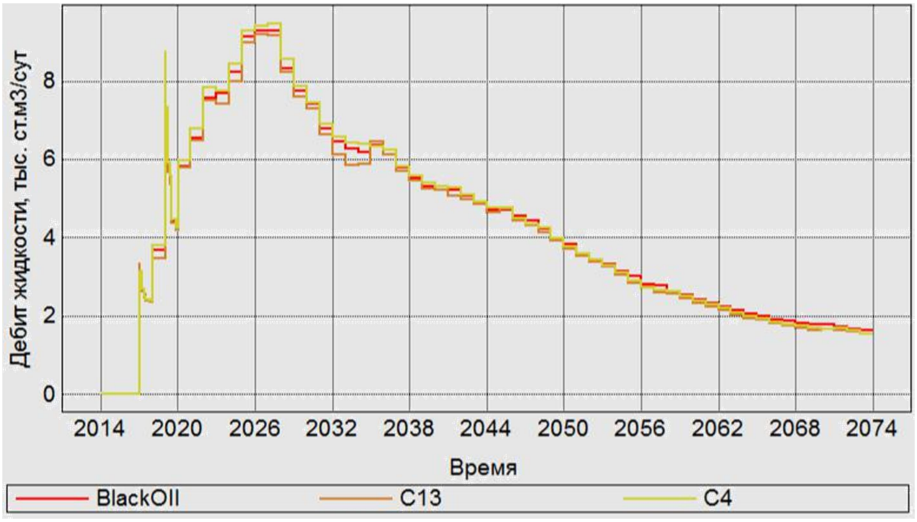


Рисунок 62 – Динамика добычи нефти по трем моделям

Близкая ситуация имеет место с добычей воды (см. рисунок 63). В данном случае влияние оказывает различие в начальной плотности нефти, которое приводит к некоторому отличию начального распределения насыщенностей в переходной зоне "нефть-вода", занимающей заметную долю толщины нефтяной оторочки.

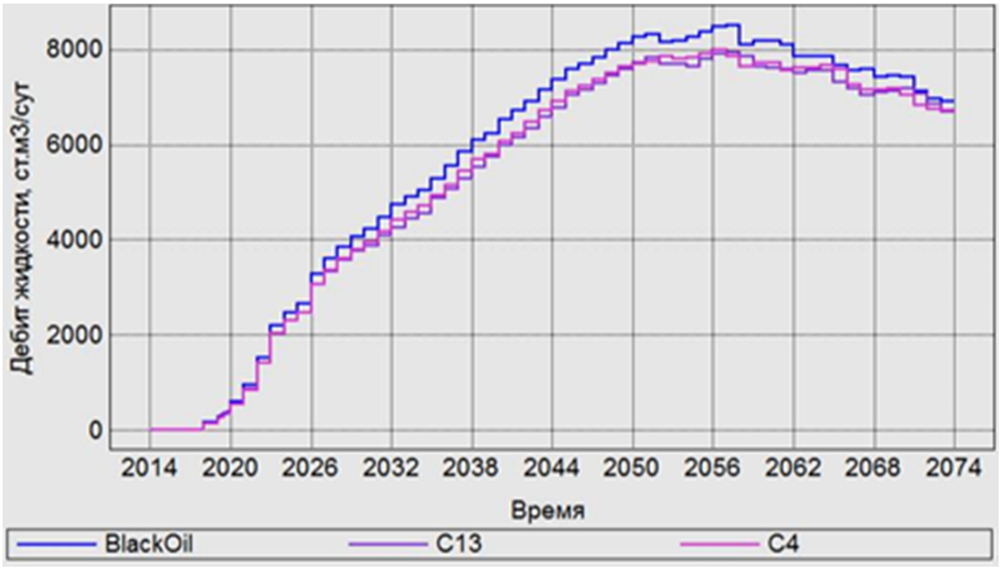


Рисунок 63 – Динамика добычи воды по трем моделям

Время расчета моделей изменяется прямо пропорционально количеству компонентов, что является хорошим показателем. Время расчета для модели нелетучей нефти составило 12 часов, четырехкомпонентной модели – 18 часов, 13-компонентной модели – 48 часов.

На основе приведенных данных сделан вывод о возможности выполнения дальнейших расчетов на 4х-компонентной композиционной модели. Данная модель позволяет отразить основные особенности углеводородной системы и обеспечивает приемлемое время расчета одного прогнозного варианта.

Сравнение технологических показателей

Для оценки эффективности использовались в основном технологические критерии. Для рассмотренных вариантов построены диаграммы распределения добывающих скважин по накопленной добыче (см таблица 13).

Таблица 13 – Категория скважин по накопленной добычи нефти

	Накопленная добыча нефти, тыс. ст. м3		**Накопленная добыча нефти, тыс. ст. м^3**
I	не более 5	**V**	От 35 до 45
II	От 5 до 10	**VI**	От 45 до 60
III	От 10 до 25	**VII**	От 60 до 100
IV	От 25 до 35	**VIII**	От 100 до 250
		XI	Более 250

Типичное распределение скважин по категориям показано на рисунок 64

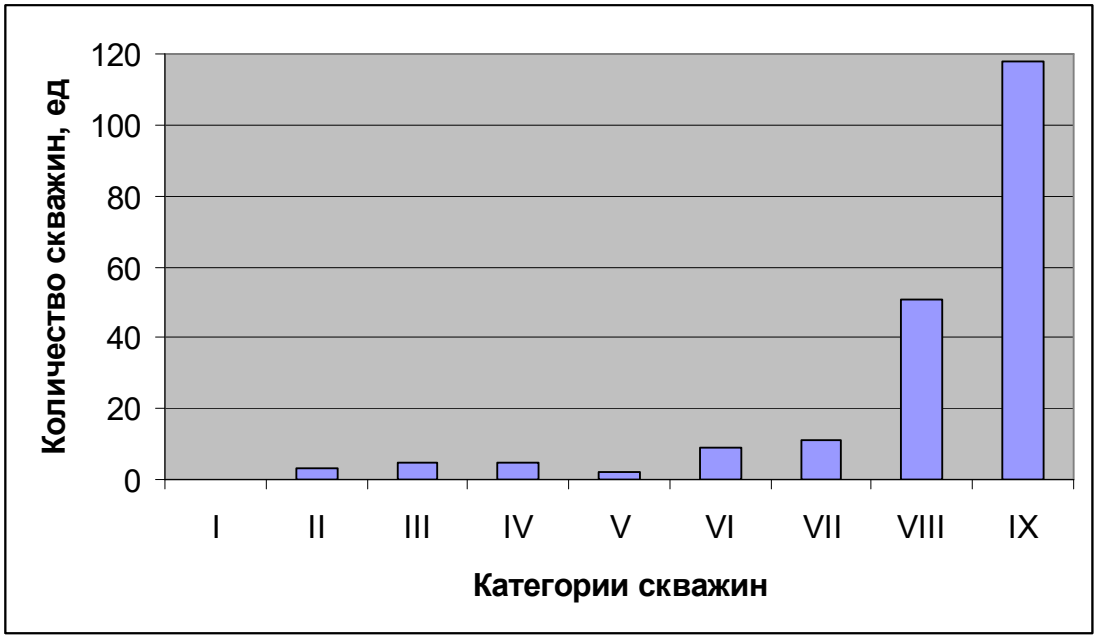


Рисунок 64 – Распределение скважин по категориям для одного из расчетного варианта

В таблица 14 представлены технологические параметры четырех вариантов. Вариант I – самый оптимистичный вариант (согласно утвержденным проектным документам), когда рассчитывалась только разработка нефтяной оторочки.

Таблица 14 – Производственные показатели с учетом влияния отбора газа из газовой шапки

Показатель	**I**	**II**	**III**	**IV**
Расчетный период, гг.	2013 – 2073	2013 – 2073	2013 – 2073	2013 – 2073
Добыча нефти, тыс. т	54 008	24 845	89 038	86 467
Добыча воды, тыс. т	84 377	20 855	581 918	694 272
Закачка воды, тыс. т	222 620	143 318	747 502	775 713
Расход соли, тыс. т	54 326	34 974	-	-

В таблица 15 для ранее рассмотренных в этой главе вариантов представлены рассчитанные показатели средней накопленной добычи нефти на одну добывающую скважину и на одну пробуренную скважину.

Таблица 15 – 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		
Дополнение (утвержденное ЦКР)	52102	168	113
Базовая альтернативная технология (А-I)	81729	401	184
Альтернативная технология с отбором газа 6% в год (А-XI)	79175	388	178
Альтернативная технология с учетом переменной минерализации (А-XV)	93222	457	200

Вариант II косвенно учитывает разработку газовой шапки без расчета на моделях. Вариант III предложен авторами, и в нем рассчитана только разработка нефтяной оторочки, без газовой шапки. Вариант IV соответствует ранее показанному варианту, который учитывает разработку газовой шапки за счет интегрального снижения давления газа при заданном отборе газа.

В утвержденном варианте согласно Дополнению на 310 добывающих скважин приходится 152 нагнетательных скважины. Предлагаемая технология в рекомендуемом варианте (вариант А-XV) использует 444 скважины. При этом

длины стволов горизонтальных скважин варьировались от 400 м (в рекомендуемом варианте) до 600 м в авторском варианте.

Для варианта А-XV выполнена экономическая оценка (независимо от автора) и она показала, что дисконтированный денежный поток составил 12 545 млн. руб. При горизонте расчета 2013 – 2073 г.

Практически 1,5-2-кратное увеличение фонда скважин, для сохранения сходной экономической эффективности, потребовало бы пропорционального роста объемов добычи углеводородов, что не является реальным, учитывая, что КИН по вариантам авторской технологии заводнения около 30% и более.

Выводы по разделу

В данной главе были рассмотрены новые идеи по разработке нефтяных оторочек газоконденсатных залежей, в том числе на некоторые из них получены патенты. Данные подходы были применены к одному из крупных месторождений с газовой шапкой и нефтяной оторочкой.

Для него была утверждена Технологическая схема разработки. Рекомендованный вариант предусматривал разработку нефтяной оторочки в режиме истощения, а прогнозный КИН составил около 12%. Через три года было утверждено ЦКР Дополнение к технологической схеме разработки. Благодаря учету ряда предложений, сделанных автором и его коллегами (применение добывающих и нагнетательных горизонтальных скважин, снятие ограничений на объемы закачки воды за счет использования внешних источников) в прогнозных расчетах по нефтяной оторочке северного блока для рекомендованного варианта достигнут утвержденный КИН 25,9%.

Тем не менее как в Техсхеме, так и в Дополнении не учтено взаимовлияние разработки газоконденсатной шапки и нефтяной оторочки при одновременном освоении их ресурсов. Таким образом, был предложен свой подход к одновременной разработке газовой шапки и оторочки и показано, что при его применении существенного снижения эффективности оторочки из-за разработки газовой шапки не происходит.

5. СОЗДАНИЕ ХРАНИЛИЩ ВОДОРОДА В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ С РАЗЛИЧНЫМ НАСЫЩЕНИЕМ

5.1. Введение

Интерес к водороду как альтернативному энергоносителю возник в качестве реакции экономически развитых стран на нефтяной кризис 70-х годов. Уже вскоре в США была принята программа по развитию водородных технологий, получившая регулярную финансовую поддержку государства. Так, только в период 2004–2008 гг. на эти цели было выделено 1,2 млрд долларов США, из которых 720 млн отводились на проведение научных исследований и разработок. В 2019 г. финансирование составляет уже 120 млн долларов в год. На данный момент это один из наиболее перспективных видов экологически чистого топлива [131, 159, 171]. Второй причиной, которая подогревает интерес к хранению водорода, является активное использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в ряде стран. При высокой доле ВИЭ в общей генерации возникают проблемы с регулированием выработки и стабилизацией спроса и предложения электроэнергии. Одним из механизмов решения данной проблемы является накопление и потребление водорода.

При транспортировке на расстояния более 300 км нет альтернативы трубному транспорту [68].

Так же, как и с углеводородным сырьем, при организации транспорта высокомолекулярного сырья (ВМС) по трубопроводам, возникает задача хранения продукции и регулирования режимов работы трубопроводного транспорта, обеспечения необходимого уровня поставок с учетом возможных колебаний в потреблении. [152].

Во времена СССР было установлено, что при организации ПХГ объем газа, который необходимо хранить, соответствует – около 10% от коммерческого газопотребления. [79]. Согласно плану REPowerEU (план Европейской комиссии по отказу от потребления ископаемого топлива до 2030 года), к 2030 году в ЕС планируется импортировать 10 млн т возобновляемого водорода в год, что

составит половину общего ежегодного потребления возобновляемого водорода в Европе [178]. Таким образом, суммарно может потребоваться хранилищ на несколько млн т водорода.

В проекте Энергетической стратегии России (редакция от 18.12.2019 г.) предусмотрено, что к 2035 г. Россия ежегодно будет экспортировать 2 млн т водорода. В 2017 г. ПАО «Газпром» рассматривал производство водорода и его использование в виде водородно-метановых смесей (ВМС) в качестве одного из приоритетных направлений своего бизнеса. ВМС планировалось поставлять в транснациональные газотранспортные сети для создания запасов этого топлива в подземных газохранилищах (ПХГ)» [4, 5]. После 2022 г. планы были несколько пересмотрены, но все еще рассматриваются как перспективные.

Среди перспективных объектов для организации большеобъемного хранения водорода рассматриваются подземные хранилища (ПХВ), включая истощенные месторождения углеводородов и водоносные горизонты [139, 142, 143, 170, 175]. По состоянию на 2015 г., 80% рабочего объема хранилищ приходилось на хранилища в истощенных месторождениях, в водоносных горизонтах – 12 %, соляных кавернах – 8% [176]. Основными странами, на территории которых расположены ПХВ, являются США и страны ЕС. Если проранжировать различные объекты подземного хранения водорода по стоимости удельных капитальных затрат, то в порядке возрастания будут: истощенные месторождения нефти и газа, водоносные горизонты, соляные каверны [166]. Каждый из трех рассмотренных типов объектов имеет свои сложности и проблемы. Например, для соляных каверн актуальны задачи оценки размеров каверн, свойств каменной соли и их влияния на емкость хранения [144, 180].

В работе [60] рассмотрены и другие типы объектов, пригодных для хранения водорода, такие как: многолетнемерзлые породы, непроницаемые горные породы, льды–хранилища. Но водоносные пласты и истощенные газовые месторождения наиболее популярны. В работе [164], выполненной по объектам на территории Польши, проранжированы возможные объекты для создания ПХВ.

Из них 11 относились к отложениям солей, 14 – к водоносным горизонтам,

22 – к нефтяным залежам и 18 – к газовым залежам. Нефтяные и газовые залежи были на разной стадии выработки.

Несколько подземных хранилищ водорода имеется в Великобритании. Они созданы в трех соляных кавернах на глубине 400 м, в которых хранится 1 млн $м^3$ газа при давлении 5 МПа. Хранимый газ содержит 95% водорода и 3-4% углекислого газа [164]. В зависимости от местных геологических ограничений соляные каверны могут варьироваться в размерах от 30000 $м^3$ до 1 млн $м^3$. Наиболее крупные хранилища (>600 000 $м^3$) созданы в соляных горизонтах в Германии [161].

Даже крупные хранилища в отложениях солей не позволяют рассчитывать на обеспечение необходимых объемов. Например, хранение только 10% годового прогнозного потребления водорода в Германии в ближайшие годы приведет к необходимости создания более 50 соляных каверн объемом около 500 000 $м^3$ каждая [88, 89].

Говоря о создании подземного хранилища водорода (ПХВ) или, в английской терминологии, Underground Hydrogen Storage (UHS) нельзя не сказать о многолетнем опыте создания подземных хранилищ газа (ПХГ) в СССР, России и за рубежом.

Созданию и эксплуатации ПХГ в пористых пластах с различным насыщением коллектора посвящены работы Арутюнова А.Е., Берето Я.А., Бондарева В.Л., Бузинова С.Н., Булатова Г.Г., Быкова И.Н., Гиммера Р.Ф., Грачевой О.Н., Григорьева А.В., Гусева Э.Л., Закирова С.Н., Зубарева А.П., Каменского В.В., Каримова М.Ф., Киселева А.И., Ковалева А.Л., Крапивиной Г.С., Козлова Л.К., Кульпина Л.Г., Левыкина Е.В., Мирзаджанзаде А.Х., Михайловского А.А., Максимова В.М., Мясникова Ю.А., Понамарева А.И., Резника Б.А., Семенова О.Г., Солдаткина Г.И., Толкушина Г.Ф., Трегуба С.И., Хана С.А., Хейна А.Л., Чарного И.А., Щелкачева В.Н., Филиппова М.В. и многих других.

В 1958 г. осуществлена закачка газа в Башкатовскую истощенную газовую залежь. В 1960 г. начался отбор газа из Калужского ПХГ, а в 1961 г. – из

Щелковского [110]. Для ПХГ под Ленинградом (Гатчинское ПХГ) была использована малоамплитудная ловушка (6-7 м) в пологозалегающем водоносном пласте. Закачка и отбор газа начаты в 1963 г. Через четыре года были обнаружены перетоки газа в направлении подъема пласта, а в 1976 г. была введена в эксплуатацию система гидроблокады за счет закачки воды в ряд нагнетательных скважин, отсекающая северную, западную и северо-восточную зоны растекания газа [22]. Наличие группы разломов на Гатчинском ПХГ показано в работе [101]. По нашему мнению, это один из факторов эффективности работы ПХГ.

Существуют различные технологии создания ПХГ в истощенных залежах углеводородов. Например, в патенте [9] предложен способ, при котором добытый газ после сепарации закачивают в сводовую часть залежи при давлении ниже давления насыщения.

Закачиваемый в подземные хранилища газа водород участвует в абиотических реакциях, приводящих к коррозии и разрушению материалов и пород хранилища; потребляется микроорганизмами, что влияет на геохимические параметры пластовых систем, приводит к его потерям. При моделировании соответствующих процессов следует учитывать трансформацию геологической среды под влиянием гидрогеохимических, микробиологических, литологических, геомеханических факторов при совместном хранении водорода и метана в пластах.

Так как при функционировании ПХГ имеют место циклические знакопеременные нагрузки на газовых скважинах, которые попеременно выступают как нагнетательные и добывающие, то возможно формирование системы трещин в призабойной зоне и изменение свойств коллектора. Могут иметь место изменения, похожие на рассмотренные в работе [57]. В ней оценивается эффективность применения метода циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор турнейского яруса на основе лабораторных экспериментов. Эксперименты проводились на кернах с двумя типами насыщения – вода и керосин (как модель нефти). Вполне возможно, что для карбонатных коллекторов такие эффекты будут и в газонасыщенном керне.

Однако данный вопрос выходит за рамки рассматриваемых в диссертации и требует детального математического и лабораторного моделирования.

Разными авторами рассмотрены различные кандидаты для создания таких хранилищ.

Несмотря на значительный опыт подземного хранения водорода, целый ряд важных вопросов остается пока нерешенным. Так, например, в течение последнего десятилетия было установлено, что поведение водорода при подземном хранении радикально отличается от поведения природного и углекислого газов. Некоторые опасения возникают в связи с тем, что при подземном хранении водорода происходят существенные изменения начального состава водородно-углеводородной смеси [172]. Существует популярное мнение, что это происходит благодаря деятельности бактерий [100].

Во Франции компания «Gaz de France» в течение многих лет эксплуатировала большое подземное хранилище в куполе водоносного горизонта вблизи Парижа. В этом ПХВ хранился газ, содержащий более 50% водорода при давлении 11 МПа. С 1957 по 1974 г. в нем хранилось более 150 млн $м^3$ водорода. Исследования концентрации водорода в подземных водах вокруг ПХВ показали отсутствие следов водорода в них. Можно предположить, что диффузионные потери водорода в этом ПХВ малы.

В США (г. Амарилло, штат Техас) в течение многих лет успешно эксплуатируется большое подземное хранилище гелия. Коэффициент диффузии гелия, равно как и водорода, значительно превышает коэффициенты диффузии природных газов. Однако больших потерь гелия в США при этом не наблюдалось [129]. Несмотря на высокую летучесть, водород успешно хранится в соляных кавернах десятилетиями. Например, завод с тремя относительно небольшими одиночными кавернами эксплуатируется в Великобритании (Тиссайд) [142, 143].

В работе [172] рассматривается изменение состава городского газа с большим содержанием водорода при его захоронении в водоносном пласте. Показано снижение содержания водорода и рост концентрации метана. Автор

работ [172, 173] объясняет данное явление действием метаногенных бактерий. Аналогичные результаты получены в работе другого автора [174].

Ранее с участием автора получен патент [119] на способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте, который предполагал использование вертикальных и/или горизонтальных газовых скважины, а также вододобывающих и водонагнетательных скважин.

Материалы ниже сгруппированы в три блока. В первом рассмотрены вопросы создания ПХВ в водоносном пласте, Во-втором – вопросы настройки моделей флюид–коллектор на результаты лабораторных экспериментов и оценки влияния жизнедеятельности бактерий на сохранность запасов водорода. В-третьем блоке, полученные результаты обобщены на случай создания ПХВ в истощённом газовом месторождении.

Результаты, полученные в данном разделе нашли отражение в работах:

- 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.
- *Способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте.* Патент РФ № 2625831, зарег. 19.07.2017 / Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Лобанова О.А., Климов Д.С.
- **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
- 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.
- Абукова Л.А., Назина Т.Н., Попов С.Н., **Аникеев 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.

- Индрупский И.М., Архипов Ю.А., **Аникеев 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.

Особенности создания ПХВ в водоносном пласте

Классификация методов регулирования создания и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах приведена в работах [29, 126]. В ней же предложено создавать экраны из пенных структур. В работе рассмотрено создание экрана давления за счет 12 водонагревательных скважин с расстоянием между ними 1 км друг от друга. При начальном пластовом давлении 3,5 МПа и ограничением на давления нагнетания на уровне 4,5 МПа, расход воды при нагнетании составил 700 $м^3$/сут на одну скважину. Данный сценарий признан нереалистичным. В качестве альтернативы автор предлагает использовать пенную систему для частичного блокирования потоков газа. Пенная система создается закачкой в водоносные части пласта ниже ГВК неуглеводородного газа и закачкой ПАВ на уровень ГВК. Использование экрана с 35%-м перекрытием продлевает срок безводной добычи как минимум на 20 %. Есть некоторые сомнения в сохранении приемистости скважин, создающих экран в процессе его формирования. Но изменение приёмистости будет завесить, в том числе от конкретных параметров ПАВ и коллектора. Для уменьшения неопределенности в данном ыопросе необходимы промысловые эксперименты.

В разделе ниже обсуждаются результаты, полученные на 3D гидродинамических секторных моделях. Так как работы носят поисковый характер, были использованы синтетические модели. Базовая модель представляет собой купольную структуру, полностью насыщенную водой. Среднее пластовое давление составляет 184 бар. Коллектор пористый, со средним значением коэффициента пористости 17,6 %. Проницаемость распределена как

функция от пористости. Среднее значение проницаемости по латерали – 405 мДарси. Вертикальная проницаемость составляет 10% от проницаемости по латерали. Геометрические размеры структуры – примерно 1600 на 1300 метров.

На данной модели исследованы вопросы, связанные с гидродинамическими задачами и оценкой влияния бактерий на сохранность водорода (данные материалы вынесены в дополнительную главу). С точки зрения гидродинамики автора интересовали несколько вопросов: влияние водоносного бассейна на формирование залежи, формирование системы контроля контура хранилища водорода, возможные диффузионные потери из-за миграции водорода через кровлю коллектора.

По состоянию на 2015 г. 10 из 12 созданных в водоносных пластах ПХГ в России расположены в малоамплитудных ловушках [89].

Сценарий рассматриваемого жизненного цикла хранилища следующий. Выбирается водоносный пласт, находящийся в состоянии гидродинамического равновесия. В его купольной части располагается группа скважин для закачки и последующего отбора газа. Это горизонтальные скважины с длиной горизонтального ствола 300 м. Последовательность действий по созданию подземного хранилища водорода следующая. В эти скважины осуществляется закачка оторочки сухого газа, простой, а затем – закачка водорода. Каждый из этапов длится по полгода, поэтому суммарно на первую стадию создания хранилища запланировано 1,5 года.

Максимально допустимое превышение давления нагнетания газа над начальным давлением может составлять до 40 % [58, 59, 89]. Данные значения на кровле модельной ловушки не были достигнуты тем самым, предполагается, что разрушения перемычки над месторождением не будет, так как уже заложены значения закачки, близкие к начальным пластовым давлениям по объекту.

Достигнутые давления нагнетания воды на контуре достаточно высокие, но в практике встречаются и более высокие значения. Например в работе [2] при закачке CO_2 в пласт запланированные давления нагнетания составляют 35 МПа.

Вместе с тем, для Ромашскинского месторождения такое давление будет уже давлением образования трещин авто-ГРП, а значит, что будет происходить локальное разрушение коллектора[3]. Таким образом, полученные давления не являются абсолютными значениями, а являются оценками для конкретной модели. Для другого объекта потребуется свои расчеты на гидродинамической модели, для обоснования актуальных для него параметров.

Во время второй фазы происходит релаксация месторождения при ненработающем фонде скважин. Во время третьей фазы моделируется добыча газа из сформированной газовой шапки.

В качестве альтернативного состава нагнетаемого газа рассматривалась также смесь из 10% водорода и 90% метана.

[2] Bing Wu, Zijiang Yang, Congyue Liu, Yu Shi, Xiaoyan Zhao, Yao Liang, Xiaobo Tang,
Study on multiphase flow behavior and parameters for CO2 storage in depleted oil and gas reservoirs, Geoenergy Science and Engineering, Volume 252, 2025, https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213949.

[3] Определение оптимального забойного давления в условиях контролируемого «авто ГРП» участка заводнения терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения с использованием гидродинамического моделирования / Р. Х. Низаев, Л. Г. Рахмаев, Ю. А. Гуторов, Г. В. Александров // Управление техносферой: электрон. журнал. – 2021. – Т. 4, вып. 3. – С. 252–264. – DOI: 10.34828/UdSU.2021.45.31.005.

5.2. Оценка потенциала водоносных пластов для создания подземных хранилищ водорода

Водоносные пласты имеют повсеместное распространение, конечно они отличаются своими параметрам: глубиной залегания, температурой, соленостью, связью в региональными источниками воды, наличию выходов на поверхность и др. Таким образом, при наличии требований к региону размещения ПХВ тот или иной водоносный пласт может быть рассмотрен как кандидат для создания подземного хранилища. В настоящий момент, вопрос создания ПХВ не проработан в стране достаточно, что бы говорить о расчетах применительно к конкретному объекту. Поэтому в работе расчет был выполнен на синтетической модели водоносного пласта.

Влияние водоносного бассейна

На практике достоверно известной степень активности водоносного бассейна никогда не бывает. При помощи 3D моделирования оценен эффект от наличия или отсутствия крупного водоносного бассейна, контактирующего с целевой ловушкой, в которой планируется создать ПХВ (см. таблица 16).

При отсутствии взаимодействия с внешним водоносным пластом закачиваемый газ может занять объем пласта только за счет сжимаемости воды и породы. Сжимаемости же породы и воды достаточно низкие. Поэтому гидродинамическая система достаточно "жесткая". В ней при закачке газа резко растет давление. При наличии же большого водоносного горизонта, взаимодействующего с целевой ловушкой, при той же суммарной сжимаемости породы и воды, имеется возможность оттеснить воду из ловушки к периферии модели, а затем – во внешний водоносный пласт. Поэтому скорость растекания закачиваемого газа в несколько раз выше, чем в случае отсутствия водоносного пласта.

Для целей сопоставления всех последующих расчетов выделены три зоны подсчета запасов газа. Зона 1 соответствует внешней зоне. Условно считается, что попадающий в зону 1 газ потерян и не может быть добыт впоследствии. Зона 2

характеризует область вокруг эксплуатационных скважин ПХВ. Интересующие нас регионы представлены на рисунок 65.

Таблица 16 – Сопоставление объемов закачанного газа по вариантам (на конец первой фазы)

Описание варианта	**в пласте**	**регион 2**	**регион 3**
	млн м^3		
Варианты организации хранилища			
1. Изолированный пласт без водоносного горизонта	7,7	3,0	4,3
2. Пласт с окружающим водоносным горизонтом. Только нагнетательные скважины	363,5	110,2	11,9
3. Вариант 2 + водоотбирающие скважины в центральной зоне	178,5	98,7	11,7
4. Система с приконтурным заводнением	247,1	92,1	12,09
Оптимизация системы контроля контура хранилища			
5.1. Система со скважинами на контуре с забойным давлением 270 бар	363,2	110,2	13,9
5.2. Система со скважинами на контуре с забойным давлением 285 бар	139,5	72,0	13,8
5.3 Система со скважинами на контуре с забойным давлением 287 бар	46,9	35,5	9,6
5.4. Система со скважинами на контуре с забойным давлением 290 бар	1,8	1,08	0,7

Условно считается, что добыча газа из зоны 2 реальна. Зона 3 отвечает за зону, непосредственно примыкающую к эксплуатационным скважинам (см. рисунок 65). При переходе к этапу отбора из ПХВ потенциально можно надеяться на добычу водорода из зон 2 и 3.

Отметка “PROD” в названии использована для обозначения добывающих скважин, которые в дальнейшем будут использоваться для формирования и эксплуатации подземного хранилища (эта и другие отметки будут видны на рисунках в этой главе).

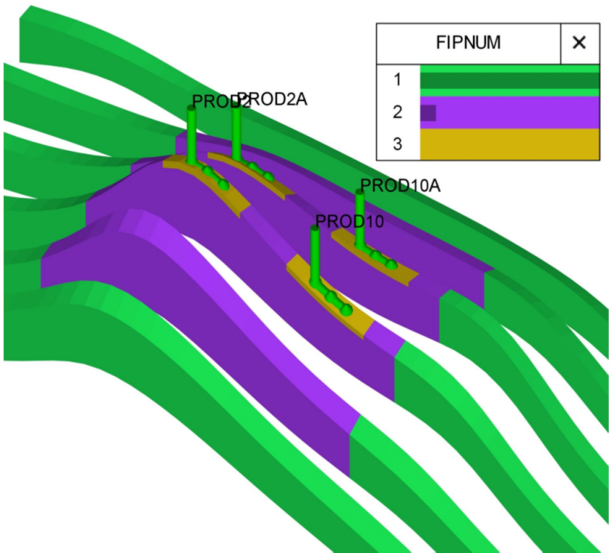


Рисунок 65 – Разбиение пласта на зоны подсчета запасов газа

На рисунок 65 представлен профильный разрез через пары скважин по варианту 1 с распределением насыщенностей газом на конец начальной стадии создания хранилища (1,5 года).

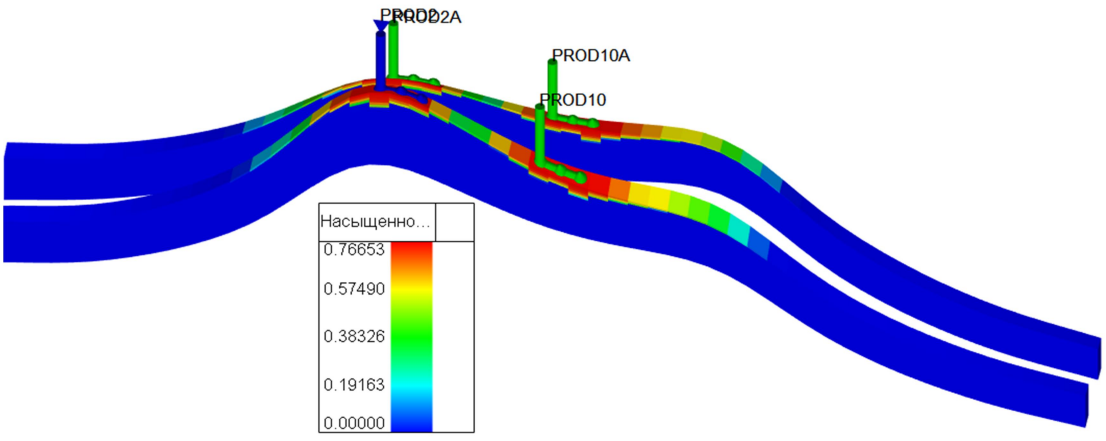


Рисунок 66 – Разрезы через нагнетательные скважины для варианта 1 с распределением газонасыщенностей

На рисунок 66 показано распределение насыщенностей газом по варианту 2 вдоль кровли целевого пласта через сечения вдоль пар эксплуатационных скважин.

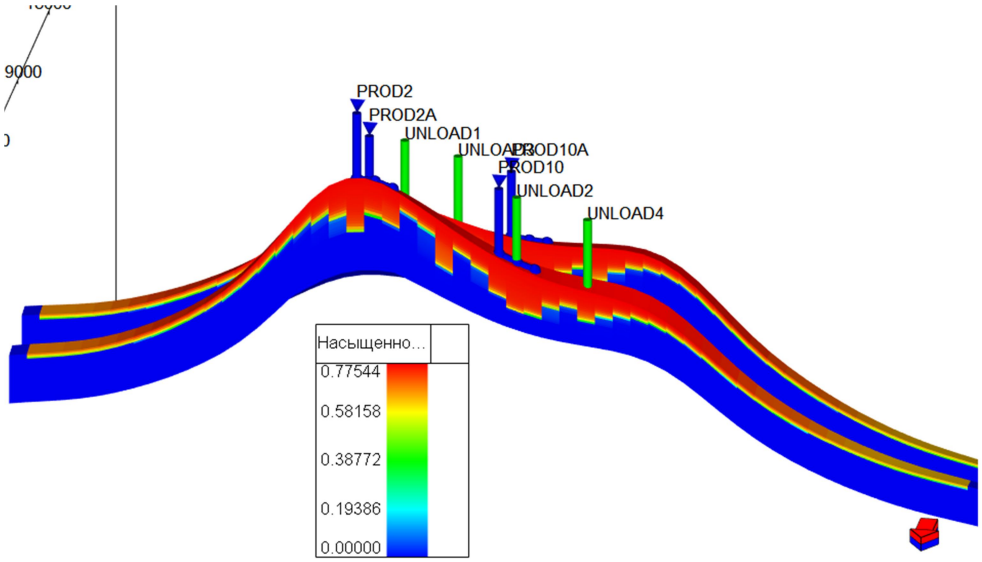


Рисунок 67 – Разрезы через нагнетательные скважины для варианта 2 с распределением газонасыщенностей

Растекание газа, подобное представленному на рисунок 67, наблюдалось и в работах других авторов, при анализе процесса создания ПХВ в водоносных пластах [87, 88]. По данным работы [161], коэффициент обратного отбора газа (водорода) не превысил 40%. При ликвидации Колпинского ПХГ удалось извлечь только 70% от закачанного газа, что сопоставимо с КИГ для месторождений газа в условиях, сходных с условиями ПХГ. [73].

В расчетных моделях запасы водоносного горизонта варьировались на 4 порядка величины, иными словами, всего в 10000 раз. Но принципиальным оказалось наличие или отсутствие указанного горизонта. Как следует из таблицы (см. таблица 16), при переходе от варианта 1 (без внешнего водоносного горизонта) к варианту 2 (с водоносным горизонтом) ситуация поменялась кардинальным образом. Объем закачки от варианта к варианту существенно возрос, но при этом в зонах 2 и 3 как в абсолютном, так и в процентном соотношении осталось меньше запасов. Указанный эффект объясняется следующим образом. При наличии водоносного горизонта с почти постоянным давлением вода из зоны повышенного давления оттесняется в водоносный горизонт, а место вытесненной воды занимает газ. Но из-за меньшего сопротивления воды газ дальше растекается по структуре.

Формирование системы контроля контура хранилища водорода

Вариант 2 характеризуется неприемлемо большой закачкой газа, который вдоль кровли структуры мигрирует в зоны пониженного давления. Иными словами, в сторону водоносных горизонтов (в использованных моделях заданы два горизонта с правой и с левой границы пласта).

Рассмотрено несколько дополнительных вариантов ради поиска возможности контролировать контур газоводяного контакта. Все они требуют бурения скважин со специальными назначениями, благодаря чему позволяют кратно уменьшить потери закачанного для хранения продукта.

В варианте 3 планируется бурение специальных горизонтальных скважин для формирования зоны пониженного давления под газонагнетательными скважинами для более полного охвата газом по вертикали центральной части. Зона сформированной локальной воронки депрессии относится ко второму региону учета запасов.

Следующим естественным образом, возникшим предложением стало использование добытой воды для обратной закачки в пласт. Как показали расчеты, обратная закачка только объемов добываемой воды неэффективна. Поэтому в варианте 4 (8 нагнетательных скважин по контуру) рассмотрена закачка воды с групповым ограничением на суммарный объем закачки воды в пласт. При этом накопленная закачка воды кратно превышает объем ее добычи.

Если обратиться к таблица 16 и сравнить варианты 2 и 4, то становится очевидным, что наполняемость центральной части возросла в относительных величинах. Но даже восемь скважин полностью не останавливают прорыв газа по кровле пласта. Это связано с тем, что система нагнетания не создает барьера давления в должном объеме. Как видно из рисунок 67 и 68, газ по кровле пласта мигрирует как в случае отсутствия водонагнетательных скважин, так и за пределы, ограниченные нагнетательными скважинами (см. рисунок 68). На рисунок 68 представлено распределение поля давления, при расчетах по варианту 4. Водород “перепрыгивает” через нагнетательные скважины. Это происходи из-за недостаточно агрессивной закачки воды, что косвенно можно

отследить по полю давления (рисунок 69). При этом такой эффект на качественном уровне наблюдается при закачке газового агента различного состава.

Степень сдерживания нагнетаемого газа зависит от его состава. В таблица 17 представлены результаты расчетов по трем вариантам с разным составом нагнетаемой газовой смеси. Первый вариант предполагает закачку смести метана с добавлением 10% водорода. Второй – закачку чистого водорода, третий – смеси водорода и метана в соотношении 1 к 1 (этот вариант уже показан под номером 4 в таблица 16). Как следует из таблица 17, объемы закачки почти не изменились (столбец 2). Но поменялось распределение запасов между регионами 2 и 3.

Таблица 17 – Накопленные запасы по зонам в зависимости от нагнетаемого флюида (на конец первой фазы создания ПХВ)

Описание варианта	**в пласте**	**регион 2**	**регион 3**
	млн. м^3		
1	**2**	**3**	**4**
Закачка состава: водород 10%+ CH_4 90%	247,0	90,7	10,8
Закачка чистого водорода	247,2	70,0	9,7
Закачка состава: H_2 50%+ CH_4 50%	247,1	92,1	12,09

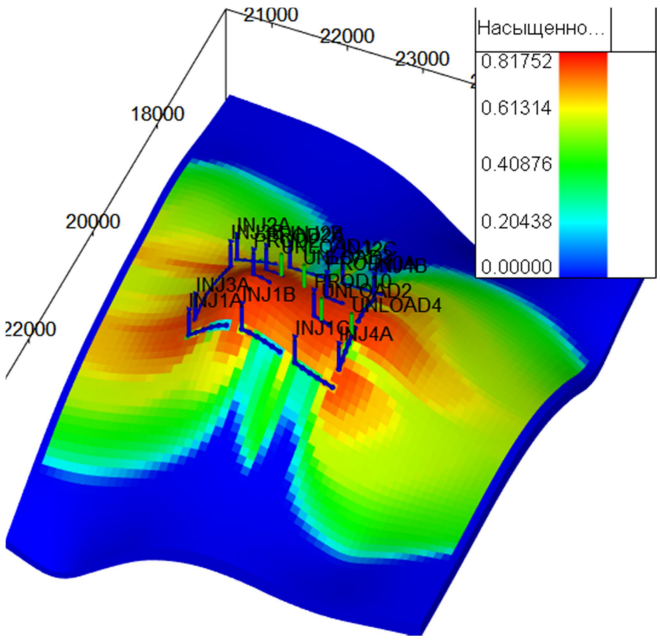


Рисунок 68 – Вид сверху газонасыщенной зоны (H_2+CH_4) по варианту 4

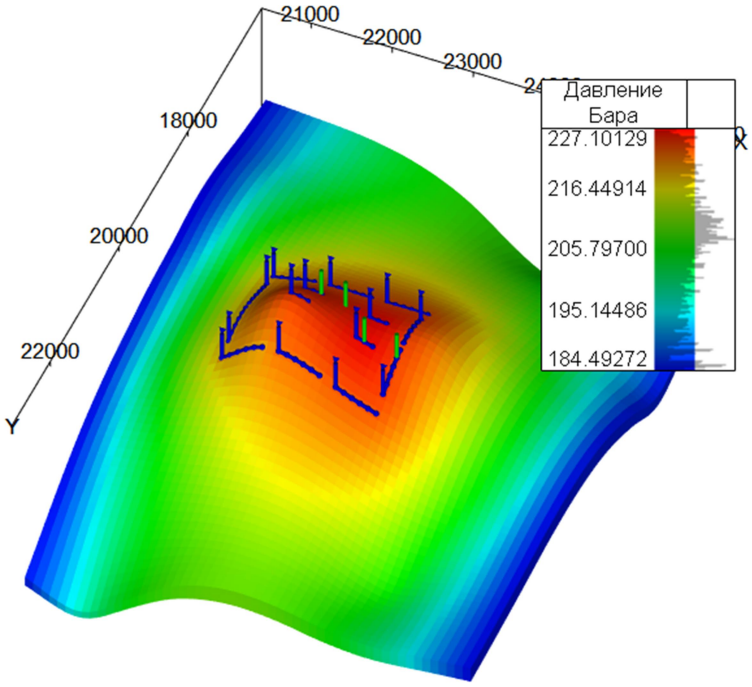


Рисунок 69 – Вид сверху поля давления по кровле пласта по варианту 4

Зависимость эффективности удержания газа от давления нагнетания воды

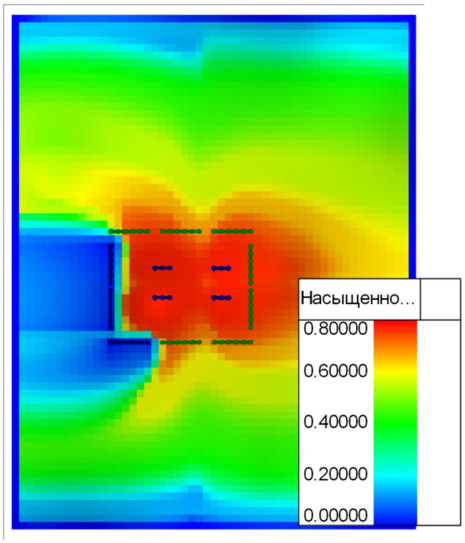
Далее мы рассмотрим четыре варианта, которые различаются только режимами работы водонагнетательных скважин (группа вариантов 5.1-5.4). Все они являются развитием варианта 4.

Во всех вариантах газонагнетательные скважины работают на групповом контроле объема закачки с ограничением на максимальное забойное давление в 290 бар.

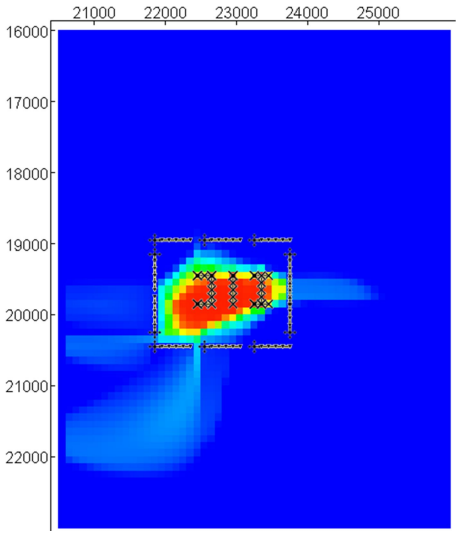
На рисунок 70 представлены карты насыщенности по кровле для 4-х сопоставляемых вариантов (варианты 5.1 – 5.4 в таблица 18). В подписях под картами указан режим работы водонагнетательных скважин (он же приведен в столбце 2 таблица 18). Вариант 5.5 (с давлением нагнетания воды в 295 бар) не показан из-за своей неинформативности. Соотношение давления нагнетания и среднего пластового на начальный момент, которые показаны в пятой колонке, относится к параметрам на нагнетательных скважинах. На нагнетательных возможен авто-ГРП, но с удалением от нагнетательных скважин давление падает и на кровле превышение давления над начальным не столь существенно. Предполагается, что разрушения кровли не происходит.

Таблица 18 – Сравнение параметров вариантов с приконтурным заводнением

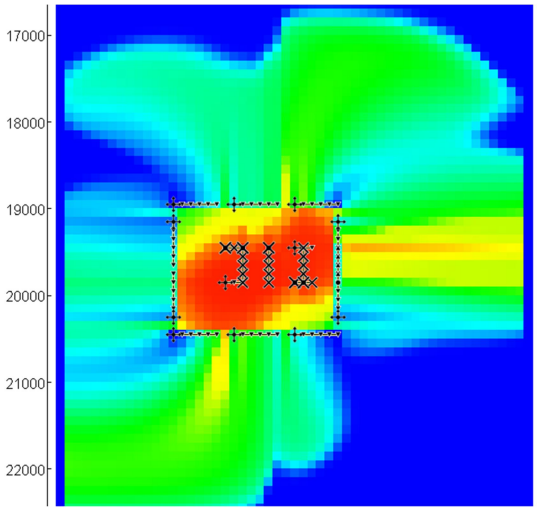
Вариант	Давление нагнетания воды, бар	Суммарная закачка воды, тыс. м3	Среднее давление в пласте, бар	Соотношение давления нагнетания и среднего пластового на начальный момент
1	**2**	**3**	**4**	**5**
5.1	270	1967,4	219,9	146 %
5.2	285	3126,4	254,3	154 %
5.3	287	3422,4	284,2	155 %
5.4	290	3873,7	280,6	156 %
5.5	295	4022,3	285,7	159 %



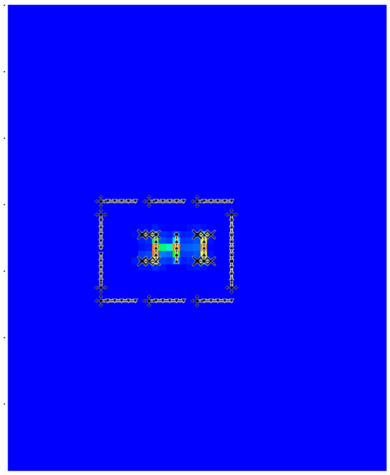
Вариант 5.1 – Забойное давление 270 бар.



Вариант 5.3 – Забойное давление 287 бар.



Вариант 5.2 – Забойное давление 285 бар



Вариант 5.4 – Забойное давление 290 бар

Рисунок 70 – Газонасыщенности по кровле пласта для 4 вариантов

Все карты на рисунок 70 построены с использованием одной шкалы насыщенностей. Она отображается в легенде верхнего левого рисунка. В варианте 5.1 забойное давление нагнетательных скважин составляло 270 бар.

Интересно, что в силу особенностей строения структуры самая правая группа скважин (2 водонагнетательные скважины) создают достаточный барьер для газа. За их контур нагнетания газ не прорывается. Оставшиеся 2 скважины со своей задачей не справляются.

Карты на рисунок 70 демонстрируют варианты с разницей давления на нагнетательных скважинах всего в 2 бар (285 и 287). Однако, несмотря на столь незначительную разницу в забойных давлениях на скважинах, очевидно, что картина меняется существенно. (см. таблица 18). Данные в таблица 19 подтверждают существенное различие в запасах газа как суммарно по пласту, так и в зонах регионов 2+3.

Таблица 19 – 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**
	всего	**2+3**	
5.1	363,2	124,1	1967,4
5.2	139,5	85,8	3126,4
5.3	46,9	45,1	3422,4
5.4	1,8	1,78	3873,7

В варианте 5.4 забойное давление водонагнетательных скважин дополнительно повысили до 290 бар. Теперь вместо того, чтобы создавать барьер давления, своей работой водонагнетательные скважины очень сильно препятствуют закачке газа. Они практически создают искусственную непроницаемую границу. Как результат, объемы закачки газа по данному варианту даже ниже, чем при закачке в пласт, не связанный с водоносным горизонтом.

Таблица 20 – Удельная закачка воды

Вариант	**Давление нагнетания воды, бар**	**Удельная закачка воды (тыс.м^3/млн м^3)**
1	2	3
5.1	270	16
5.2	285	36
5.3	287	76
5.4	290	2176

В качестве меры эффективности можно использовать удельную закачку воды по отношению к суммарным запасам газа в зонах 2+3. Единицами измерения данного параметра будут тыс. м^3/млн м^3. Значения в таблица 20 округлены до целых единиц. Как видно из таблица 20, во-первых, разница результатов с давлениями нагнетания 285 и 287 бар существенна, во-вторых, вариант 5.4 оказывается крайне неэффективным.

Изменение концентрации водорода в процессе формирования ПХВ

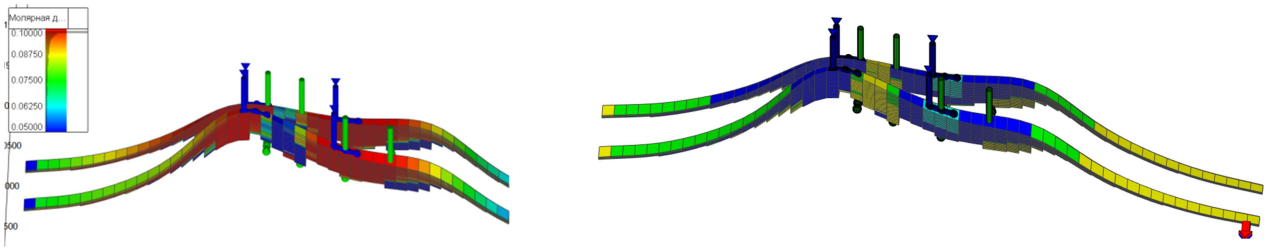
При формировании ПХВ в пласт закачивается смесь водорода с метаном постоянного состава. В дальнейшем на газовую фазу влияние оказывает сразу несколько факторов:

- расслоение газовой фазы со всплытием легкой водородной компоненты над метаном под действием гравитации,
- смещение фронта водорода максимальной концентрации при продвижении газовой фазы в пласт.

Это чисто гидродинамические эффекты. Кроме того, происходит размыв концентрации водорода из-за дисперсии и диффузии, а также переработка закачиваемой смеси различными бактериями.

Рассматриваемые эффекты присущи только газовой фазе.

При моделировании формирования ПХВ интерес представляет отслеживание концентраций водорода в газовой фазе. На рисунок 71, 72 использует четыре диапазона концентрации водорода: Меньше 7%; от 7% до 9%; от 9% до 10%; больше 10%. Соответствующие им цвета – желтый, зеленый, синий, бирюзовый.

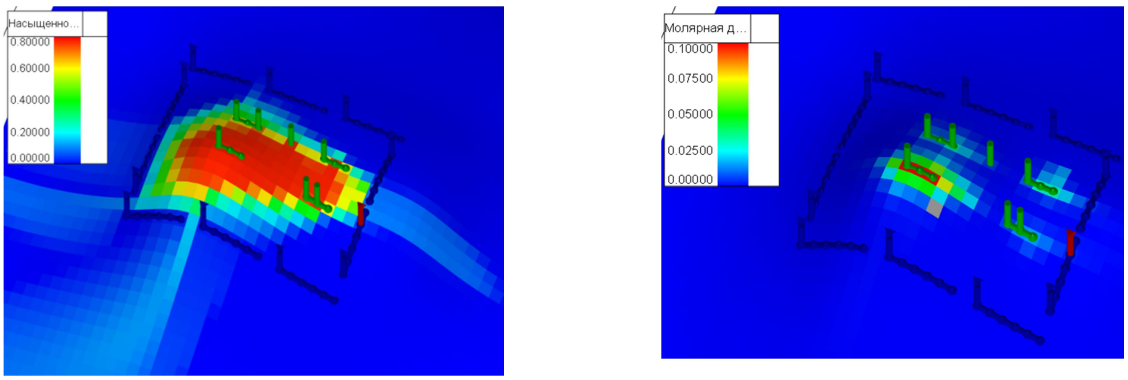


а б

Рисунок 71 – Концентрация водорода (а) и зоны концентрации водорода (б) в газонасыщенной части по варианту 2 на конец закачки

Падение концентрации водорода в газе в дальнейшем осложнит извлечение водорода из ПХВ. Поэтому необходимо создание такой системы скважин ПХВ, которое обеспечило бы компактность размещения водорода.

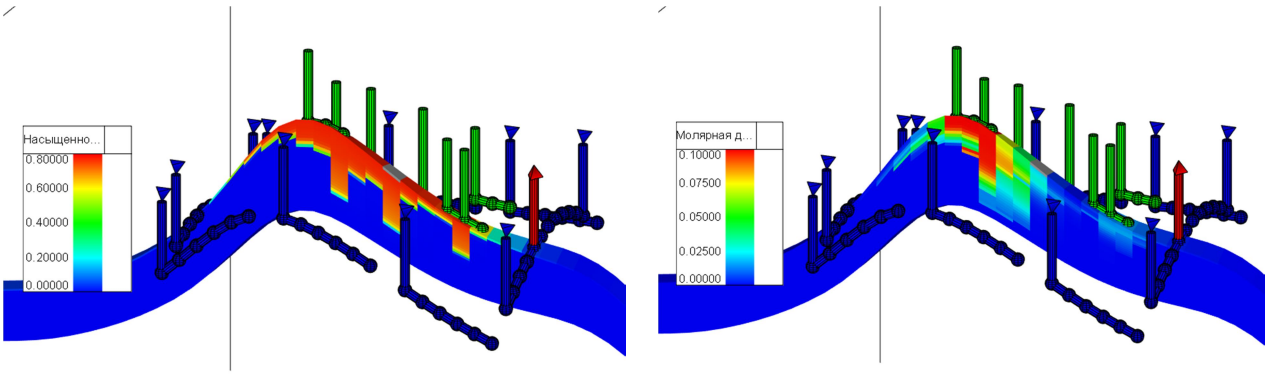
На рисунок 72 приведено распределения газонасыщенности и концентрации водорода при эксплуатации барьерных водонагнетательных скважин при давлении 287 бар (вариант 5.3).



а б

Рисунок 72 – Вид сверху на распределение газонасыщенности (а) и концентрации водорода (б) при эксплуатации барьерных водонагнетательных скважин
при давлении 287 бар

Как следует из рисунок 72-73, зона с относительно высокой концентрацией водорода эффективно зажата в пределах создаваемого ПХВ. На рисунок 73 показан профильный разрез по нагнетательным скважинам с распределением насыщенности газом (а) и концентрации водорода (б). Как следует из рисунок 73, прорыва газа по нижней части ПХВ не происходит.



а б

Рисунок 73 – Разрез распределения газонасыщенности (а) и концентрации водорода (б) при эксплуатации барьерных водонагнетательных скважин при давлении 287 бар

5.3. Оценка потенциала истощенных газовых залежей для создания подземных хранилищ водорода

В предыдущих разделах данной главы были рассмотрены вопросы создания ПХВ в водоносных пластах. В этом разделе будут показаны особенности создания ПХВ в истощенной залежи с учетом ранее полученных результатов.

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. Фактические данные подтверждают наличие проблем с герметичностью скважин для целого ряда старых объектов [8];

- 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.

Для гидродинамических расчетов и опробования технологии создана секторная модель условного газового месторождения. Построенный объект обладает характеристиками, схожими с сеноманскими отложениями. Поскольку на данном этапе не предполагалось повторение разработки конкретного месторождения, были рассмотрены несколько сценариев истощения модельного объекта. Модельный объект представляет собой газовую залежь в купольной структуре с подстилающей водой. В центральной части месторождения располагались 3 куста по 5 вертикальных добывающих скважин в каждом (всего 15 скважин). Для моделирования истощения месторождения, скважины в купольной части несколько лет работали на режиме заданного забойного давления с ограничением на максимальный дебит. Минимальное забойное давление составляло 40 атм.

Газовая составляющая модели описывается композиционной моделью. На этапе создания истощённого газового месторождения предполагается, что пластовый газ представлен сухим газом с низким содержанием конденсата. Экспертно, мы ожидали разных результатов в зависимости от начальных запасов. Поэтому мы рассмотрели три варианта (с глубиной отметки ВНК 1034, 1038 и 1040 м). Для каждого варианта положения ВНК рассмотрены два сценария истощения.

Первый условно назовем “полным истощением” при котором отбор газа вертикальными скважинами в купольной части ведется до заведомо нерентабельных дебитов газа. При этом КИГ по данным вариантам близок к 90%. Данный сценарий отражает принятую ранее концепцию оценки извлекаемых запасов крупных газовых месторождений, по которым ЦКР утверждала высокие КИГ (до 100%).

Второй сценарий получил название режима “частичного истощения”, который предполагал более короткий период истощения залежи с более высокими финальными дебитами газа. Вместе с тем получаемые на конец истощения по второму сценарию дебиты газа, с точки зрения практики добычи газа, низкие. В ряде случаев фактическая остановка добычи происходит по газовым скважинам при значительно более высоких дебитах газа, что связано с проблемами самозадавливания газовых скважин за счет накопления воды на забое. Поэтому второй сценарий можно рассматривать как оценку состояния фактически выработанного газового месторождения. Для достижения заложенных во втором сценарии показателей от недропользователя, вероятней всего, потребуются активные действия по поддержанию добычи малодебитных газовых скважин. Так, в статье [103] представлен практический опыт по поддержанию дебита газа на газовой скважине с дебитом 61,6 тыс. м^3/сут. (до проведения воздействия).

Таблица 21 – Параметры вариантов при формировании истощенной залежи

№	ВНК	Геологические. запасы газа	Запасы газа в истощенном газовом месторождении	КИГ	Конечный дебит газа по месторождению
	м	млн. ст.м3	млн. ст. м3	%	тыс. ст. м3/сут
1	1040	7692	771	89,9	34
2	1038	6483	695	89,3	25
3	1034	4323	532	87,7	15
4	1040	7692	1825	57,8	329
5	1038	6483	1622	74,9	262
6	1034	4323	1172	84,7	319

Другим способом поддержания уровня добычи газа и выноса жидкости является уменьшение диаметра НКТ. Так, на Медвежьем месторождении, в рамках реконструкции скважин, происходит переход с НКТ 168 мм на НКТ меньших диаметров. Если в начале 2000-х переход шел на колонны 127 мм, то сейчас уже идет замена на колонны еще меньшего диаметра [30, 31]. Если мы планируем создание ПХВ в истощенном газовом месторождении, такой подход несет некоторые технологические риски, так как в дальнейшем скважина с колонной НКТ в 60 мм не обеспечит необходимых объемов закачки и отбора газа из ПХВ.

В таблица 21 представлены параметры трех вариантов с разными ВНК по первому сценарию (варианты 1-3) и второму сценарию (варианты 4-6).

На рисунок 74-76 представлены зоны с запасами газа для вариантов 2, 4 и 5 на момент окончания разработки (добычи углеводородного газа) из месторождения.

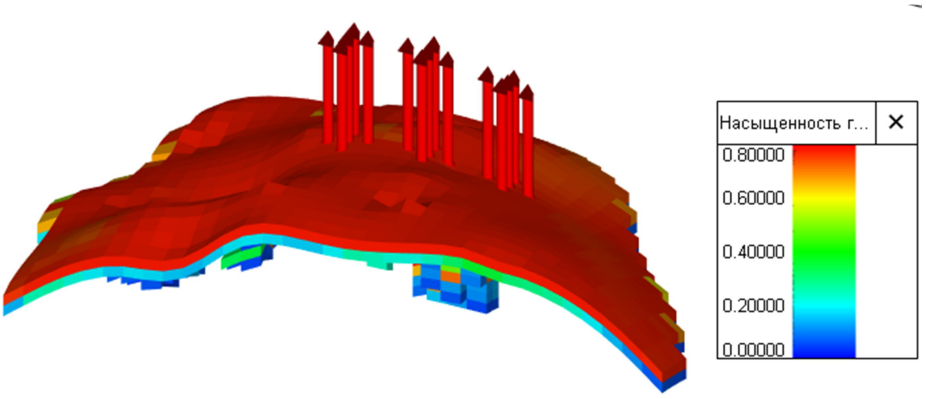


Рисунок 74 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 2

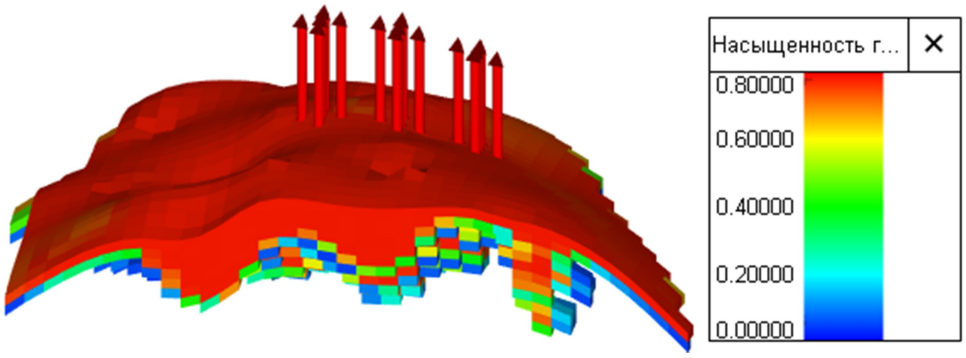


Рисунок 75 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 4

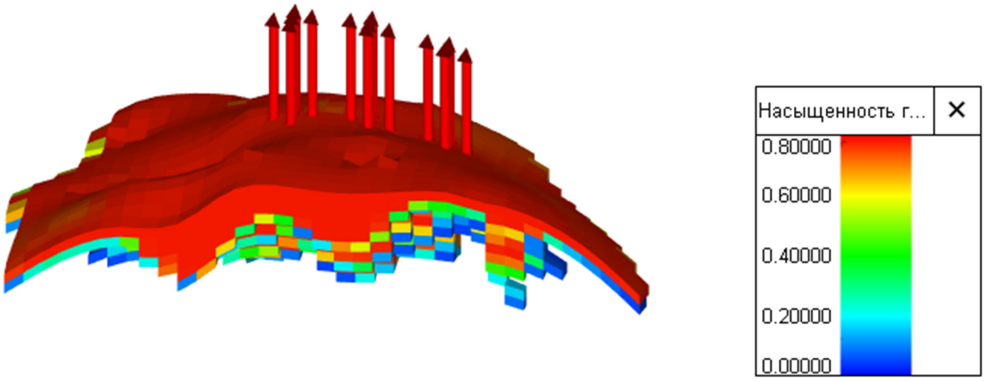


Рисунок 76 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 5

Конфигурация зон с запасами газа разнится сильно. Если в варианте 5 продвижение еще можно объяснить невыработанными запасами, то для варианта 2 уже произошло расформирование запасов газа и формирование относительно тонкой области высокой газонасыщенности в кровле пласта.

Если при закачке газа в водоносный пласт похожая зона связана с растеканием газа в районе контакта пласта с кровлей, то здесь такая структура – это остатки начальных запасов газа.

Сохранение формы ВНК по варианту 5 связано с низким фактическим КИГ, он составляет менее 60 %.

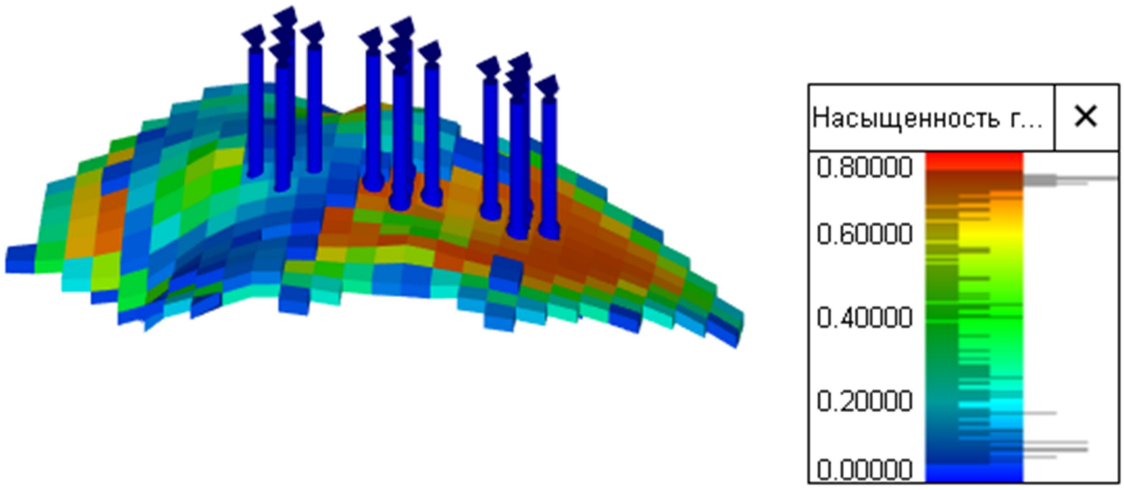


Рисунок 77 – Зона с запасами газа 695 млн ст. м^3, созданная в водонасыщенном пласте

На рисунок 77 представлена газовая шапка, сформированная закачкой газа в водонасыщенный пласт в объемах, равных запасам газа на конец истощения по варианту 2. На рисунок 78 аналогичное представление при сопоставлении с вариантом 5.

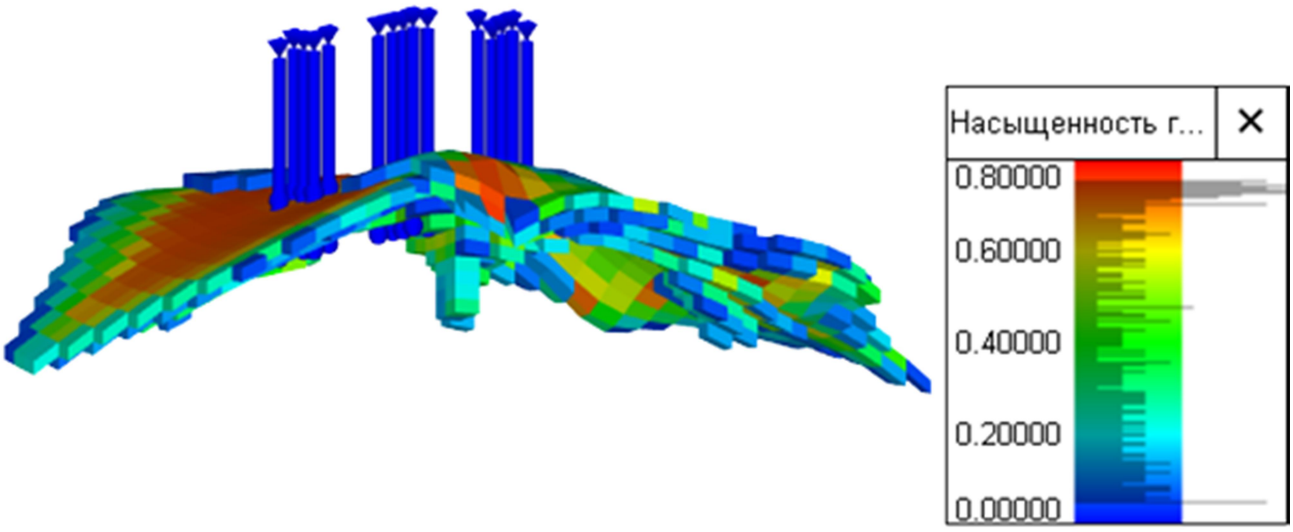


Рисунок 78 – Зона с запасами газа 1622 млн ст. м^3, созданная в водонасыщенном пласте

Если сравнивать сформированные области, видно, что при росте запасов закачиваемого газа компактность запасов уменьшается. Таким образом, вопрос об удержании и контроле формы зоны с запасами газа для хранилищ в истощенных газовых месторождениях не менее актуален, чем для создаваемых в водоносных пластах. Дополнительные технологические сложности могут возникнуть при закачке воды в газонасыщенную часть залежи, так как при создании ПХВ в водоносном пласте закачка проводилась в водоносную часть.

После создания модели истощенного газового месторождения моделировалось создание ПХВ на его основе. Закачка чистого водорода дает оценку сверху на продвижение нагнетаемого газа в пласте. По всем вариантам закачка проводилась по одинаковой схеме и составила 730 млн. ст. м^3. Все нагнетательные скважины были объединены в одну группу. Был задан групповой расход с ограничениями по отдельным скважинам на расход и забойное давление, но на практике ограничения на закачку по отдельным скважинам не достигались. Ограничение на максимальное забойное давление составляло 200 атм., что было меньше, чем аналогичное ограничение в расчетах при создании ПХВ в водоносном пласте.

Если сравнивать варианты 2 и 5, которые отличаются только временем истощения, то, несмотря на разницу в запасах газа, поровые объемы зон, в которых присутствует газ, оказываются близкими. В таблица 22 представлены

показатели разработки по шести вариантам.

Таблица 22 – Параметры вариантов при формировании ПХВ

	Запасы газа в истощенном газовом месторождении	**Доля водорода в газе**	**Поровый объем зоны с наличием газа на конец создания ПХВ**	**Среднее давление**
	млн. ст.м^3	**%**	**млн. м^3**	**Бар**
1	771	48,63	98	84,4
2	695	51,23	85	86,1
3	532	57,84	65	89,4
4	1825	28,57	108	96,0
5	1622	31,03	93	99,7
6	1172	38,38	67	106,6

Давление в еще не разработанной газовой залежи составляло 115 бар. На рисунок 79-82 сопоставлены по вариантам распределение насыщенности газа на момент окончания отбора и закачки водорода для вариантов 2, 4, 5. Как и ранее, распределение свойств построено для зон с насыщенностью газа более 5%. Шкалы газонасыщенности на рисунках одинаковы.

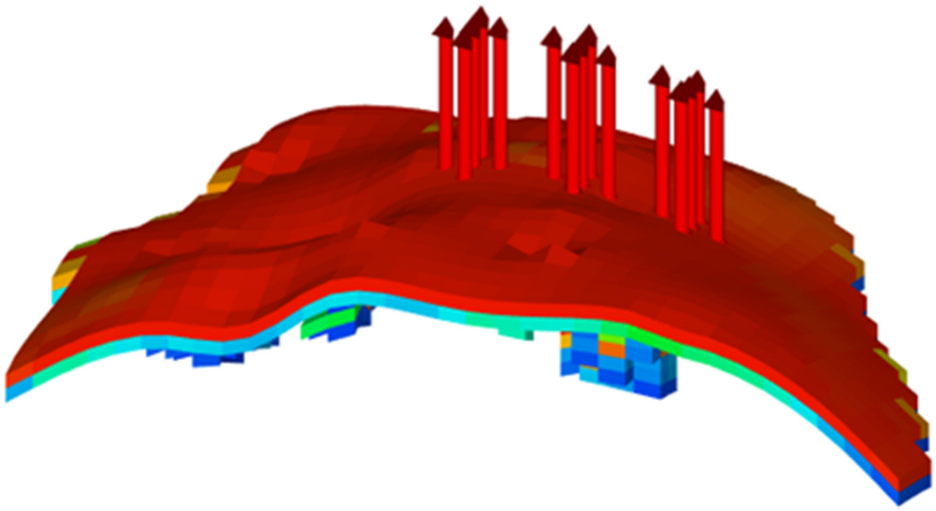


Рисунок 79 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора для варианта 2

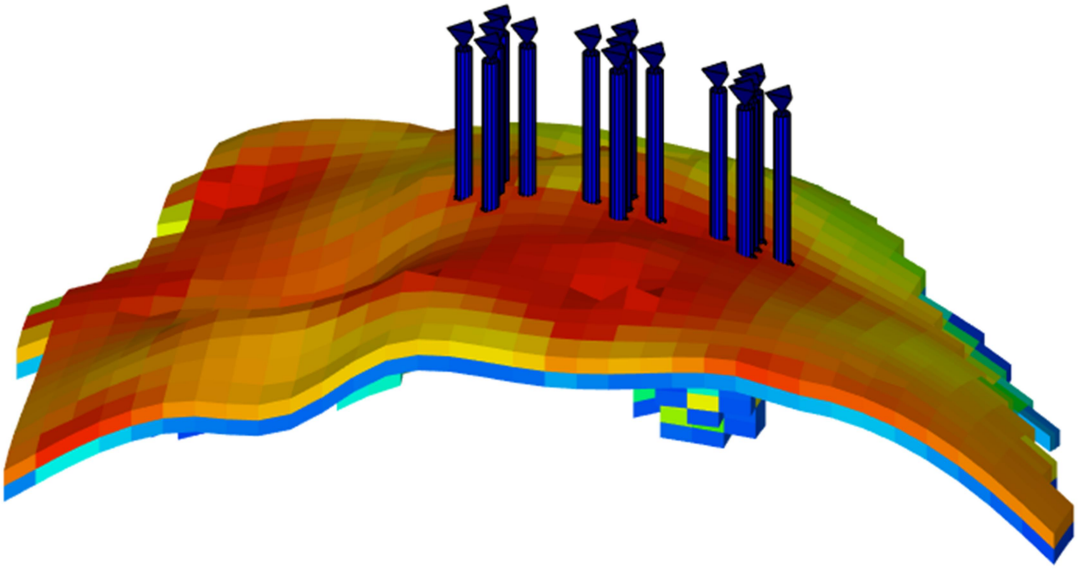
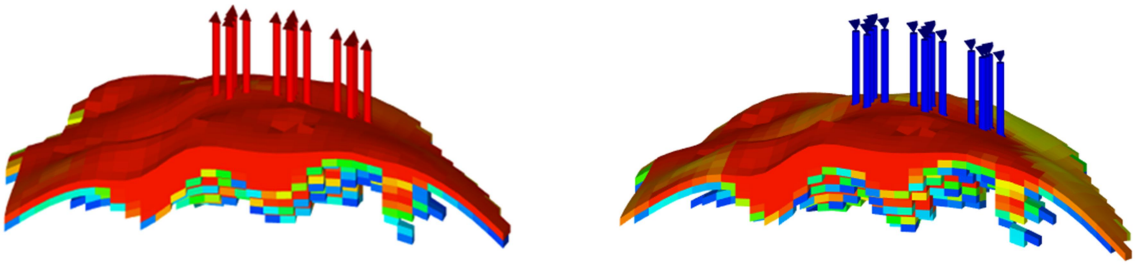
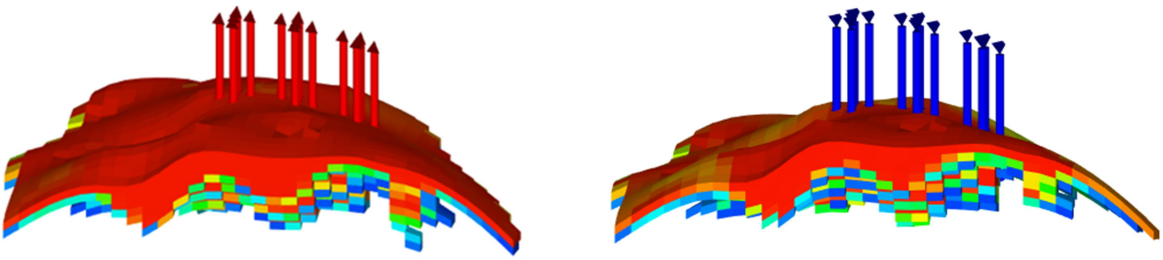


Рисунок 80 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки водорода для варианта 2



а б

Рисунок 81 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора (а) и закачки водорода (б) для варианта 4



а б

Рисунок 82 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора (а) и закачки водорода (б) для варианта 5

Поровые объемы, показанные на рисунках, сопоставлены также в таблица 23.

Таблица 23 – Поровые объемы зон с насыщенностью газом выше 5%

Рисунок	**Поровый объем**	**Рисунок**	**Поровый объем**
	млн. м^3		**млн. м^3**
32	35.2	33	42.3
34А	54.9	34Б	55.6
35А	47.4	35Б	49.9

Как видно из рисунков и таблица 23, в варианте “полного истощения” происходит некоторый рост порового объема с 35,2 млн. м^3 до 42,3. А для вариантов с меньшей степенью выработки запасов роста порового объема практически нет.

Сравнение фронтов при закачке водородно-метановой смеси

В данном разделе сравниваются варианты с закачкой водородно-метановой смеси с концентрацией метана 10 %, 50 %, 100 %. В разделе выше в работе [3] мы показали, что различные концентрации водорода (при постоянном объеме закачки смеси) практически не влияют на объем сформировавшейся залежи, но влияют на пространственное распределение водорода. Представляется, что имеет смысл, в рамках данного исследования, ориентироваться на объемы закачанного водорода, поэтому в вариантах общая закачка составила 730 (вариант 5), 1460 (вариант 7) и 7300 (вариант 8) млн ст. м^3 водородно-метановой смеси, соответственно. Начальные запасы газового месторождения составляли 4323 млн ст. м^3. Таким образом, по третьему варианту мы закачиваем больше, чем были начальные запасы структуры. На практике, это плохое решение, так как приведет к переформированию ловушки и потерям газа из-за его миграции за пределы структуры. С другой стороны, закачка буферного («паразитного») газа требует либо форсированной закачки, либо увеличения времени формирования ПХВ. В случае создания ПХВ в водоносном пласте потребовалась закачка буферной порции метана, чтобы закачка уже водорода происходила в газовую фазу. В данном случае, необходимости в такой процедуре нет. Остатки газа в пласте играют роль буфера.

На рисунок 83 показан разрез с концентрацией водорода для варианта 5. Видно, что водород формирует зону с высокой концентрацией в районе нагнетательных скважин. На рисунок 84 аналогичное распределение показано для

варианта 7. В примыкающей к кровле части в куполе пласта присутствует прослой с низкой проницаемостью. В нем, с одной стороны, происходит слабое замещение метана водородом, с другой – при истощении эти запасы слабо дренируются.

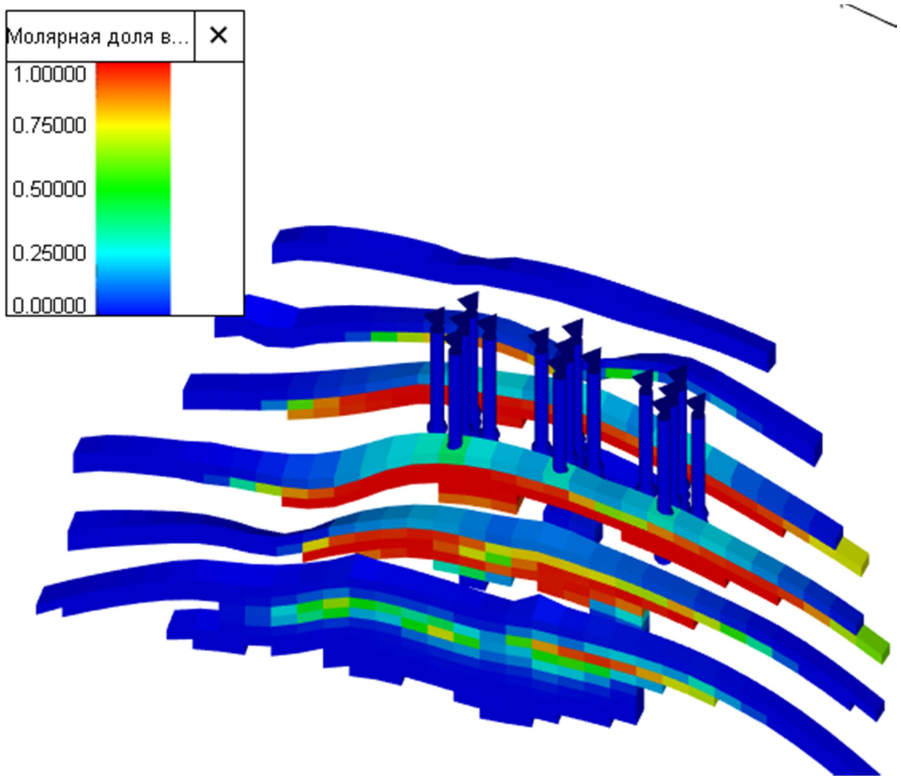


Рисунок 83 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки для варианта 5

В таблица 24 показаны запасы газа в зонах с различной концентрацией водорода на момент окончания закачки, нормированные к общим запасам газа. Вариант 7а будет рассмотрен подробно далее.

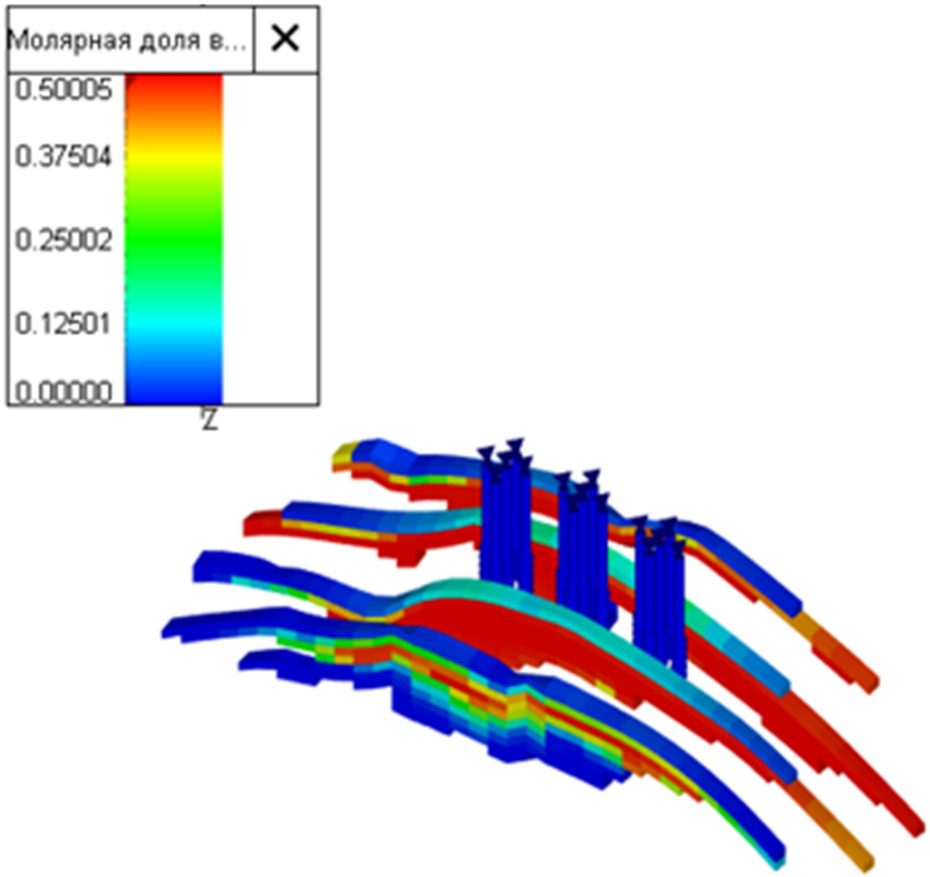


Рисунок 84 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 7 (показана зона с содержанием газа более 5%)

Таблица 24 – Нормированные запасы газа по зонам с разной концентрацией водорода

Концентрация H_2 в газе	**Вариант 5**	**Вариант 7**	**Вариант 8**	**Вариант 7а**
	д. ед.			
>95%	0,161	0,000	0,000	0,000
>90%	0,202	0,000	0,000	0,000
>45%	0,311	0,457	0,0000	0,449
>35%	0,337	0,538	0,0000	0,529
>5%	0,565	0,764	0,902	0,773
>1%	0,68	0,874	0,99	0,87

На рисунок 85 и 86 представлены вид структуры с распределением газонасыщенности (см. рисунок 85) и концентрации водорода в газе (см. рисунок 86) на конец закачки по варианту 8.

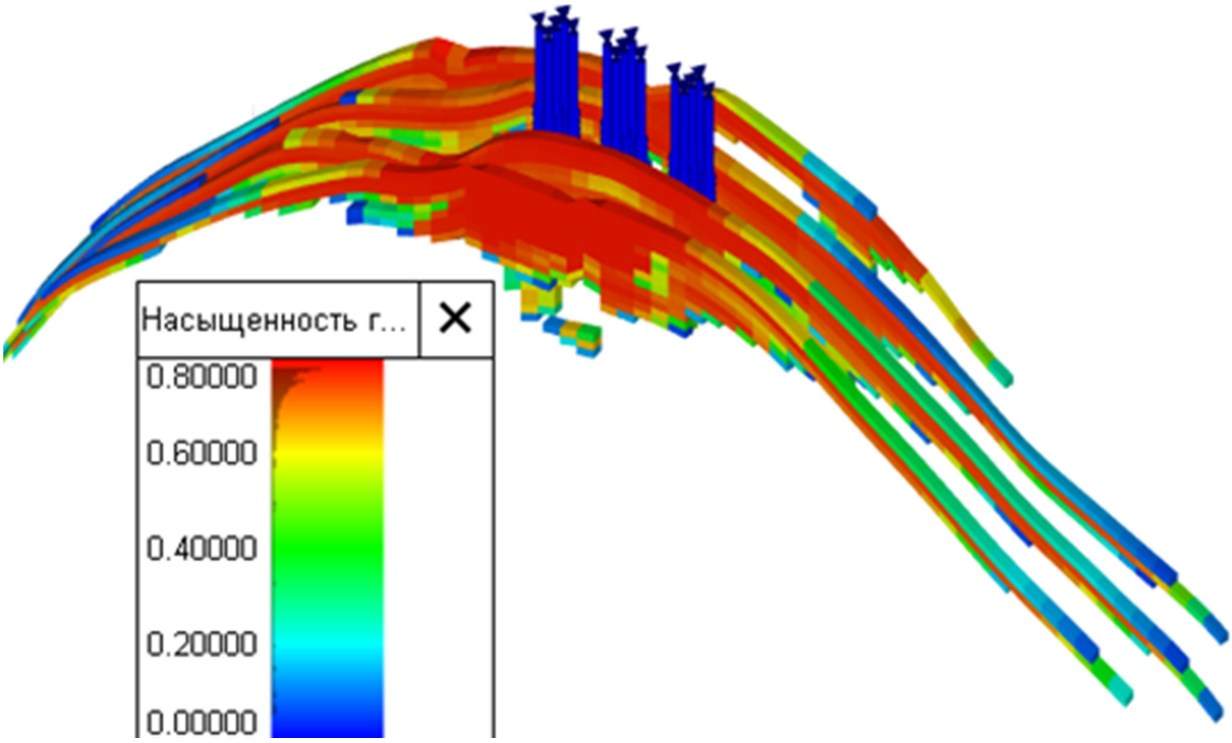


Рисунок 85 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки для варианта 8 (показана зона с содержанием газа более 5%)

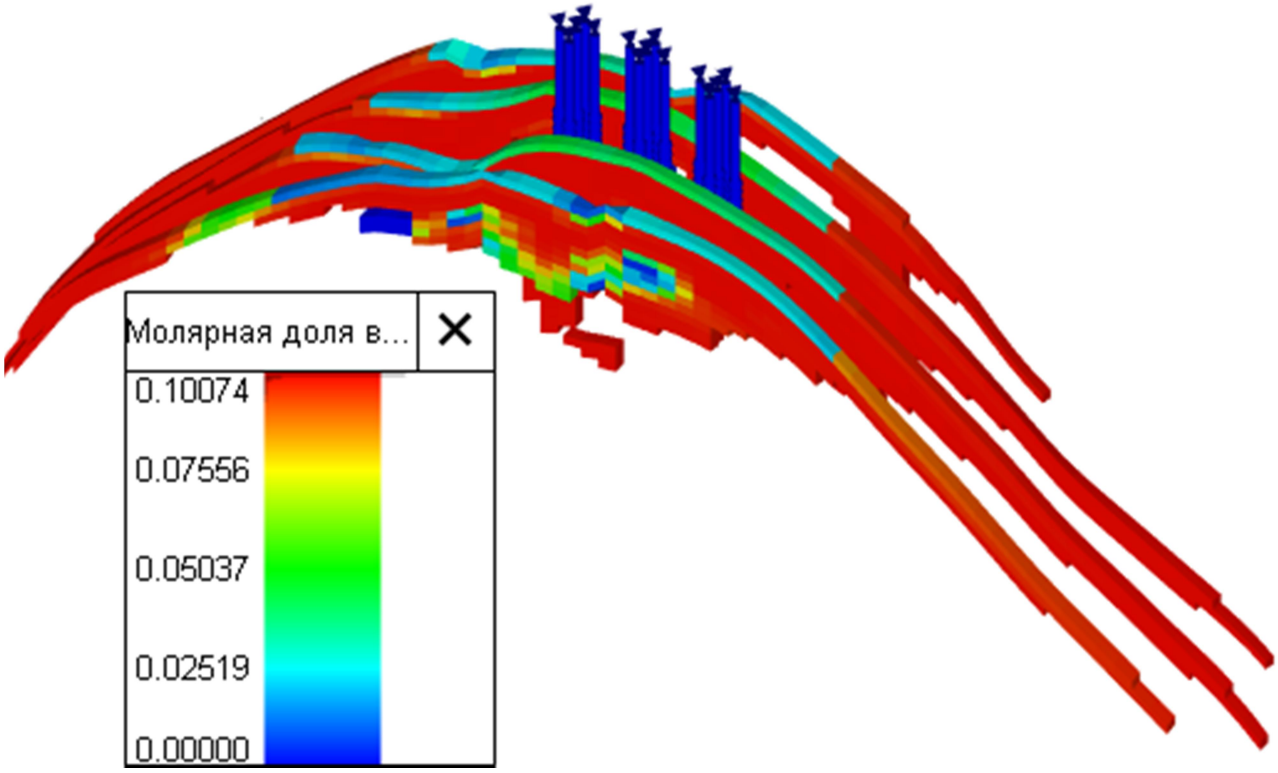


Рисунок 86 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 8 (показана зона с содержанием газа более 5%)

Закачка большего количества газа с низким содержанием водорода имеет следующие негативные последствия. Во-первых, происходит миграция газа из центральной зоны на края, во-вторых, снижается концентрация водорода в центральной части. Это заметно для вариантов с закачкой смеси как с концентрацией 50%, так и с концентрацией 10%. Для варианта 10% это более заметно из-за роста объемов закачки.

Контроль формы хранилища водорода

Из трех рассмотренных ранее вариантов – 5, 7, 8 – мы в дальнейшем рассмотрим модификацию варианта 7 с целью ограничения зоны распространения газа. Вариант 5, с закачкой чистого водорода, создает достаточно компактное хранилище, контроль которого не требуется. Вариант 8, наоборот, требует закачку значительно большего количества буферного газа, это приводит к существенным прорывам газа по кровле, что представляется неоправданным. Автором был рассмотрен целый ряд подвариантов с различным размещением скважин, ограничениями по дебиту нагнетательных скважин и забойному давлению. Варьировался и момент начала закачки. Подробно описать их все нет возможности из-за ограниченного размера статьи.

В показанном варианте нагнетание воды велось с контролем по объему закачки не более 3000 $м^3$/сут. и максимальным забойным давлением в 130 атм. Так как пластовое давление в районе закачки воды снизилось в процессе истощения, то ограничения на максимальное забойное давление нагнетательных скважин оказывается ниже, чем аналогичное давление при создании ПХВ в водоносном пласте.

Если сравнивать технологию закачки в чисто водоносный пласт, то закачка в истощенное газовое месторождение требует меньших усилий для закачки газа и контроля формы газохранилища.

Анализ различных подвариантов показывает, что закачку воды надо начинать сразу при начале формирования ПХВ, иначе более подвижный газ успеет продвинуться за ряд нагнетательных скважин до момента формирования барьера давления. Такой же результат мы видели при моделировании закачки в

водоносный пласт в разделе выше. Также необходимо достаточно активно закачивать воду, малые объемы её закачки не дают эффекта.

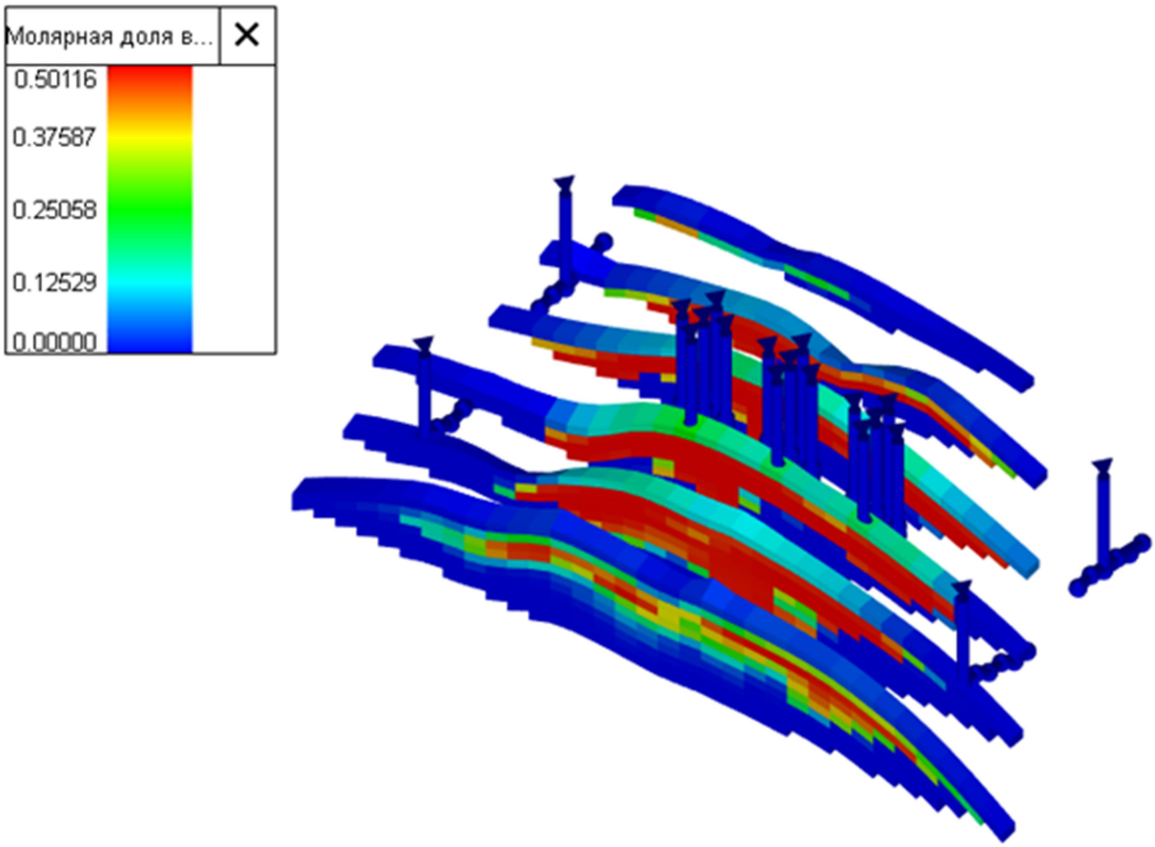
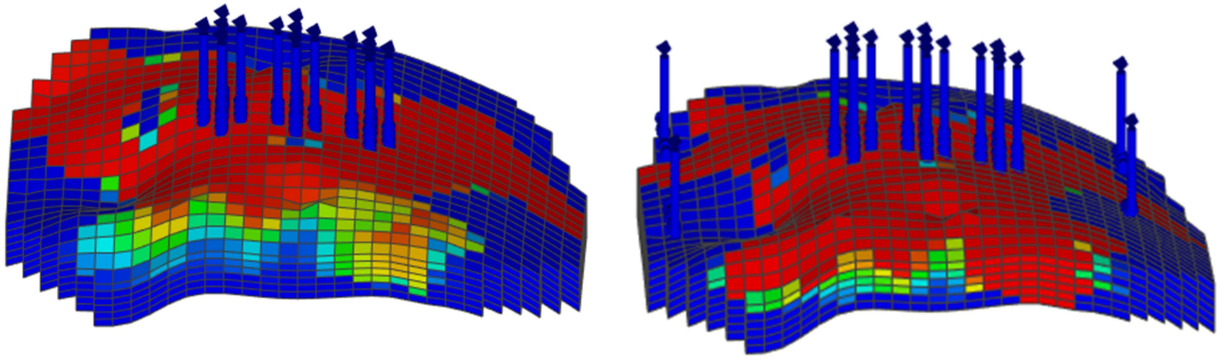


Рисунок 87 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 7а (показана зона с содержанием газа больше 5%)



а б

Рисунок 88 – Распределение концентрации водорода в центральной части для вариантов 7 (а) и 7а (б)

Из рисунков видно, что удается частично задержать продвижение оторочки водорода. Но в целом эффективность ограничения продвижения газа оказывается

меньше, чем для водоносного пласта. Так, поровый объем, в котором есть газ, снижается со 105,8 млн $м^3$ до 101,19 млн $м^3$.

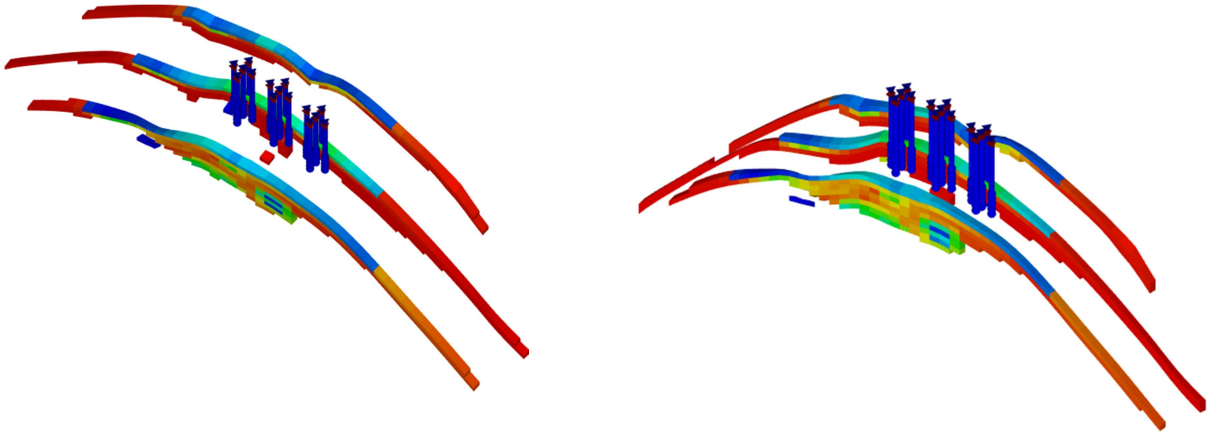
На рисунок 87, как и ранее, зона построена по объему пласта с насыщенностью газом более 5%. Как видно, такая зона не достигает водонагнетательных скважин. То есть можно говорить, что барьер давления, в целом, останавливает продвижение газа. На рисунок 88 сопоставлена концентрация водорода в газе на один и тот же момент времени в одинаковой по геометрии центральной части для вариантов 7 и 7а.

Отбор водорода из подземного хранилища

На данном этапе рассмотрен следующий сценарий: простой хранилища и последующий отбор газовой смеси. Отбор ведется с контролем забойного давления на добывающих скважинах.

Для варианта 5 Рисунок 89 содержит представление распределение водорода в газе по зоне с газонасыщенностью выше 5% для двух моментов в процессе отбора газа из ПХВ. Рисунок 89А представляет собой оценку состояния при частичном отборе запасов водорода. Рисунок 89В представляет оценку не очень реалистичного сценария с длительным отбором газа из ПХВ с целью максимального обратного извлечения водорода. Видно, что даже для компактного варианта хранения водорода в процессе его хранения наблюдается его миграция по кровле. В результате при обратной добыче периферийные зоны не охватываются. Накопленная добыча газа в момент, показанный на рисунок 89А, в 2,37 раза меньше, чем на 89В, а накопленная добыча водорода соотносится как 2,23:1. То есть со временем эффективность добычи водорода падает.

Тем самым даже для компактного варианта с закачкой чистого водорода при хранении не удается в полной мере избежать проблем с расформированием залежи.

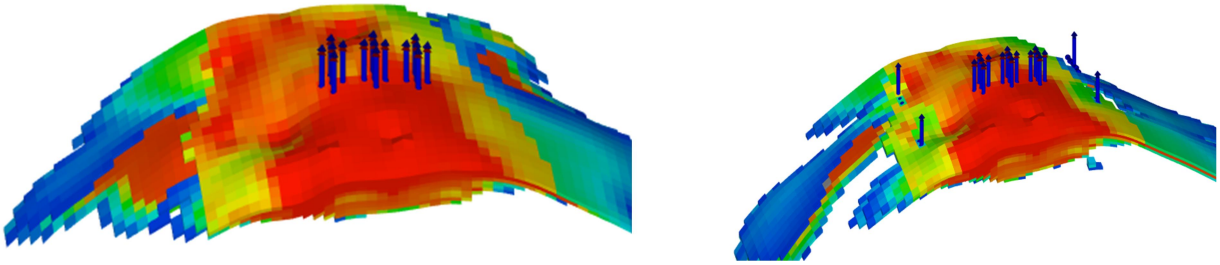


A **B**

Рисунок 89 – Распределение концентрации водорода на два момента времени в процессе отбора запасов водорода для варианта 5

Влияние водонагнетательных скважин на формирование оторочки водорода

Вернемся к вариантам 7 и 7а и посмотрим, как происходит переформирование запасов водорода в присутствии и отсутствии водонагнетательных скважин. В процессе простоя месторождения происходит частичное расслоение газовой смеси, и в центральной части газового пузыря содержание водорода в газе может превышать 50%, достигая значения 70%. В той же части газа, которая прорывается на крылья структуры из-за малых газонасыщенных толщин, такой эффект слабо выражен, по крайней мере, на рассчитанных сроках простоя скважины.



а б

Рисунок 90 – Распределение газонасыщенностей в процессе отбора запасов водорода для вариантов 7 (а) и 7а (б)

Рисунок 90 показывает распределение газонасыщенности на конец отбора водорода для вариантов 7 и 7а. Если оценивать запасы газы в центральной части, то по варианту 7а они составляют 116% от запасов по варианту 7. Накопленная

добыча водорода по варианту 7а составляет 126% от накопленной добычи по варианту 7. Таким образом, организация барьерного заводнения позволяет оставить в зоне досягаемости больше газа и добыть обратно больше водорода в разумные сроки. Если сравнивать варианты 5 и 7а (объем захоронения водорода в ПХВ в них одинаков), то при обратной добыче накопленная добыча по варианту 7а составляет 91% от накопленной добычи по варианту 5.

Оценка диффузионных потерь

Основные потери газа в ПХГ связаны со следующими факторами: утечками за замок ловушки, негерметичностью скважин и локальными нарушениями покрышки (трещины природного и техногенного характера).

Мы предполагаем, что локальных нарушений покрышки не происходит, но в любом случае может быть перенос газа за счет диффузии. Цель данного раздела – оценить потенциальные потери, связанные с данным механизмом.

При создании ПХВ диффузия водорода может происходить как в газовой, так и в жидкой среде.

Для диффузии водорода в газовой среде согласно работам [102, 121, 125] от $0{,}22 \cdot 10^{-4}$ до $0{,}2298 \cdot 10^{-4}$ $м^2/с$.

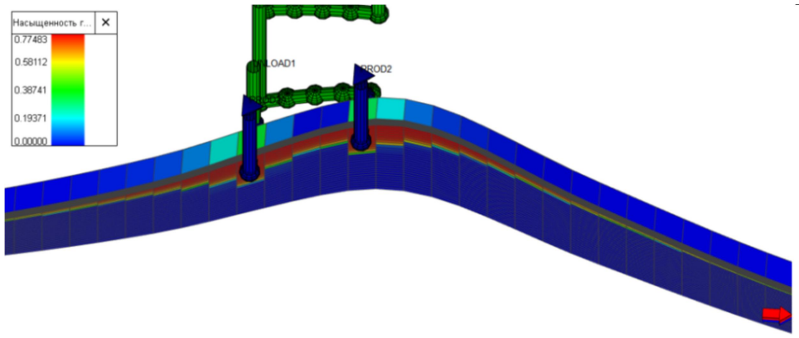
Также существует зависимость коэффициента диффузии водорода от его концентрации в смеси с азотом. При 100 % содержании азота коэффициент составил $0{,}3 \cdot 10^{-4}$ [102].

Но из теории диффузии следует, что коэффициент диффузии в жидкой среде окажется ниже, чем при контакте с газом [12]. Экспериментальным подтверждением теории можно рассматривать работу [109] по определению коэффициентов диффузии газов в трансформаторном масле при давлении в одну атмосферу и температуре 20°С. Коэффициент диффузии водорода в этом случае составил от $1{,}0 \cdot 10^{-9}$ до $7{,}0 \cdot 10^{-9}$ ($м^2/с$). Таким образом, в рамках модели учитывалась только диффузия водорода в газовой среде. В работе [4] приведены

[4] Dai, Jiacheng and Wang, Tianyu and Zhang, Ye and Zhang, ZhiPing and Zeng, ChunLin and Tian, Kangjian and Li, Jingbin and Tian, ShouCeng and Li, Gensheng, Enhancing Shale Oil Recovery with Water-Alternating-Co2 Injection Through Radial Borehole Fracturing. Available at SSRN: https://ssrn.com/abstract=4869247 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4869247

коэффициенты диффузии для CO_2, N_2 и группы от C_1 до C_{11} в жидкой фазе (газовая фаза в рассматриваемых в статье условиях отсутствует). Они меняются от $2.91e^{-10}$ до $3.6e^{-11}$ ($м^2/с$) то есть на порядок или два меньше чем у водорода в работе [109].

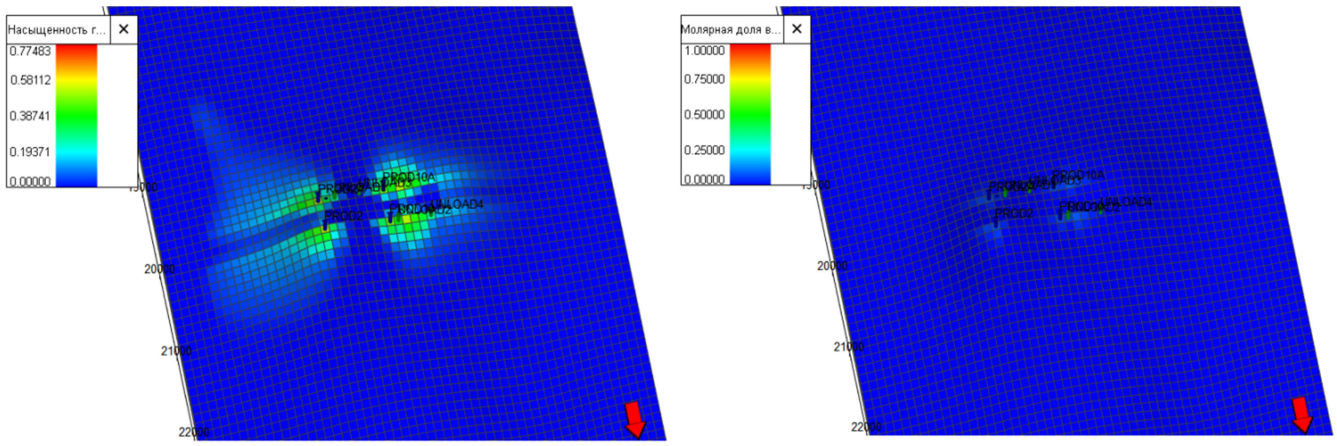
Над продуктивным пластом выделялись две зоны. Непосредственно с кровлей продуктивного пласта контактировала “Зона перемычки” с проницаемостью по газу от 0,001 мД до нуля (см. таблица 26). Над ней находилась “зона над перемычкой”, она контактировала только с перемычкой и не контактировала с основным пластом. Целью ее создания было оценить объем водорода, который поступил в толщу пород над месторождением, пройдя перемычку. Когда похожий процесс происходит на газовых месторождениях (как правило, за счет нарушения герметичности покрышки) говорят о формировании техногенных залежей. (см. рисунок 91)



Зона 4	Зона 5
Запасы газа (тыс. $м^3$)	
28.67	12.9
Молярная доля H_2 в газе	
0.0055	0.027
Плотность H_2 в зоне ($кг\text{-}моль/м^3$)	
103	9.85
Всего газа в модели (тыс. $м^3$)	
8945	

Рисунок 91 – Распределение концентрации газа при его закачке в модель с перемычкой проницаемостью 0.001 мД без диффузии

На рисунок 92 приводятся насыщенность и мольная доля водорода в газе только в верхнем пропластке вышележащего пласта-коллектора над ПХВ на конец моделирования.



а б

Рисунок 92 – Распределение насыщенности газом (а) и доли H_2 в газе (б) по кровле верхнего пропластка в модели с перемычкой проницаемостью 0,001 мД без диффузии

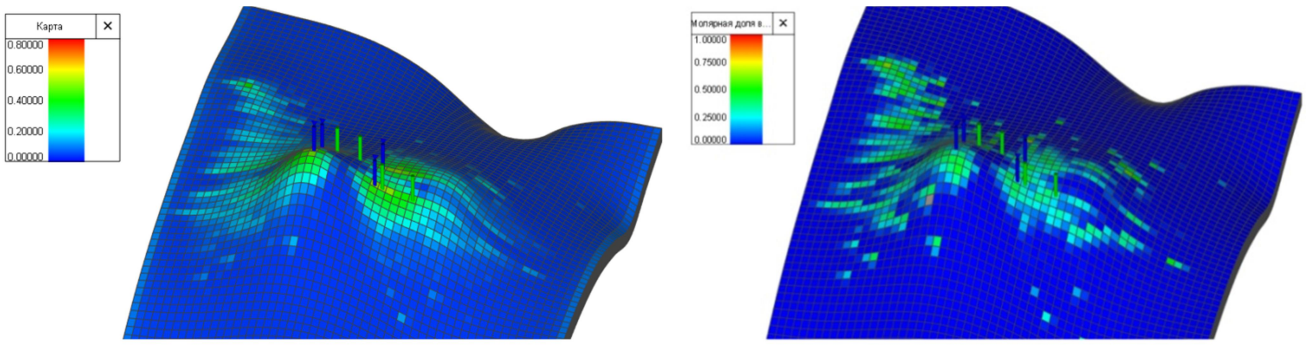
Для получения оценок сверху утечек водорода через покрышку был рассмотрен вариант создания ПХВ без контурных водонагнетательных скважин. В нем наблюдалась самая большая площадь контакта газового пузыря и покрышки. А значит, потенциально имели место максимальные утечки водорода через кровлю. На рисунок 91 показаны результаты расчетов по варианту с закачкой газа в пласт (без опции диффузии) при ненулевой проницаемости перемычки (0.001 мД) по газу.

На рисунок 92 приводятся карты, построенные для варианта без учета диффузии водорода в газовой фазе, а на рисунок 93 – с учетом.

В таблице 25 приведено сопоставление размеров утечек водорода для ряда вариантов.

Таблица 25 – Запасы в регионах 4 и 5 на конец моделирования

Вариант	**Проницаемость перемычки (мД)**	**Учет диффузии**	**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



а б

Рисунок 93 – Распределение насыщенности газом (а) и мольной доли H_2 (б) в газе по кровле верхнего пропластка в модели с проницаемостью перемычки 0.001 мД при наличии диффузии

Принятую модельную проницаемость перемычки, даже в 0.001 мД для газа, нельзя считать слишком малой. Поэтому автором были подготовлены и рассчитаны варианты с проницаемостью перемычки в 0.000001 (одну миллионную долю мД), а также с тождественным нулем. В последнем случае перенос водорода через перемычку возможен только за счет его диффузии. Когда концентрация водорода в перемычке стремится выровняться с концентрацией под ней, поскольку именно разница концентраций и является движущей силой для процесса молекулярной диффузии.

Если газ успевает за время моделирования преодолеть перемычку, то он формирует газовый пузырь над ней. Однако, при проницаемости перемычки в 10^{-6} или 0 мД (варианты 3 и 4 в таблица 25 соответственно), газ за время моделирования не успевает пройти через перемычку.

Таким образом, потери водорода только за счет диффузии и дисперсии при совместной закачке водорода с метаном незначительны. До некоторой степени, ими можно пренебречь. Наибольшие потери водорода связаны с его конвективным переносом через покрышку и растеканием по площади. И тут наибольшую угрозу компактному совместному захоронению водорода с метаном представляет создание техногенных трещин при периодической эксплуатации ПХВ, сопровождаемое созданием во времени разнонаправленных эффективных напряжений в пласте. Но обоснованная выше система разнообразных, имеющих

различные цели скважин, способна удерживать смесь водорода и метана в пласте, способствуя наиболее полному его извлечению в период отбора из ПХВ.

Таким образом, в разделе показано, что многофункциональная технология, созданная для целей разработки месторождений газа с нефтяной оторочкой может быть адоптирована для целей создания ПХВ с контролируемым объемом. Новая технология позволяет с одной стороны обеспечить хранилище газа с заданным объемом в водоносных пластах или истощенных газовых залежах, с другой стороны предотвращает растекание создаваемого газового пузыря (особенно при закачке газовой смеси в водоносных горизонт). Это позитивно сказывается на возможности обратного отбора водорода из ПХВ по мере необходимости.

Выводы из раздела

Основой для создания технологии ПХВ послужила ранее созданная многофункциональная технология создания ПХГ в водоносном пласте [72].

Для эффективного создание ПХВ в истощенном газовом месторождении необходимо принятие определенных технических решений еще на этапе добычи углеводородного газа (истощения месторождения). Так, например, замена НКТ на 60 мм создаёт в дальнейшем технологические риски, так как переход на закачку требует многократного повышения приемистости используемых скважин по сравнению с их дебитами при добыче газа на завершающей стадии разработки истощённого месторождения.

При организации закачки рекомендуется использовать смеси с большим процентным содержанием водорода, так как в противном случае для закачки значимых объемов водорода может приводить к его миграции из ловушки и снижению концентрации водорода в районе скважин, что осложняет его дальнейшую обратную добычу.

Если закачка смесей с высокой концентрацией водорода невозможна, необходимо создание постоянно действующей системы поддержания формы ПХВ за счет закачки воды.

В процессе хранения водорода в ПХВ наблюдается его миграция и

расформировывание ловушки, даже при создании компактных структур с высоким содержанием водорода в закачиваемом газе. Поэтому контроль формы хранилища за счет закачки воды необходим и в этом случае.

Если сравнивать технологию закачки в чисто водоносный пласт, то закачка в истощенное газовое месторождение требует меньших усилий для закачки газа и контроля формы газохранилища, но само хранилище оказывается большего размера и менее эффективно позволяет отбирать газ обратно.

5.4. Разработка приближенного подхода к 3D геолого-технологическому моделированию ПХВ с метаном с учетом деятельности бактерий

В предыдущем разделе мы остановились на гидродинамических особенностях, связанных с хранением газов в подземном хранилище. Эти особенности во многом схожи для хранилищ, как метана, так и смесей метана с водородом.

Но есть ряд вопросов, которые являются особенными для ПХВ. Одним из таких вопросов является взаимодействие бактерий с водородом.

Данный материал вошел в диссертацию, как развитие темы эксплуатации ПХВ. Но полученные результаты требует дальнейшего осмысления и поэтому в защищаемые положения не включены. В некотором смысле, это задел для дальнейшего развитие тематики.

Идея раздела состоит в построении такой модели влияния бактерий на запасы водорода в пласте, которая позволит оценить эффекты влияния при выполнении гидродинамических расчетов на секторных моделях с использованием инструментов, доступных в коммерческих симуляторах.

В ряде работ были произведены попытки оценить возможные реакции с участием бактерий в пласте [154, 168]. На качественном уровне, можно указать достаточно много возможных реакций. Их количество измеряется десятками.

При этом, даже при отсутствии углеводородов, только пластовые воды могут быть источником бактерий в достаточной мере для протекания разнообразных реакций [167].

В работе [154] для некоторых бактерий есть оценки преобразования водорода в питательной среде и в пористой среде. Разница в скоростях может достигать трех порядков. Скорости в породе меньше, чем в питательной среде.

В ряде работ, например [134], предприняты попытки рассмотреть объем потерь водорода в хранилище как функцию времени. Но такие аналитические решения не учитывают сложного строения объекта и динамику формирования запасов водорода.

Эффективным способом решения проблемы является выбор объектов с

высокой температурой пласта. Так, по данным работы [154], при температуре выше 122ºС бактерии в пласте гибнут. Но из 42 объектов-кандидатов для организации подземного хранилища водорода по этому критерию прошли только пять. А при более низких температурах, например в работе [148], исследована скорость потребления водорода при 80ºС, процесс потребления водорода может продолжаться десятки лет. В работе [108] бактерии были зафиксированы в пласте при температуре 97ºС.

Второй существенной проблемой, при прямом моделировании каждой группы бактерий, является необходимость наличия данных о количественном составе минералов в породах, так как часть бактерий потребляет отдельные компоненты минералов. Оценить и количество, распространённость по коллектору, и доступность для бактериальных культур достаточно сложно из-за отсутствия данных.

Микробные популяции в пористых средах могут жить в различных структурах. В пористой среде, насыщенной газом и водой, возможны три различные структуры [133, 150]:

- *Взвесь в воде:* Микроорганизмы свободно живут в водной фазе. В этой структуре микроорганизмы переносятся потоком воды.
- *Твердо-жидкая биопленка:* Микроорганизмы живут в биопленке, прикрепленной к стенкам пор пористой среды.
- *Газожидкостная (нейстоновская) биопленка*. Микроорганизмы живут в биопленке в непосредственной близости от границы раздела газ-вода (на уровне пор). В этой структуре микроорганизмы перемещаются вместе с движением граница раздела газ-вода.

Оценка влияния бактерий на процессы в ПХВ на основе секторного моделирования

В первую очередь предпринята попытка выполнить моделирование на секторной модели силами гидродинамического симулятора. Принятые упрощения и выбранный инструментарий связан именно с этим обстоятельством.

Общее уравнение образования нерастворимых сульфидов металлов в результате сульфатредукции имеет следующий вид [136]:

$$2CH_2O + SO_4^{2-} + 2H^+ = H_2S + CO_2 + 2H_2O \quad (22)$$

$$Me^{2+} + HS^- \leftrightarrow MeS + H^+ \quad (23)$$

$$2Me^{2+} + HS^- \leftrightarrow Me_2S + H^+ \quad (24)$$

где (22) – сульфатредукция, (23, 24) – образование нерастворимых сульфидов металлов в ходе сульфатредукции, CH_2O – органический субстрат.

В данной модели дается несколько упрощений, во-первых, рассматривается всего одна обобщённая компонента, представляющая культуру бактерий. Разбивки на типы структур в коллекторе и отслеживания биологических особенностей культур нет. Во-вторых, для описания эволюции бактерий используется "химические" уравнения в широком смысле. В данном случае законы сохранения массы и энергии на выполняются.

В-третьих, рассматривается случай коллектора, в котором может протекать только реакция (22).

Поскольку непосредственное моделирования бактериальных процессов в гидродинамических симуляторах на данный момент не реализовано, оно приближенно осуществлялось путем задания пары следующих химических реакций (с учетом упрощений о которых говорилось выше):

$$5H_2 + SO_4^{2-} + \text{Бакт} = H_2S + 4H_2O + A \times \text{Бакт}, \quad (25)$$

$$SO_4^{2-} + \text{Бакт} = SO_4^{2-} + B \times \text{Бакт}, \quad (26)$$

где (25) описывает сульфатредукцию с ростом популяции бактерий (белковой массы) в условиях наличия "питательной среды" (водорода), а (26) – естественное сокращение популяции за счет гибели бактерий.

Реакции (25) и (26) протекают только при наличии компонента «Бакт» в сеточной ячейке. Таким образом «Бакт» выступает в роли субстрата, который фигурирует в (24). Концентрация компонента «Бакт» во времени (при наличии достаточных ресурсов (H_2, SO_4^2) может изменяться. Этот процесс регулируют "Стехиометрические" коэффициенты A и B. Для целей тестирования подхода они задавались в базовом варианте равными A=1.1, B=0.85.

В практических расчетах они могут определяться путем настройки на экспериментальные микробиологические данные.

H_2, H_2S и H_2O являются стандартными химическими компонентами, содержание которых в газовой и водной фазах рассчитывается встроенными методами симулятора из условий фазового равновесия "газ–вода". Псевдокомпонент SO_4^{2-} предполагается содержащимся только в водной фазе.

С одной стороны, псевдокомпонент «Бакт» должен быть отнесен к водной фазе. С другой стороны "реакция гибели" (26) приводит к уменьшению «Бакт» в пластовой воде даже при отсутствии водорода. Даже небольшая скорость снижения популяции на геологических временах полностью устранит бактерии в пласте.

Поэтому следует трактовать псевдокомпонентом «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. Таким образом, псевдокомпонент «Бакт» содержится в газовой фазе и поступает в пласт с закачиваемым водородом.

Первая работа по данной тематике опубликована авторами в 2022 г. на русском языке (Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеева 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), на английском часть результатов опубликованы в 2023 г. (Абукова Л.А., Назина Т.Н., Попов С.Н., Аникеев 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.).

Примерно в это же другой коллектив авторов использовал сходный подход для моделирования процессов взаимодействий бактерий в коллекторе[5]. На авторы данной работы ограничились сравнение моделей для одной сеточной ячейки в пакете химического моделирования PHREEQC и пакете гидродинамического моделирования GEM. Полноценного моделирования гидродинамики нет. Возможно авторы знакомы с нашими работами, так как в своих более поздних статьях они ссылаются на нашу публикацию по оценке диффузионных потерь водорода.

Серьезным недостатком такого подхода является проблема возможного переноса в пласте повышенных концентраций компонента «Бакт», сгенерированных "реакцией" (25), с газовой, а не с водной фазой. Однако, как показывают выполненные тестовые расчеты, подобных эффектов пока не наблюдалось. По-видимому, это связано с ограниченными возможностями роста популяции в условиях доступных ресурсов. Тем не менее данный вопрос требует отдельного исследования для оценки границ практической применимости такого подхода.

В представленных далее расчетных примерах концентрация псевдокомпонента «Бакт» в закачиваемом газе принималась на условном уровне 1%. При этом она практически не оказывает влияние на свойства газовой фазы, и численное значение процентной концентрации «Бакт» в дальнейшем можно трактовать как текущую локальную интенсивность сульфатредукции, нормированную на ее величину для начальных условий пласта при исходной закачиваемой концентрации водорода.

Описанный подход был реализован в гидродинамическом симуляторе RFD tNavigator с использованием стандартной опции учета химических реакций - REACTION. Данная опция позволяет учитывать кинетику реакций с заданием

[5] Elgendy, Ahmed M.S., Pizzolato, Alberto, Maniglio, Marco, Geloni, Claudio, Panfili, Paola, and Caterina Topini. "Reactive Transport Modelling of H_2 Storage in Depleted Gas Fields: An Approach to Implement Biogeochemical Reactions in a Compositional Reservoir Simulator." Paper presented at the SPE EuropEC - Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Vienna, Austria, June 2023. doi: https://doi.org/10.2118/214434-MS

относительного параметра скорости реакции. В данном случае скорость реакции соответствует темпу протекания процесса сульфатредукции. Для оценки чувствительности модели к скорости реакции были рассмотрены варианты с изменением относительного параметра скорости реакции от 1 до 300 (безразмерный множитель). Из теории ремасштабирования (upscaling) известно, что кинетические параметры при моделировании химических реакций на мелком и крупном масштабе должны быть различными, и следует прилагать определенные усилия, чтобы перенести параметры химических реакций с мелкого масштаба на крупный для использования в 3D гидродинамической модели. Без решения соответствующей задачи ремасштабирования, даже при наличии данных о кинетике на мелком масштабе, необходима прямая оценка чувствительности, что в данном случае делается посредством данного безразмерного параметра симулятора tNavigator.

Секторная 3D модель хранилища и технологические особенности сценариев создания ПХВ с метаном соответствуют рассмотренным ранее. Использован один из сценариев формирования хранилища без барьерного заводнения. Накопленная закачка газа в хранилище во всех вариантах одинакова и составляет 363,14 млн. ст. $м^3$ ($м^3$ в стандартных условиях) за 1,5 года. Она включает первичную закачку 181 млн. ст. $м^3$ метана с последующей закачкой газовой смеси CH_4+H_2 с молярной концентрацией водорода 10%. Накопленная закачка водорода составляет 17,11 млн. ст. $м^3$.

В таблица 26 представлены оценки запасов газа в пласте на конец формирования хранилища (1,5 года) для сопоставляемых вариантов с разными значениями параметра скорости реакции. Мы используем разбивку модели по регионам для оценки доступности запасов газа для обратного извлечения из хранилища. Основные доступные для обратного извлечения запасы водорода находятся в зонах 2 и 3.

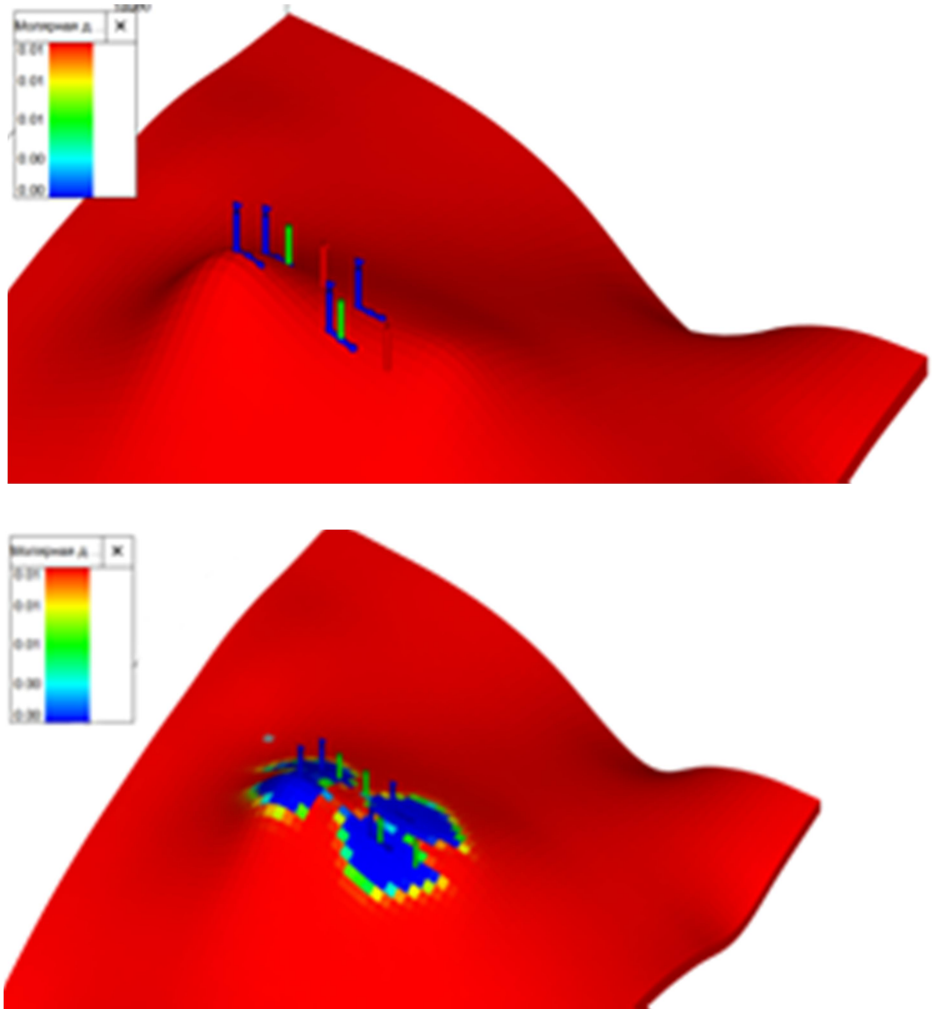
Таблица 26 – Запасы газа в пласте для различных вариантов на конец формирования ПХВ

Показатель	**Ед. изм.**	**Относительная скорость реакции**				
		1	**10**	**50**	**100**	**300**
Общие запасы газа в пласте	**млн. ст. м^3**	353,353	353,078	353,150	353,192	353,237
Запасы газа в регионах 2+3	**млн. ст. м^3**	151,161	151,223	151,323	151,225	151,195
Общие запасы водорода в пласте	**млн. ст. м^3**	5,44	5,13	5,20	5,23	5,27

При значении параметра скорости реакции, равном 1, небольшое количество водорода добывается этими скважинами. При значении 10 и выше добычи водорода не происходит. Но во всех вариантах значительное (около 2/3 от объема закачки) количество водорода успевает претерпеть сульфатредукцию. Как видно из таблица 27, запасы газа в ПХВ не зависят от скорости реакций сульфатредукции.

На рисунок 94 представлены 3D карты концентрации псевдокомпонента SO_4^{2-} в водной фазе до начала закачки и на конец формирования хранилища для одного из вариантов по относительной скорости химической реакции.

На рисунок 95 представлена 3D-карта молярной плотности SO_4^{2-}. на момент окончания формирования ПХВ. 3D-карта насыщенности газом представлена на рисунок 96. Для того же момента времени.



а

б

Рисунок 94 – Карта молярной концентрации компонента SO_4^{2-} в воде до начала закачки (а) и после окончания формирования ПХВ (б)

Видно, что в районе газонагнетательных скважин и локальных структурных поднятий, где в процессе закачки формируются наибольшие концентрации водорода, сульфат-анионы практически полностью расходуются на сульфатредукцию. Это происходит, в том числе, за счет предварительного оттеснения воды газом со снижением доступного количества $\mathbf{SO_4^{2-}}$ в объеме пласта, куда поступает закачиваемый с водородом газ.

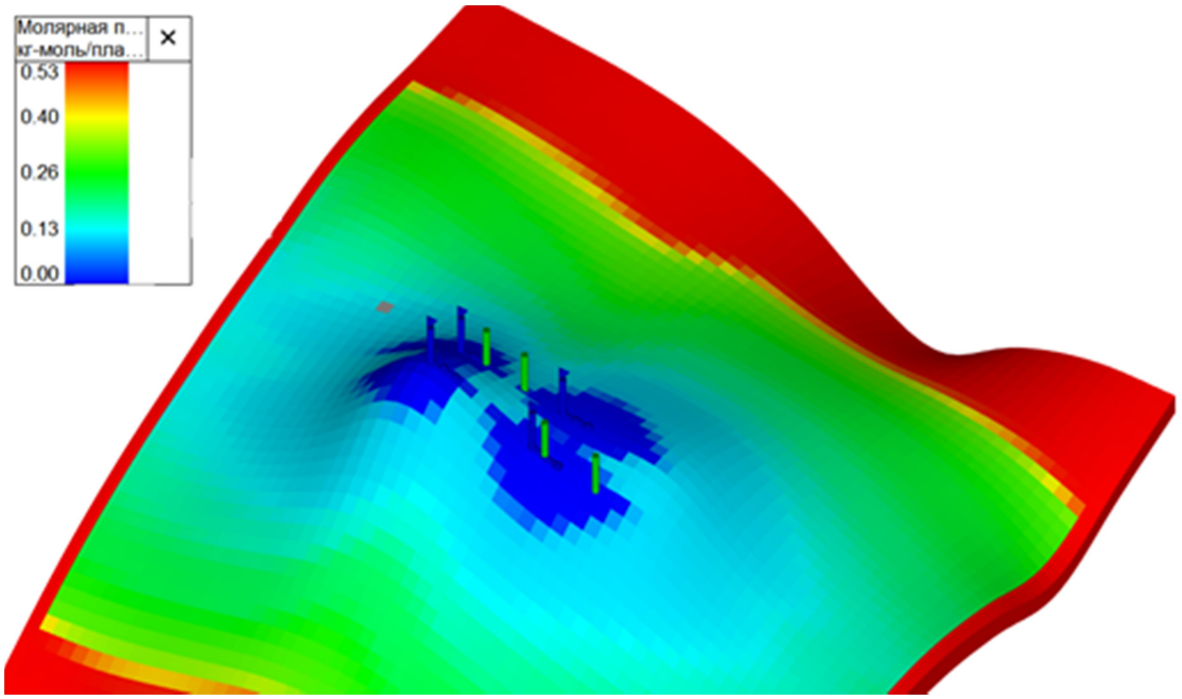


Рисунок 95 – Карта молярной плотности компонента SO_4^{2-} на момент окончания формирования ПХВ

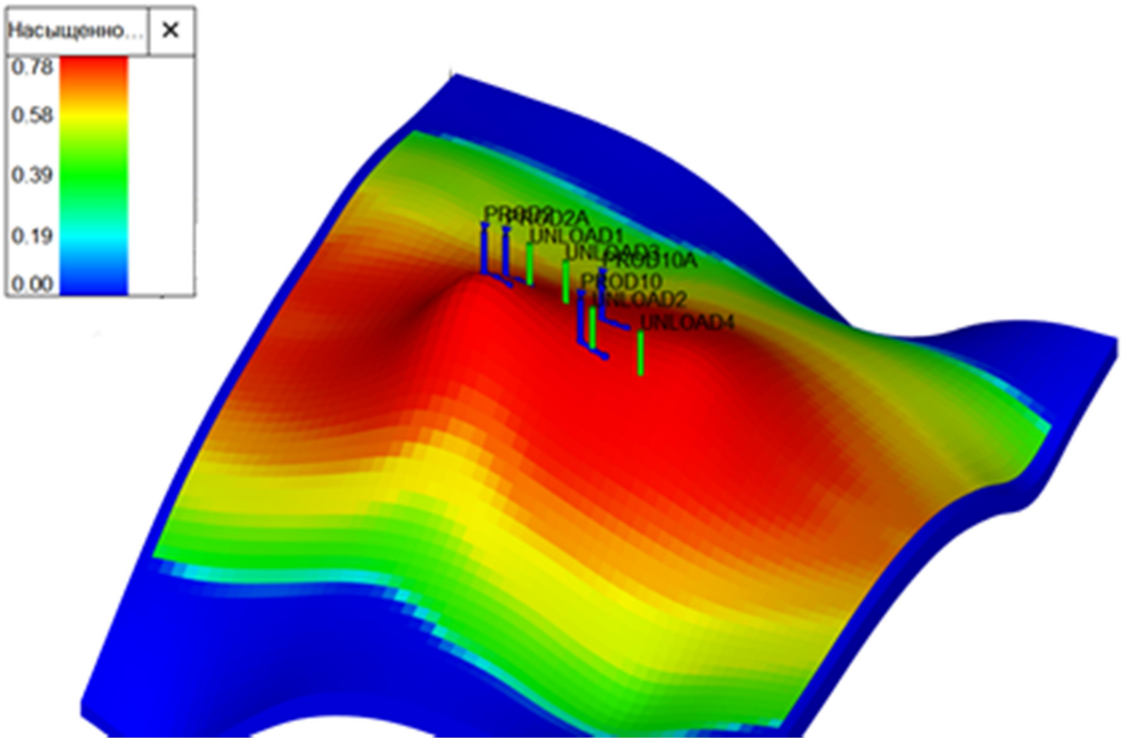
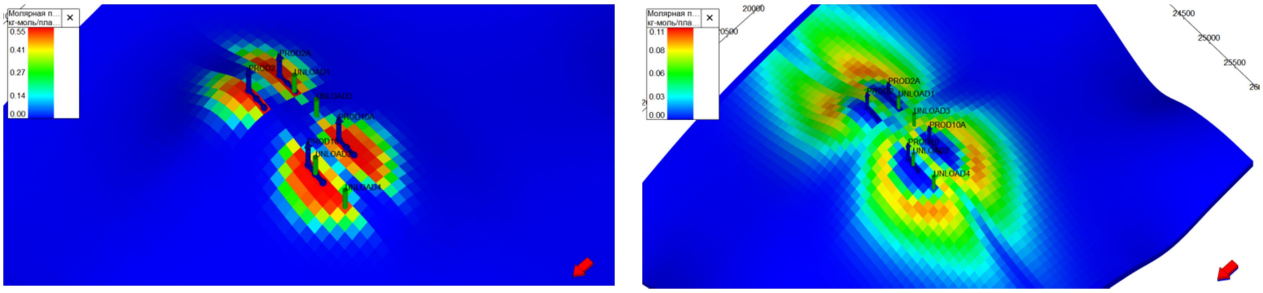


Рисунок 96 – Карта насыщенности газом на момент окончания формирования ПХВ

На рисунок 97 приведены молярные плотности H_2 и H_2S в газовой фазе. Как видно из рисунка, распространение указанных компонентов в пласте различно. Более тяжелый сероводород, формирующийся в результате сульфатредукции, в

составе утяжеленной газовой фазы вытесняется в удаленные от скважин и пониженные по структуре области пласта последующими порциями закачанного водорода. В околоскважинных областях сероводород практически отсутствует, а концентрация водорода максимальна.



а б

Рисунок 97 – Распределение молярной плотности H_2 (а) и H_2S (б) в газовой фазе

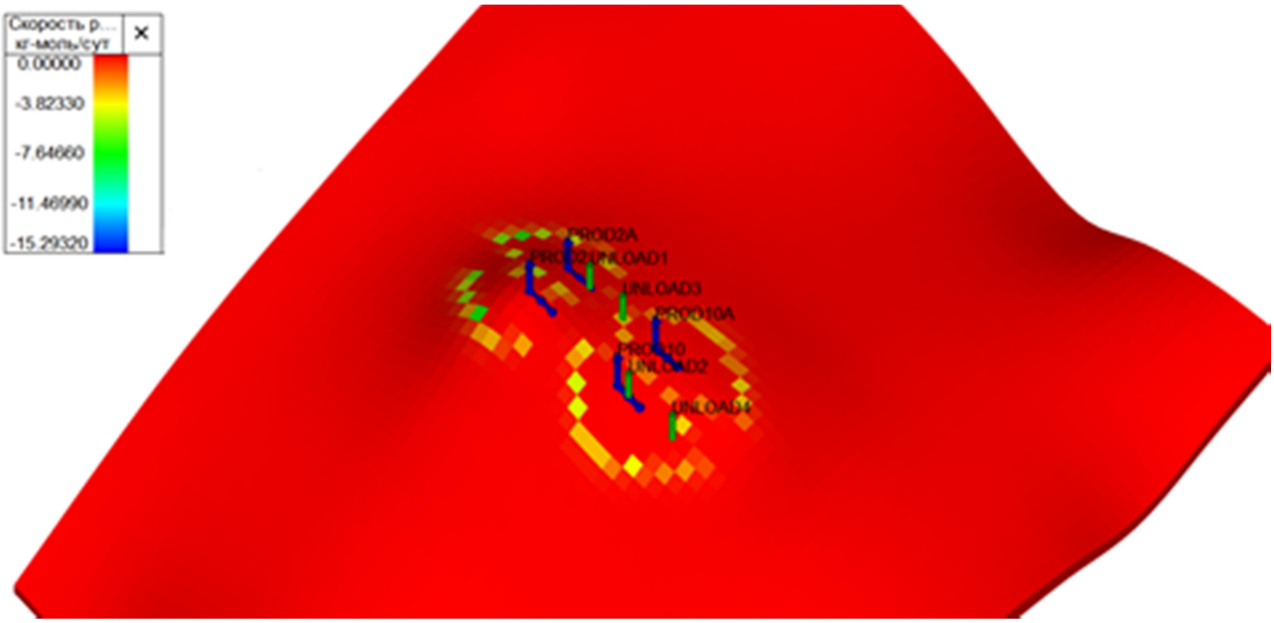


Рисунок 98 – Распределение скорости реакции на конец расчета

На рисунок 98 для реакции представлено распределение скорости реакции на конец формирования ПХВ. Преобразование водорода продолжается на некотором удалении от зоны закачки, где еще имеется и SO_4^{2-}, и H_2.

Результаты расчетов, представленные на рисунок 95-98, соответствуют реакции сульфатредукции и не учитывают изменение популяции бактерий. Они

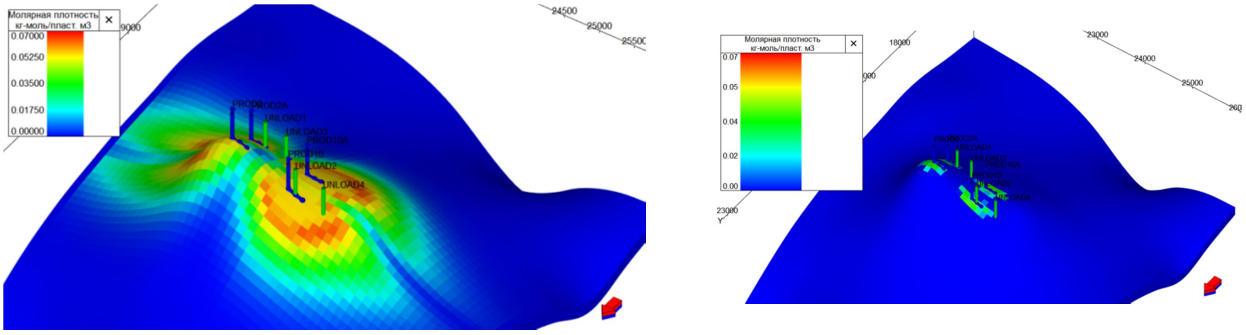
показывают качественный характер эффектов, связанных с сульфатредукцией. Далее рассмотрим расчеты на основе реакций (25) и (26).

В таблица 27 представлены запасы газа (в стандартных и пластовых условиях) на конец формирования ПХВ для трех расчетных вариантов. Первый вариант не предполагает протекания реакций. Второй расчет предполагает протекание только реакции (4) с ростом популяции. Третий расчет выполнен с учетом обеих реакций: (4) и (5). Все три расчета выполнены на одинаковой модели, и номинально реакции заданы во всех вариантах, только в первом расчете обе реакции протекают с нулевой скоростью. Это сделано для уменьшения влияния численных эффектов, так как в силу особенностей решения нелинейных задач и внутренних алгоритмов симулятора включение опции химических реакций может само по себе несколько изменять результаты расчетов (например, через влияние на размер временного шага).

Как видно из сравнения данных в таблица 27 в случае учета гибели бактерий (с учетом обеих реакций) потери водорода на сульфатредукцию снижаются с 2/3 до 1/3 от общего закачанного объема. В результате запасы водорода на конец формирования хранилища вдвое выше, чем в предыдущем случае.

Таблица 27 – Запасы газа в пласте для различных вариантов на конец создания ПХВ

Вариант	**Запасы**	
	газа, млн. ст. м^3	**водорода, млн. ст. м^3**
Без реакций	363,14	17,112
С одной реакцией (25)	353,589	5,27
С двумя реакциями (25)+(26)	356,211	10,78



а б

Рисунок 99 – Условная молярная плотность псевдокомпонента «Бакт» на конец формирования ПХВ для вариантов без учета (а) и с учетом (б) сокращения популяции бактерий

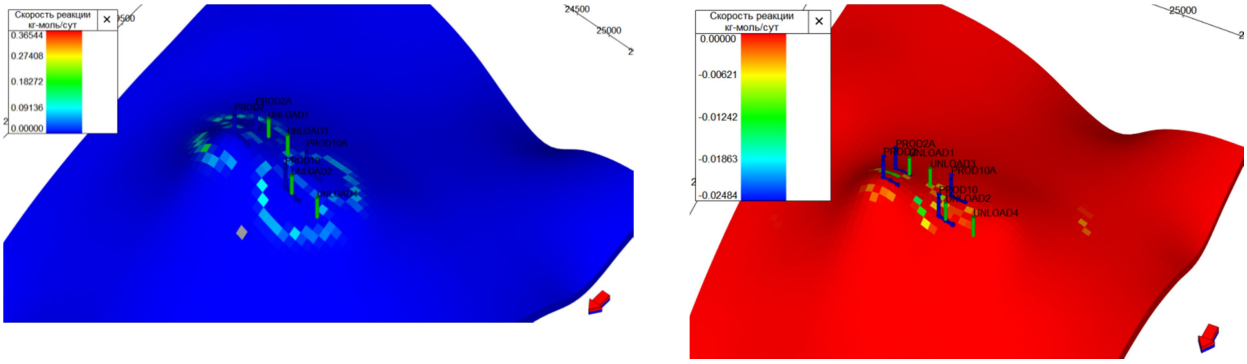
На рисунок 99 представлено распределение условной молярной плотности псевдокомпонента «Бакт» для второго и третьего вариантов из таблица 27 – без учета (рисунок 99а) и с учетом (рисунок 99б) сокращения популяции сульфатредукторов. Шкалы на рисунках одинаковы. Видно, что на рисунок 99б потенциал для сульфатредукции сохраняется только в ограниченных зонах.

Отметим еще раз, что представляемые результаты носят качественный характер как иллюстрация особенностей предлагаемого подхода к моделированию. Количественные оценки являются условными, так как коэффициенты A и B в уравнениях (25) и (26) требуют уточнения по фактическим данным.

При принятых значениях коэффициентов сокращение активной популяции за счет гибели бактерий – уравнение (26), происходит быстрее, чем рост популяции при его наличии – уравнение (25). Это иллюстрирует рисунок 100, где показаны распределения скорости реакции для компонента «Бакт» на конец расчета для вариантов без учета (рисунок 100а) и с учетом (рисунок 100б) "реакции гибели". Из-за разницы в скоростях реакций для вариантов использованы разные цветовые шкалы, но на обоих рисунках цвет в периферийной зоне модели соответствует нулевой скорости.

Видно, что конфигурация области продолжающихся реакций подобна таковой на рисунок 98. Но если при учете обеих реакций на "фронте" происходит сокращение популяции (отрицательная скорость), то без учета реакции (5) –

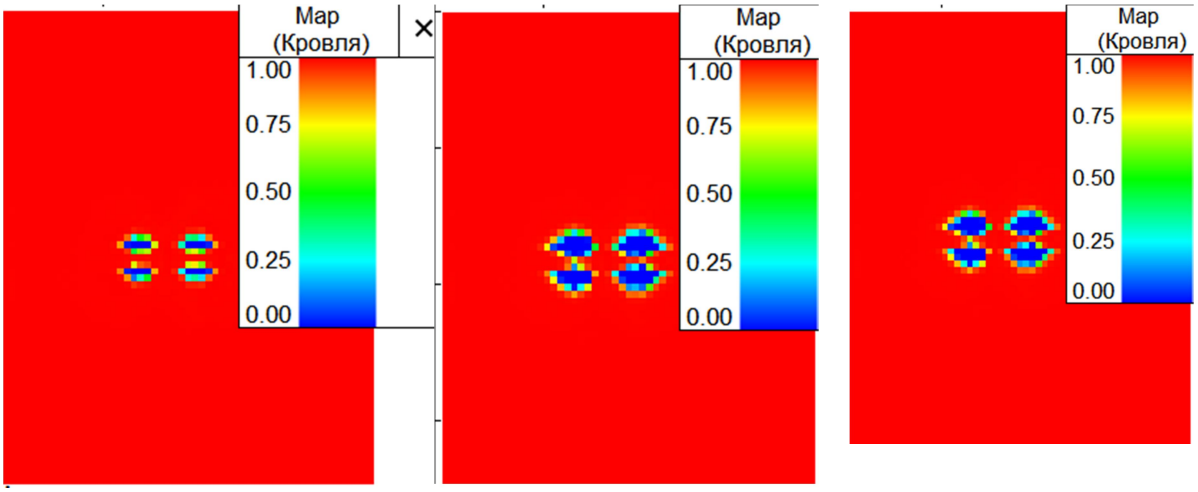
прирост популяции (положительная скорость).



а б

Рисунок 100 – Скорость реакции на конец формирования ПХВ для вариантов без учета (а) и с учетом (б) гибели бактерий

На рисунок 101 приведены 2D карты (по кровле пласта) относительной концентрации SO_4^{2-} в воде (по отношению к начальной концентрации) на разные даты в процессе формирования ПХВ для варианта с учетом обеих реакций (4) и (5). Видно как динамически растет область, где реакции прекращаются из-за исчерпания сульфат-анионов.



13 месяцев 15 месяцев 17 месяцев

Рисунок 101 – 2D карты (по кровле пласта) концентрации SO_4^{2-} в воде на разные даты в процессе формирования ПХВ

Таким образом, основные качественные закономерности, полученные в расчетах с реакцией сульфатредукции, сохраняются и в случае учета прироста и сокращения популяции сульфатредукторов по реакциям (25) и (26).

Анализ чувствительности к параметрам уравнений

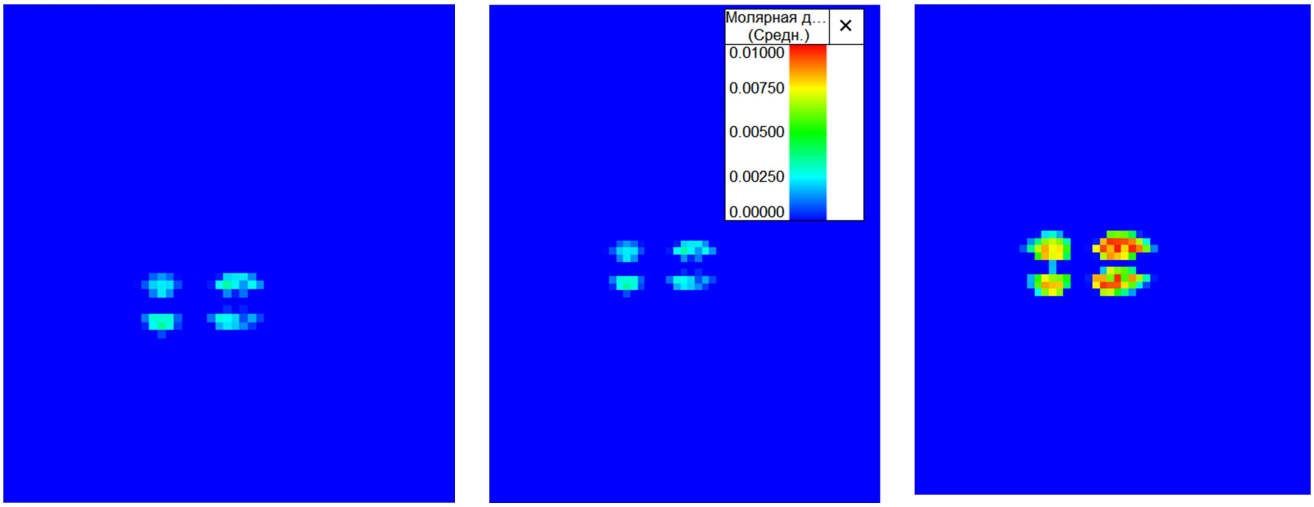
В таблица 28 представлены три сравнительных варианта для оценки влияния соотношения "стехиометрических" параметров A и B для псевдокомпонента «Бакт» в правой части уравнений реакций (25) и (26).

Из приведенных выше результатов можно предположить следующее. С одной стороны, важное значение имеют абсолютные значения данных коэффициентов, определяющие темпы роста и сокращения популяции сульфатредукторов. С другой стороны, важно преобладание положительного или отрицательного эффекта в изменении популяции согласно уравнениям (25) и (26). Это преобладание отражает произведение коэффициентов A и B в последнем столбце таблица 28. Если оно больше единицы, то прирост популяции по реакции (25) преобладает над ее сокращением по реакции (26). И наоборот.

Таблица 28 – Значения коэффициентов A и B для уравнений (4) и (5)

Вариант	**Коэффициент A**	**Коэффициент B**	**Произведение A×B**
1	1,1	0,85	0,935
2	1,2	0,85	1,02
3	1,1	0,95	1,045

На рисунок 102 представлены 2D карты (с осреднением по толщине пласта) относительной концентрации псевдокомпонента «Бакт» (по отношению к условной начальной концентрации в газовой фазе) на конец пятилетнего срока простоя с момента завершения создания ПХВ. Для всех трех вариантов используется единая цветовая шкала. Видно, что качественно характер формирующихся областей близкий, но вариант 3 ожидаемо характеризуется наибольшим их распространением и более высокими значениями концентраций компонента «Бакт» вследствие наибольшей величины произведения A×B.



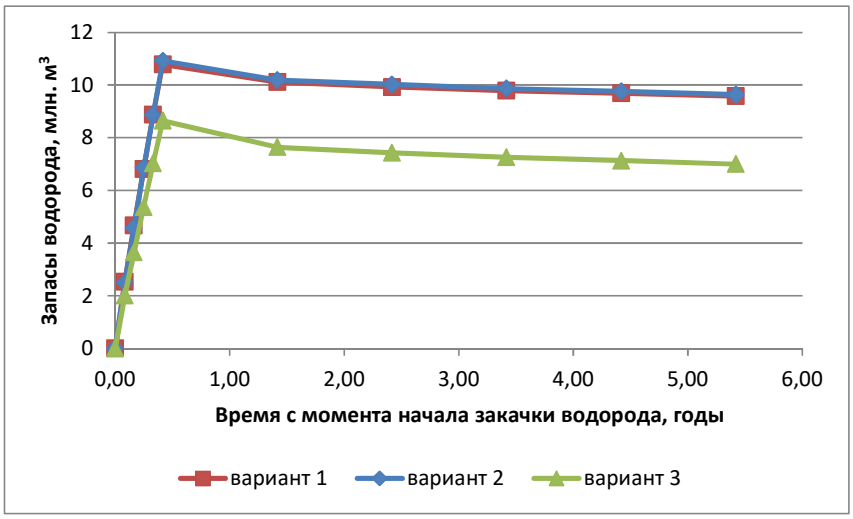
Вариант 1 (A=1,1; B=0,85) | Вариант 2 (A=1,2; B=0,85) | Вариант 3 (A=1,1; B=0,95)

Рисунок 102 – Относительная доля компонента «Бакт» в газе после 5 лет простоя (осреднение по толщине пласта).

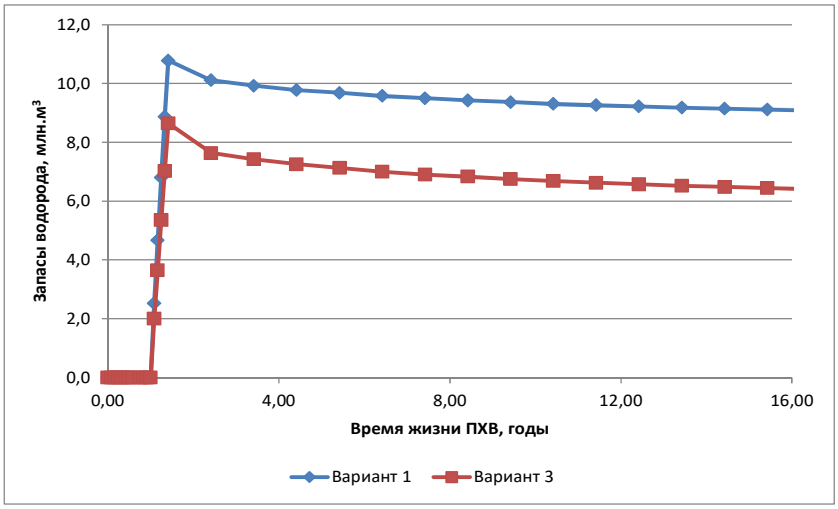
Синий цвет соответствует нулевой концентрации

Запасы водорода (в пересчете на стандартные условия) через 5 лет простоя сформированного ПХВ составляют по вариантам: 9,578, 9,637 и 7,00 млн $м^3$ соответственно.

На рисунок 103а показана динамика изменения запасов водорода в ПХВ в процессе его формирования и простоя для трёх вариантов. Для оценки влияния длительности простоя ПХВ варианты 1 и 3 были дополнительно рассчитаны на срок 15 лет. Соответствующие зависимости показаны на рисунок 103б. Как видно из рисунок 103б, с течением времени зависимости выполаживаются и запасы водорода постепенно стабилизируются, но связанные с сульфатредукцией потери полностью не прекращаются даже через 15 лет с момента формирования ПХВ.



а



б

Рисунок 103 – Динамика запасов водорода в пласте (в пересчете на стандартные условия) при формировании ПХВ и в течение периода простоя (хранения): а – в течение 5 лет, б – в течение 15 лет

Настройка параметров реакций на лабораторные исследования

В разделах выше было показано, на качественном уровне, влияние реакций на процессы фильтрации. Предложенный подход к моделированию предполагал использование коэффициентов, определяемых для каждого конкретного объекта.

Для получения фактических значений этих коэффициентов необходима настройка на результаты лабораторных экспериментов. Автором предложено выполнить адаптацию модели к результатам лабораторных экспериментов на линейных экспериментов. Данные эксперименты были выполнены с целью оценки возможного использования CO_2в качестве буферного газа при создании подземного хранилища. Соответственно, это сказалось, в том числе, на наборе реакций с минералами, которые были использованы в модели. Появление в

системе CO_2 существенно расширяет список возможных реакций. Так в работе [6] представлена модель уже из 10 реакций с минералами и это не самая большая модель. Но если говорить о построении гидродинамической модели, позволяющей выполнять расчеты на секторе в приемлемое время, приходится идти на упрощённые моделей.

В данной главе предложен подход к заданию реакций и их адаптации к результатам экспериментов. Так как доступные лабораторные эксперименты проводятся на моделях малого размера, то на этапе настройки коэффициентов принято решение отойти от секторных моделей и рассмотреть задачу настройки гидродинамической модели на результаты работы с такими моделями. Сами модели занимают промежуточное место между исследованием отдельного керна и промысловыми исследованиями на скважинах.

Цель моделирования – воспроизведение типичного цикла «кинетики» популяции бактерий в лабораторных экспериментах и его связи с изменением концентрации компонентов в водной фазе. Настройка осуществляется за счет стехиометрических и кинетических коэффициентов в «реакциях», описывающих изменение популяции бактерий.

Первая модель воспроизводит гипотетический лабораторный эксперимент по выдержке керна под давлением без фильтрации (статический эксперимент). Модель керна имеет заданную насыщенность газом и водой. В модели наблюдаются процессы, обусловленные: сульфатредукцией, изменением численности колонии бактерий, растворением или осаждением минералов, диссоциацией.

Вторая модель представляют собой линейную однородную модель с условными “нагнетательной” и “добывающей” скважинами на двух разных торцах модели и аналогичными параметрами. Для расчета на обеих моделях использовался пакет ИРМ тНавигатор.

---

[6] Shadfar Davoodi, Mohammed Al-Shargabi, David A. Wood, Valeriy S. Rukavishnikov, Konstantin M. Minaev, Review of technological progress in carbon dioxide capture, storage, and utilization, Gas Science and Engineering, Volume 117, 2023, https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.205070

Описание используемых моделей

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, C_1 (метан), C_2 (этан), H_2O, 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 (по закону Генри) – CO_2, H_2, C_1.

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»” (B), отвечающий за бактериальную составляющую. Этот подход применялся и ранее.

Третья группа – минералы в составе скелета породы. Рассмотрены две модели компонентов коллектора. Для первой модели коллектора – кварц, кальцит, галит, ангидрит, гипс. Для второй модели – кварц, доломит, кальцит, ангидрит, гипс. Карбонаты, хлориды и сульфаты рассматриваются как быстрорастворимые минералы и участвуют в задаваемых геохимических реакциях. К кварцу условно отнесены все «медленно растворимые» минералы, которые в рамках модели не участвуют в реакциях. Даже для геохимических преобразований быстрорастворимых минералов характерные времена значительно больше, чем для микробиологических процессов.

Для возможности моделирования закачки диоксида углерода в качестве буферного газа или одного из компонентов газовой фазы необходимо учитывать, что в зависимости от термобарических условий CO_2 может пребывать в нескольких фазовых состояниях. Характерные времена даже быстрых геохимических процессов больше, чем микробиологических. Поэтому для оценки

их взаимовлияния можно ограничиться только двумя группами химических реакций в модели.

Первая группа – это равновесные реакции диссоциации, протекающие в воде:

$H_2O + CO_2 \leftrightarrow H^+ + HCO_3^-$

$H_2O \leftrightarrow H^+ + OH^-$

$H_2O + CO_2 \leftrightarrow 2H^+ + CO_3^-$

Вторая группа – реакции с участием быстрореагирующих минералов. В зависимости от рассматриваемой модели коллектора задавались разные группы реакций, представленные в таблица 29.

Таблица 29 – Реакции с минералами для различных моделей коллектора

Первая модель коллектора	**Вторая модель коллектора**
Кальцит $\leftrightarrow Ca^{++} + CO_3^{--}$	Доломит $\leftrightarrow Ca^{++} + Mg^{++} + 2CO_3^{--}$
Галит $\leftrightarrow Na^+ + Cl^-$	Кальцит $+ H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + HCO_3^{--}$
Кальцит $+ H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + HCO_3^{--}$	Ангидрит $\leftrightarrow Ca^{++} + SO_4^{--}$
Ангидрит $\leftrightarrow Ca^{++} + SO_4^{--}$	Гипс $\leftrightarrow Ca^{++} + SO_4^{--} + 2\ H_2O$
Гипс $\leftrightarrow Ca^{++} + SO_4^{--} + 2\ H_2O$	

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, показанных в таблица 29, взяты по данным гидрогеохимической базы PHREEQC.

Кинетика геохимических реакций из таблица 29 задана через опцию TST-реакций (гетерогенные химические реакции с кинетическим контролем, рассчитываемые с использованием теории переходного состояния).

Рост бактерий, как и ранее, описывается “химическим” уравнением вида “уравнение роста” и “ уравнение гибели ”.

Реакция роста потребляет водород, растворенный в воде, запасы которого восполняются за счет равновесия с газовой фазой. Начальный состав воды задан в соответствии с данными по одной из проб пластовой воды щигровского горизонта Щелковского ПХГ (pH – 5.74).

Рассмотрены две различные модели минерального скелета (см. таблица 30). Первая модель описывает гипотетический состав коллектора для тестирования. Вторая модель основана на доступных авторам исходных данных о минеральном составе одного из образцов, отобранных на Касимовском ПХГ. При этом в реальном объекте возможна существенная вариация параметров минерального скелета по глубине.[7]

Таблица 30 – Минеральный состав моделей коллектора

Модель 1		**Модель 2**	
Минерал	Доля (мол.)	Минерал	Доля (масс./**мол.**)
Кальцит	0,035	Доломит	0,007 / **0,0023**
Галит	0,035	Галит	0,003 / **0,00312**
Кварц	0,875	Кварц	0,99 / **0,9946**
Ангидрит	0,035	Гипс	0/**0**
Гипс	0,020		

Результаты моделирования

На рисунок 104 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.

[7] Yu-Ying Wang, Jun-Qing Chen, Fu-Jie Jiang, at al. Differential adsorption characteristics in the composite model of deep marine shale: Implication from molecular dynamics simulations, Petroleum Science,Volume 22, Issue 6, 2025, Pages 2247-2261, ISSN 1995-8226, https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.03.017.

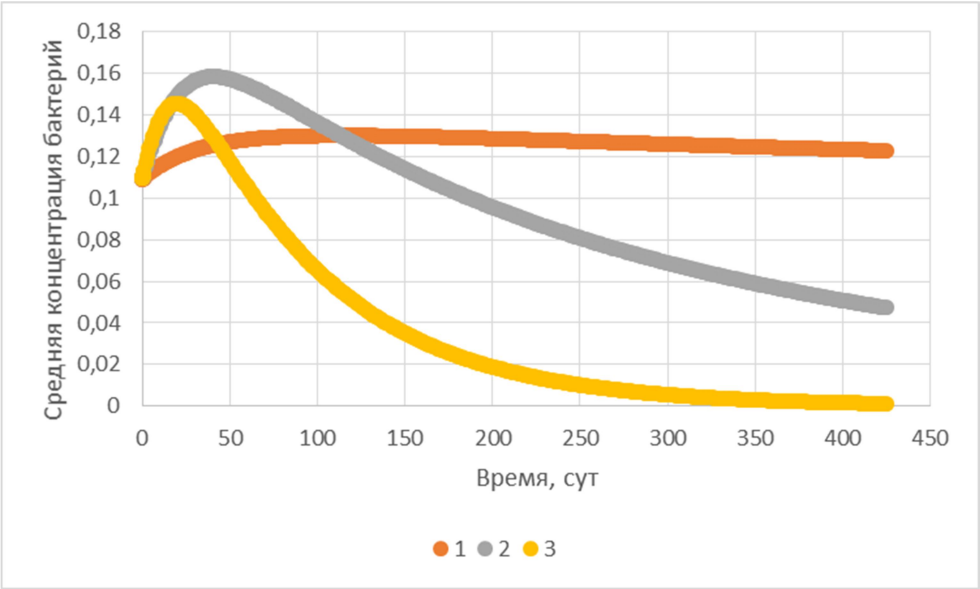


Рисунок 104 – Примеры расчетных кривых «кинетики» популяции бактерий

Для статической модели выполнены расчеты как с учетом влияния бактерий, так и без него. Из рисунок 104–107 видно, что модель с учетом «бактериальных реакций» показывает ожидаемые тенденции изменения концентрации бактерий, водорода и сульфат-анионов в водной фазе. При этом концентрация водорода в газе также снижается за счет равновесного восполнения его содержания в воде.

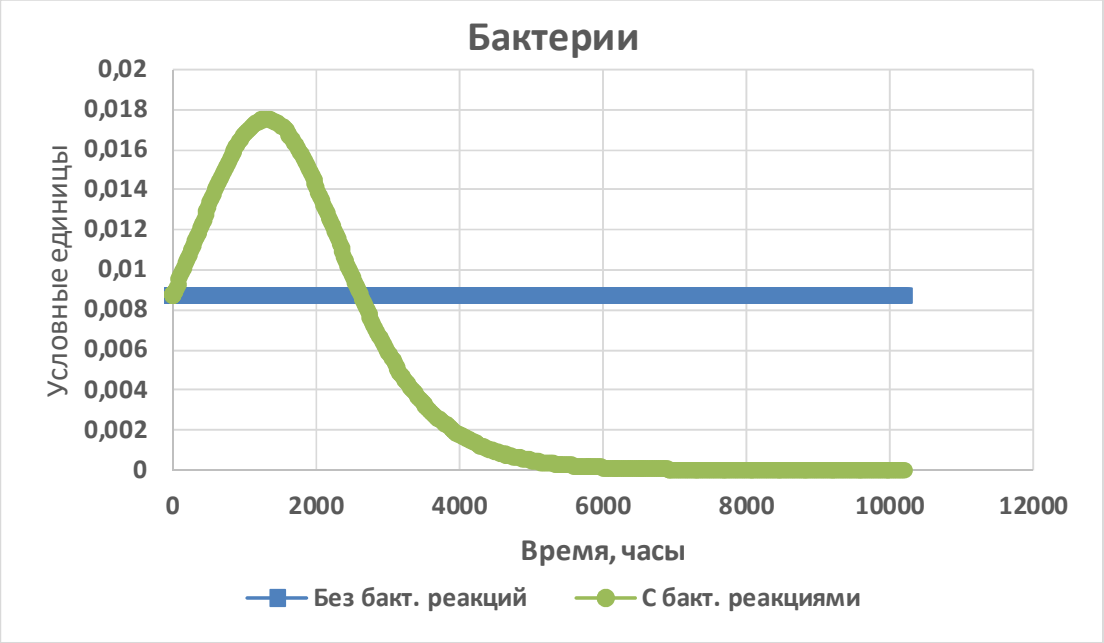


Рисунок 105 – Концентрация бактерий (в условных единицах) в водной фазе

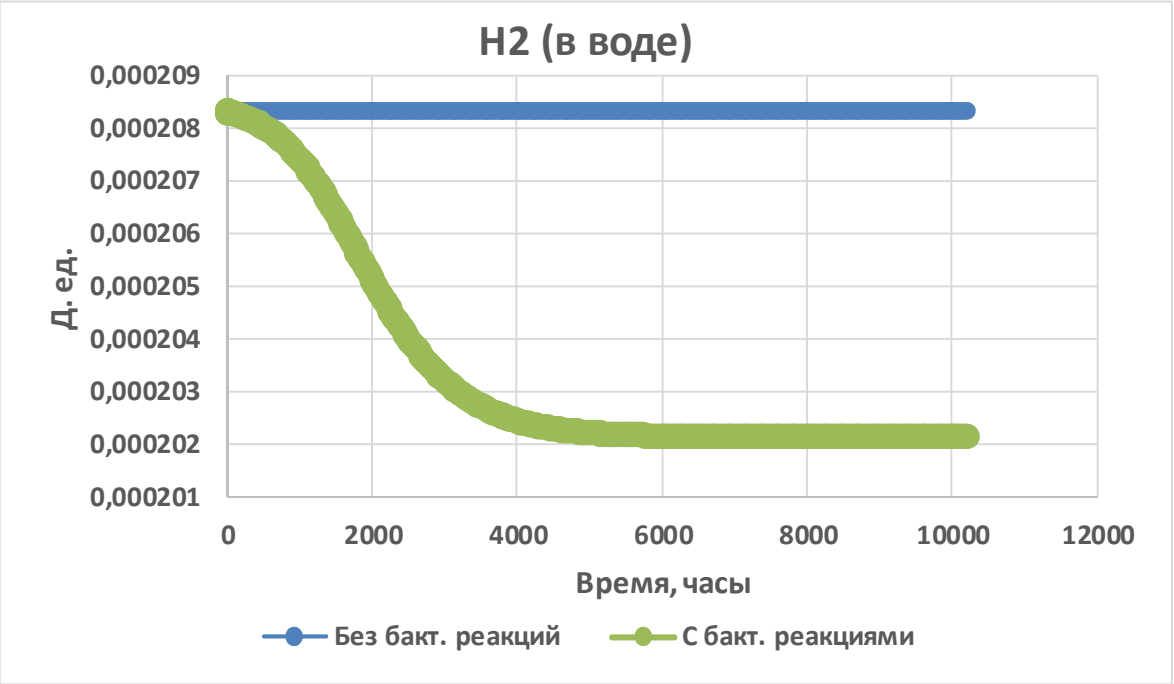


Рисунок 106 – Концентрация H_2 в водной фазе

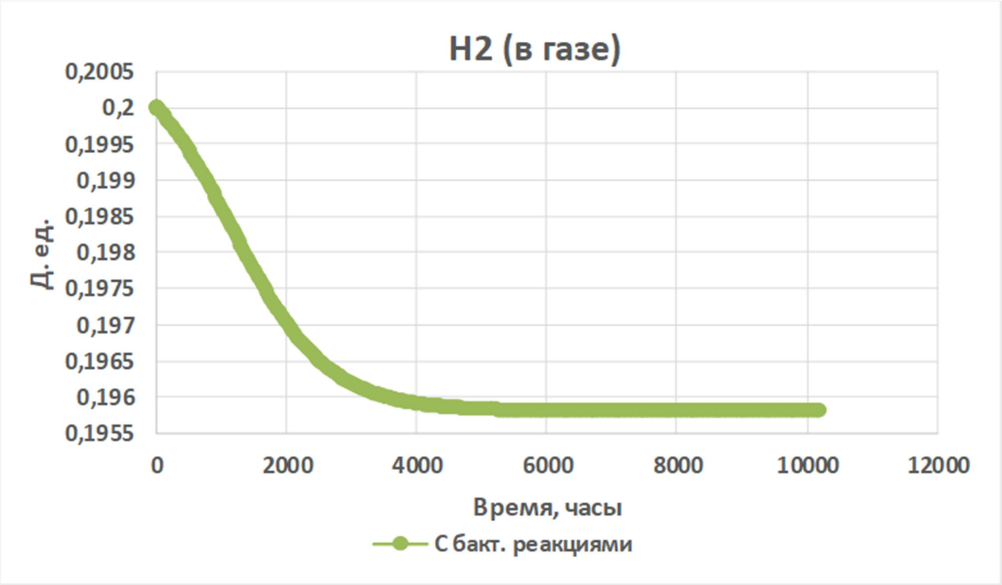
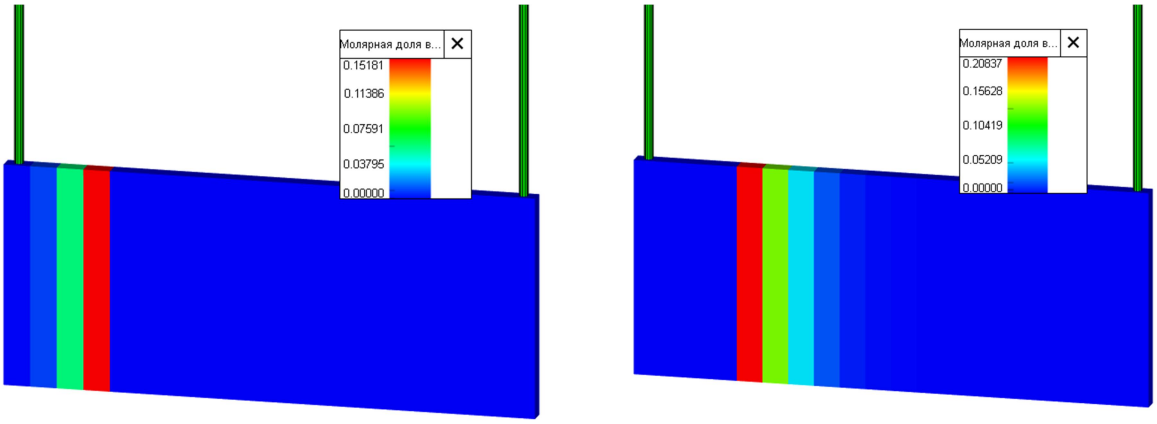


Рисунок 107 – Концентрация H_2 в газовой фазе

На второй (динамической) модели моделируется процесс формирования ПХВ с использованием CO_2 в качестве буферного газа. Модель исходно на 100% насыщена водой. Граничные условия заданы из условия равенства суммарных расходов закачиваемых и отбираемых флюидов. Закачиваемый в пласт CO_2 находится в жидком состоянии. Распределение концентраций компонентов и значений pH воды при закачке водородно-метановой смеси с 10% водорода (после закачки оторочки CO_2) показано на рисунок 108, 109. За фронтом CO_2 образуется

зона остаточной воды с минимальными значениями pH, соответствующими равновесным концентрациям растворенного в воде диоксида углерода и образованных за счет диссоциации гидрокарбонат-ионов. Перед фронтом также наблюдается область растворения CO_2 в воде, с постепенным повышением pH до значений, формируемых после взаимодействия пластовой воды с заданным минеральным составом твердой фазы.



а б

Рисунок 108 – Молярная доля CO_2 в газовой (а) и жидкой (б) фазах на этапе закачки водородно-метановой смеси

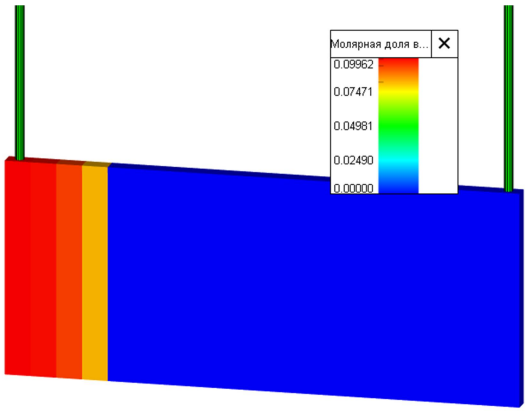


Рисунок 109 – Молярная доля H_2 в газовой фазе на этапе закачки водород-метановой смеси

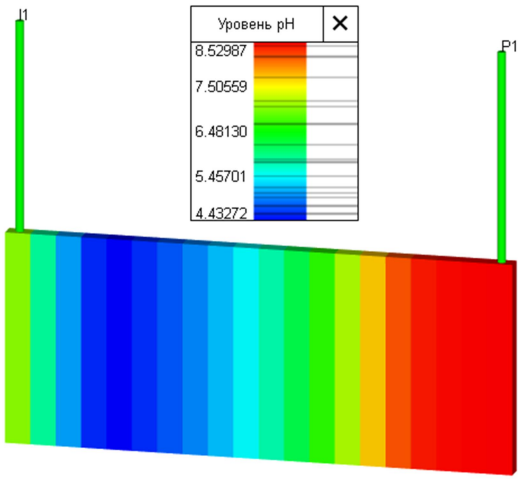


Рисунок 110 – Распределение pH на этапе закачки водородно-метановой смеси

На рисунок 110 представлены динамики средней концентрации компонента «Бакт» по модели (в условных единицах) и концентрации водорода в закачиваемой газовой фазе.

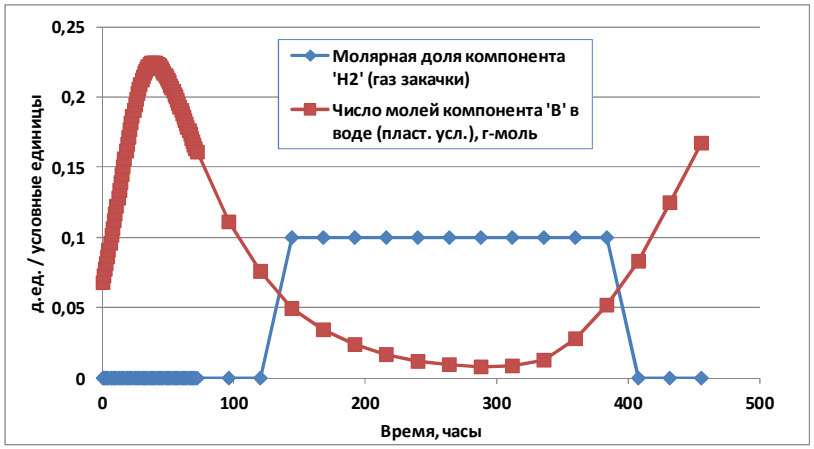


Рисунок 111 – Динамика концентрации компонента «Бакт» в сопоставлении с динамикой закачки водорода

Из зависимостей на рисунок 111 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.

Для настройки гидродинамической модели на лабораторные исследования показана возможность настройки параметров гидродинамической модели на линейных моделях, которые включают учет: равновесных реакций диссоциации, кинетических TST реакций с минералами, бактериальных «реакций» в водной среде. На этих моделях воспроизведен типичный цикл «кинетики» популяции бактерий в лабораторных экспериментах и его связь с изменением концентрации компонентов в водной фазе. Показано, что расходование компонентов водной фазы на бактериальные «реакции» (SO_4^- в случае сульфатредукции) вызывает растворение равновесных минералов, но скорость растворения недостаточна для поддержания бактериальных «реакций». Этот вывод требует дальнейшего анализа, но в целом подтверждает существенное различие характерных временных масштабов геохимических и микробиологических процессов, что позволяет использовать при моделировании ряд упрощающих предположений. В частности, в расчетах по оценке влияния бактерий рассматривать геохимические реакции только с быстрореагирующими минералами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе прослежен процесс усложнения используемых технологий. Показано, что на замену скважинам, которые могут выполнять несколько функций, пришли технологии, которые решают сразу несколько важных задач для разработки месторождений нефти и газа.

Применение подобных многофункциональных технологий требует современных методов моделирования и позволяет перейти к комплексному подходу при разработке месторождений, одновременно обеспечивающему минимизацию затрат и повышение эффективности эксплуатации.

Само создание технологий и оценка их эффективности во многом опираются на результате гидродинамического моделирования. Качественное гидродинамическое моделирование невозможно без полного и точного представления о разрабатываемом объекте. При этом данное представление крайне желательно иметь еще до выхода проекта на промышленное разбуривание. Поэтому автор сосредоточился на новой методике проведения гидродинамических исследований и методике адаптации композиционной гидродинамической модели к результатам нескольких последовательных записей КВД. Данные результаты вошли в первые два защищаемые положения.

Обработка результатов исследования конкретных скважин подтвердила жизнеспособность предложенных подходов и показала высокую значимость получаемых данных для достоверности прогнозных расчетов при моделировании разработки месторождений нефти и газа.

Таким образом, первые два защищаемых положения послужили базой для создания научно-методических подходов к разработке месторождений различного типа. В третьем защищаемом положении сформулирован такой подход для месторождения с запасами низконапорного газа. Предложенные решения позволяют обеспечить повышения коэффициента извлечения газа и продлить срок эксплуатации месторождения без ввода дожимных компрессорных станций. Данные цели достигаются за счет формирования системы ППД специального вида.

Далее рассмотрены особенности разработки нефтегазоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками и газоконденсатной шапкой. В большинстве случаев существует гидродинамическая связь между газовой шапкой и нефтяной оторочкой. При наличии такой связи разработка газовой шапки (как правило, ее начинают разрабатывать раньше оторочки) приводит к снижению давления на ГНК и расформировыванию нефтяной оторочки. Нефть подвигается в ранее насыщенную газом зону. В силу снижения нефтенасыщенности и падения пластового давления разработка оторочки становиться менее эффективной. В результате достигаемые конечные КИН оказываются ниже, чем для чисто нефтяного месторождения со сходными параметрами. Предложенные в четвертом защищаемом положении решения позволяют снизить негативные эффекты от разработки газовой шапки при одновременной эксплуатации газовой шапки и нефтяной оторочки. Кроме того, более аккуратный режим ППД позволяет повысить КИН для нефтяной оторочки. Предложенные решения опробованы на модели реального месторождения и показаны превышения технологических показателей разработки оторочки над решениями, утвержденными ЦКР по этому объекту.

Далее идеи, развитые в двух предложенных технологиях, переосмыслены на случай создания подземного хранилища водорода (ПХВ). Рассмотрены два варианта создания ПХВ: в водоносном горизонте и в истощенном газом месторождении.

На секторных моделях условных объектов показана технологическая реализуемость предложенных решений. Показаны сходные черты и различия при использовании двух различных объектов для создания ПХВ.

Как развитие тематики подземного хранения водорода показан поход к моделированию влияния бактерий на сохранность водорода в пластовых условиях. Важно, что моделирование жизнедеятельности бактерий и потребление ими водорода увязано и осуществляется стандартными средствами гидродинамического симулятора. Показано, что потребление бактериями иона SO_4 существенно влияет на степень потерь водорода при его хранении в ПХВ.

Для случая использования CO_2 как буферного газа в ПХВ показана возможность моделировать продвижения оторочек газов по пласту с одновременным учетом преобразования минералов скелета породы и потребления водорода бактериями.

Представленные технологии могут быть использованы для объектов разного типа, 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 СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АПП - Абсолютное поровое пространство

АСПО - Асфальтосмолопарафиновые отложения

ВАК - Высшая аттестационная комиссия

ВМС - Высокомолекулярное сырье

ВНИИОЭНГ - Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности

ВНК - Водо-нефтяной контакт

ВН - Винтовой насос

ВНФ - Водо-нефтяной фронт

ВПО - Высшее профессиональное образование

ГВК - Газо-водяной контакт

ГДИС - Гидродинамические исследования скважин

ГЕО - Геология

ГИС - Геофизические исследования скважин

ГКН - газоконденсатнонефтяные залежи (объекты)

ГКНМ - Газо-конденсатно-нефтяное месторождение

ГНК - Газо-нефтяной контакт

ГОУ - Государственное образовательное учреждение

ГРП - гидроразрыв пласта

ГРР - Геолого-разведочные работы

ГС - Горизонтальный ствол (скважины)

ГФ - Газовый фактор

ЗАО - Закрытое акционерное общество

ИНГК - Импульсный нейтронный гамма-каротаж

ИНК - Импульсный-нейтронный каротаж

ИННК - Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

ИПМ - Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН

ИПНГ - Институт проблем нефти и газа РАН

КВД - Кривая восстановления давления

КГФ - конденсато-газовый фактор

КИГ - Коэффициент извлечения конденсата

КИН - Коэффициент извлечения нефти

КПД - Кривая падения давления

МГРП - Многостадийный гидравлический разрыв пласта

НГК - Нефтегазовая компания

НГКМ - Нефтегазоконденсатное месторождение

НИ - Научные исследования

НИИ - Научно-исследовательский институт

НИОКР - Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

НК - Нефтяная компания

НКТ - Насосно-компрессорные трубы

НПЦ - Научно-производственный центр

ОАО - Открытое акционерное общество

ООО - Общество с ограниченной ответственностью

ОПР - Опытно-промышленные работы

ОФП - Относительные фазовые проницаемости

ПАО - Публичное акционерное общество

ПГИ - Промыслово-геофизические исследования

ПО - Программное обеспечение

ППД - Поддержание пластового давления

ПХВ - Подземное хранилище водорода

ПХГ - Подземное хранилище газа

РАН - Российская академия наук

РД - Руководящий документ

РИГИС - Результаты Интерпретаций Геологических Исследований Скважин

РФ - Российская Федерация

СКВ - Скважина

СССР - Союз Советских Социалистических Республик

США - Соединенные Штаты Америки

ТАВС - Технология автоматизированного восстановления свойств

ТИНГ - Тюменский институт нефти и газа

ТЭК - Топливно-энергетический комплекс

ТЭО - Технико-экономическое обоснование

УКПГ - Установка комплексной подготовки газа

УЭЦН - Установка электроприводного центробежного насоса

ФЕС - Фильтрационно-емкостные свойства

ЦКР - Центральная комиссия по разработке

ЭМИС - Электронные и механические измерительные системы

ЭПП - Эффективное поровое пространство

ATCE - SPE Annual Technical Conference and Exhibition

BFGS - Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno

DOI - Digital Object Identifier

EOR - Enhanced Oil Recovery

IPTC - International Petroleum Technology Conference

JPT - Journal of Petroleum Technology

NW - Северо-запад (North-West)

PVT - Pressure (давление), Volume (объём), Temperature (температура)

RFD - Rock Flow Dynamics

SPE - Society of Petroleum Engineers

SSVM - Support Vector Machines (Метод опорных векторов)

UHS - Underground hydrogen storage (подземное хранилище водорода)

UK - United Kingdom

USA - The United States of America

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 20 лет ОАО «Газпром» // Нефть и Капитал. – 2013. – № 01-02.

2. Абасов М. Т. О параметре давления начала конденсации газоконденсатной системы и методе его определения / М. Т. Абасов, З. Я. Аббасов, В. М. Фаталиев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 97–98.

3. Абукова Л. А. Создание эффективного хранилища водорода в водоносном пласте и управление его параметрами / Л. А. Абукова, С. Н. Закиров, Д. П. Аникеев, Э. С. Закиров // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–29 октября 2020, Онлайн. – SPE 201999-RU.

4. Аксютин О. Е. Потенциал метановодородного топлива в условиях перехода к низкоуглеродной экономике / О. Е. Аксютин, А. Г. Ишков [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 // 750: спецвыпуск. – С. 82–85.

5. Аксютин О. Е. Вклад газовой отрасли в формирование энергетической модели на основе водорода / О. Е. Аксютин, А. Г. Ишков, К. В. Романов [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 5. – С. 12–20.

6. Аникеев Д. П. Идентификация свойств пласта при специализированных исследованиях скважин // Технологии ТЭК. – 2007. – Июнь. – С. 32–36.

7. Аникеев Д. П. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой / Д. П. Аникеев, С. Н. Закиров, А. Р. Кондрат // Газовая промышленность. – 2013. – № 9 (695). – С. 51–53.

8. Аникеев Д. П. Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная / Д. П. Аникеев, С. Н. Закиров, Э. С. Аникеева, А. Д. Лысенко // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 4 (27). – 14 с. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15.

9. Антониади Д. Г. Способ создания подземного хранилища газа в истощенных нефтегазовых месторождениях: патент РФ № 2005127745/03: заявл. 05.09.2005: опубл. 27.06.2007 / Д. Г. Антониади, К. Э. Джалалов, В. С. Колбиков.

10. Афанасьева А. В. Анализ разработки нефтегазовых залежей / А. В. Афанасьева, Л. А. Зиновьева. – Москва: Недра, 1980. – 225 с.

11. Барсук Н. Е. «Зеленый» газ в газотранспортной системе Европы / Н. Е. Барсук, М. П. Хайдина, С. А. Хан // Газовая промышленность. – 2018. – № 10. – С. 104–109.

12. Бекман И. Н. Высшая математика: математический аппарат диффузии: учебник для бакалавриата и магистратуры / И. Н. Бекман. – Москва: Издательство Юрайт, 2017. – 459 с. – (Серия: Университеты России). – ISBN 978-5-534-00025-2.

13. Бугрий О. Е. Оценка объемов неизвлекаемого низконапорного газа в сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения / О. Е. Бугрий, Е. М. Нанивский, М. С. Бугрий // Недропользование XXI век. – 2016. – № 6 (63). – С. 122–125. – EDN XHDRNL.

14. Булейко В. М. Закономерности поведения углеводородных систем залежей нефти и газа / В. М. Булейко, В. П. Воронов, С. Н. Закиров [и др.] // Доклады РАН. – 2007. – Том 414, № 6. – С. 788–792.

15. Бурханова И. О. Выделение коллекторов с разной структурой емкостного пространства в карбонатных аллохтонных отложениях Вуктыльского ГКМ по данным ограниченного комплекса ГИС / И. О. Бурханова, И. Ю. Коробов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2016. – № 1 (13). – С. 2.

16. Вариченко А. И. Особенности проектирования крупных нефтегазоконденсатных месторождений при освоении несколькими недропользователями и наличии трансграничных залежей / А. И. Вариченко, Е. В. Симонова, Д. А. Гончаров // Недропользование XXI. – 2015. – № 3. – С. 126.

17. Вахромеев А. Г. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкитской нефтегазоносной области / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, В. М. Иванишин [и др.] // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 903–921.

18. Величкин А. В. Способы повышения надежности работы низкодебитных скважин в условиях их обводнения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1. – С. 40–41.

19. Войводяну А. В. Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» / А. В. Войводяну, В. В. Иликбаев, В. И. Вирт, А. С. Виноградов // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3. – С. 129–134.

20. Волженина Д. А. Анализ эффективности применения сайклинг-технологии при разработке залежей газового конденсата / Д. А. Волженина, И. В. Шарф, И. В. Сабанчин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 18–27.

21. Гавура В. Е. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В. Е. Гавура, В. В. Исайчев, А. К. Курбанов [и др.]. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1994. – 346 с.

22. Гафаров А. Ш. Особенности гидродинамического моделирования Гатчинского ПХГ // Вести газовой науки. – 2012. – № 2 (10). – С. 113–115.

23. Гилл Ф. Практическая оптимизация: перевод с англ. / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт. – Москва: Мир, 1985. – 511 с.

24. Гильманов Я. И. Способ изготовления образца из слабоконсолидированного керна для проведения петрофизических исследований: патент РФ 2631704, опублик. 26.09.2017 / Я. И. Гильманов, М. А. Гусельников, Д. В. Краснов.

25. Горбаев А. В. Оценка эколого-экономического ущерба при сжигании попутного нефтяного газа на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении / А. В. Горбаев, Н. В. Горленко // XXI век. Техносферная безопасность. – 2019. – Т. 4, № 3 (15). – С. 366–374.

26. Гурбатова И. П. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных коллекторов / И. П. Гурбатова, Н. Н. Михайлов // НТВ Каротажник. – 2011. – Вып. 7. – С. 138–145.

27. Дмитриев М. Н. Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент / М. Н. Дмитриев, Н. М. Дмитриев, В. М. Максимов, М. Т. Мамедов // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2012. – № 2. – С. 57–63. – EDN OXYSPF.

28. Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов / В. М. Добрынин. – Москва: Недра, 1970. – 241 с.

29. Дудникова Ю. К. Активные методы регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дудникова Юлия Константиновна. – Москва, 2017. – 22 с. – EDN ZQDNPH.

30. Епрынцев А. С. Расчет падения давления при движении газожидкостной смеси по стволу скважины, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами, с учетом объема водопритока / А. С. Епрынцев, А. Н. Лапердин, И. Е. Якимов [и др.] // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 32–36. – EDN PAOHML.

31. Епрынцев А. С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцев, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.

32. Закиров И. С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений / И. С. Закиров. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.

33. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва: Изд. «Струна», 1998. – 626 с.

34. Закиров С. Н. Теория и практика проектирования и разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва: Недра, 1989. – 334 с.

35. Закиров С. Н. Сокращение сроков ввода месторождения в разработку при повышении качества проектных документов / С. Н. Закиров, Д. П. Аникеев, Э. С. Закиров [и др.] // Труды IV Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, 18–19 сентября 2013 г.). – Москва: ВНИИнефть, 2013. – Том II. – С. 50–55.

36. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. С. Закиров [и др.]. – Москва, 2004. – 520 с.

37. Закиров С. Н. Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, Д. П. Аникеев // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 6. – С. 105–107.

38. Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, И. С. Закиров [и др.]. – Москва ; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

39. Закирянов Р. А. Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии / Закирянов Р. А., Индрупский И. М., Ибрагимов И. И. [и др.] Нефтяная провинция. — 2020. — № 3 (23). — С. 85-98. — DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98.

40. Закиров С. Н. Новая технология вертикально-латерального сайклинг-процесса с использованием горизонтальных скважин / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, И. В. Рощина [и др.] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1. – URL: www.oilgasjournal.ru (дата обращения: 10.04.2025).

41. Закиров С. Н. Способ разработки краевой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатной залежи: патент РФ № 2433253 / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, И. В. Рощина, Э. С. Закиров, Д. П. Аникеев.

42. Закиров С. Н. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления / С. Н. Закиров, И. А. Леонтьев, И. В. Мусинов, В. М. Шведов ; НПО «Союзгазтехнология», ВНИИ газов ; отв. ред. И. А. Леонтьев. – Москва: ВНИИгаз, 1988. – 138 с.

43. Закиров С. Н. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами / С. Н. Закиров, И. А. Леонтьев, И. В. Мусинов, В. М. Шведов // Труды ВНИИГАЗа «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления». – Москва, 1988.

44. 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.

45. Закиров С. Н. Разработка водоплавающих залежей с малым этажом газоносности на основе горизонтальных скважин / С. Н. Закиров, В. И. Пискарев, П. А. Гереш, С. Е. Ершов // Газовая промышленность. – 1997. – № 5.

46. Закиров С. Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе / С. Н. Закиров, И. В. Рощина, И. М. Индрупский, А. А. Рощин. – Москва: Контент-пресс, 2011. – 248 с.

47. 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.

48. 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 [и др.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 24–26 October 2016, Moscow, Russia. – SPE 181967-RU.

49. Закиров Э. С. Upscaling в 3D компьютерном моделировании / Э. С. Закиров. – Москва: ЗАО «Книга и Бизнес», 2007. – 344 с.

50. Закиров Э. С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э. С. Закиров. – Москва: Изд. Дом «Грааль», 2001. – 302 с.

51. 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.

52. Закиров Э. С. Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов / Э. С. Закиров, А. И. Тарасов, И. М. Индрупский // Газовая промышленность. – 2003. – № 9. – С. 61–63.

53. Игошин Д. Е. Численное исследование зависимости проницаемости от пористости среды, образованной каналами регулярной структуры / Д. Е. Игошин, Р. С. Сабуров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. – 2015. – Том 1, № 1. – С. 84–90.

54. Индрупский И. М. Идентификация параметров трещинно-порового коллектора // Доклады РАН. – 2005. – Том 405, № 5.

55. Индрупский И. М. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях / И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, Д. П. Аникеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 39–42.

56. Индрупский И. М. Исследование кернов на основе концепций абсолютного и эффективного порового пространства / И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, А. Ш. Муртазалиев, Р. Р. Файзрахманов // Недропользование – XXI век. – 2009. – № 2. – С. 74–76.

57. Индрупский И. М. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса / И. М. Индрупский, И. И. Ибрагимов, Т. Н. Цаган-Манджиев [и др.] // Записки Горного института. – 2023. – Т. 262. – С. 581–593. – DOI 10.31897/PMI.2023.5.

58. Исаева Н. А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания попутного газа в пласты-коллекторы временных подземных хранилищ / Н. А. Исаева, А. А. Михайловский // Газовая промышленность. – 2011. – № 4.

59. Исаева Н. А. Обоснование схемы размещения эксплуатационных скважин ПХГ, создаваемого в крупноамплитудной ловушке водоносного пласта //

Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 118–124. – EDN RTEZCH.

60. Казарян В. А. Подземное хранение газов и жидкостей: учебное пособие для студентов вузов / В. А. Казарян. – Ижевск: Институт компьютерных исследований: Регулярная и хаотическая динамика, 2006. – 428 с.

61. Каримов М. Ф. Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре: патент РФ № 2588500 / М. Ф. Каримов, А. Г. Латыпов, Л. М. Муллагалиева [и др.].

62. Князев А. Р. Опыт выделения трещинных коллекторов в карбонатных породах по данным стандартного каротажа и сканеров / А. Р. Князев, А. Н. Некрасов // Каротажник. – 2019. – № 5 (299). – С. 40–54. – EDN QRDFHB.

63. Колбиков С. В. Конденсатоотдача низкопроницаемых коллекторов, эффективность сайклинг-процесса // SPE Paper 136380. – 2010.

64. Колмаков А. В. Исследование и разработка технологии выработки остаточных запасов низконапорного газа сеноманских залежей: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.17. – Тюмень, 2012. – 24 с.

65. Коровин М. О. Учёт влияния вертикальной проницаемости на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 3. – С. 20–28. – DOI 10.18799/24131830/2021/03/3099.

66. Кривонос С. В. Корреляция вертикально-горизонтальной проницаемости с использованием образцов керна терригенных и карбонатных пород / С. В. Кривонос, Д. О. Суслов, А. В. Першин // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 1. – С. 29–34.

67. Кубасов Д. А. Концепция разработки рифейских отложений применительно к условиям Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края / Д. А. Кубасов, А. В. Аржиловский, Л. С. Бриллиант, Н. А. Зощенко // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – ЗАО «ТИНГ», ООО «Печатный дом «Цессия», 2008.

68. Кулагин В. А. Экология, энергетика, энергосбережение. Вып. 2. Водородная энергетика: за и против / В. А. Кулагин, Д. А. Грушевенко. – Москва: ПАО «Мосэнерго», 2023. – 36 с.

69. Кусанов Ж. К. Особенности разработки Карачаганакского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 100–103.

70. Кушниров В. В. Особенности фазового состояния и состава газожидкостной системы Кокдумалакского нефтегазоконденсатного месторождения / В. В. Кушниров, В. И. Соколов, И. П. Бурлуцкая // Геология нефти и газа. – 1989. – № 12. – С. 20–26.

71. Лапшин В. И. Особенности определения газоконденсатных характеристик при освоении глубокозалегающих месторождений с большой продуктивной толщей / В. И. Лапшин, А. Г. Посевич, А. А. Константинов, А. Н. Волков // Вести газовой науки. – 2019. – № 1 (38). – С. 29–40.

72. Леванов А. Н. Обоснование концепции разработки крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования / А. Н. Леванов, В. Ю. Белянский, И. А. Волков [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 26–28 октября 2015. – SPE-176636-RU.

73. Лобанова А. Н. Геолого-технологические условия повышения эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа: диссертация на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. – Специальность 25.00.12.

74. Люгай Д. В. Особенности состава, свойств и фазовых характеристик пластовых смесей глубокозалегающих залежей нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпром» / Д. В. Люгай, В. И. Лапшин, А. Н. Волков, А. А. Константинов // Вести газовой науки. – 2015. – № 4. – С. 74–83.

75. Мажник В. И. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения / В. И. Мажник, Н. М. Лешкович // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.

76. Макаров Е. С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях / Е. С. Макаров, А. Ю. Юшков, А. С. Романов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Том 3, № 1. – С. 79–90. – DOI 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90.

77. Максимов В. М. Эффекты тензорного характера относительных фазовых проницаемостей при взаимном вытеснении газа водой в анизотропных пластах / В. М. Максимов, Н. М. Дмитриев, Ю. С. Антоневич // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1 (1). – С. 25.

78. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти: перевод с англ. / М. Маскет. – Москва: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.

79. Маслова Л. В. Методологические основы типизации территорий для поиска мест размещения подземных хранилищ газа по геоэкологическим критериям: диссертация на соискание степени к. г.-м. н. – Специальность 25.00.36. – Москва, 2021.

80. Мельников Н. В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы юрубчено-куюмбинского центра нефтедобычи / Н. В. Мельников, Е. В. Смирнов, М. А. Масленников [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 586–601.

81. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемными методами / под ред. В. И. Петерсилье [и др.]. – Москва ; Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.

82. Мирошниченко М. Г. Совершенствование геолого-технологических методов поиска и выбора объектов для закачки кислых газов разрабатываемых сероводородсодержащих месторождений (на примере Астраханского свода): автореф. дис. … канд. тех. наук: 25.00.17, 25.00.12 / М. Г. Мирошниченко ; ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Москва, 2011. – 26 с.

83. Мисник В. Н. Технология утилизации попутного нефтяного газа обратной закачкой в газовую шапку / В. Н. Мисник, С. И. Грачев, А. Н. Халин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 36–39. – EDN WFGIGH.

84. Михайлов Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н. Н. Михайлов. – Москва: Недра, 1992. – 240 с.

85. Михайлов Н. Н. Экспериментальное изучение влияния масштабных эффектов на характеристики двухфазной фильтрации / Н. Н. Михайлов, И. П. Гурбатова // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 25.

86. Михайлов Н. Н. Исследование статистических закономерностей проявления масштабных эффектов в сложнопостроенных карбонатных коллекторах / Н. Н. Михайлов, В. И. Полищук // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – № 1 (9). – С. 11.

87. Михайловский А. А. Влияние технологического режима эксплуатации ПХГ на динамику искусственной газовой залежи / А. А. Михайловский, Н. А. Исаева // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 68–70.

88. Михайловский А. А. Исследование и прогнозирование слабодренируемых и недренируемых объемов газа на ПХГ / А. А. Михайловский, А. В. Григорьев // Газовая промышленность. – 2004. – № 5. – С. 60–62.

89. Михайловский А. А. Регулирование латеральных перетоков газа в малоамплитудных ловушках водоносных пластов ПХГ / А. А. Михайловский, В. А. Скуфинский // Газовая промышленность. – 2015. – № 12 (731). – С. 64–66. – EDN VOISKN.

90. Морев А. В. Способ отбора образцов для петрофизических исследований из полноразмерного слабосцементированного керна и устройство для его осуществления: патент РФ 2666874, опублик. 12.09.2018 / А. В. Морев, В. А. Морев.

91. Москаленко Н. Ю. Повышение достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности коллекторов сеномана по комплексу керн-ГИС на основе усовершенствованной технологии исследования слабосцементированного керна: диссертация на соискание степени к. г.-м. н. – Тюмень, 2022.

92. Муслимов Р. Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 3–12.

93. Насибуллин А. З. Одновременная разработка газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти пластов ПК1-2 Ван-Еганского месторождения / А. З. Насибуллин, А. В. Языков, А. Г. Лене, В. А. Бардин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 34–37.

94. Николаев В. А. Новые представления о коэффициенте вытеснения вязких нефтей на основе лабораторных экспериментов / В. А. Николаев, С. Н. Закиров, Э. С. Закиров // Доклады РАН. – 2011. – Т. 436, № 1. – С. 69–71.

95. Николаев О. В. Повышение энергоэффективности добычи газа на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. – 2019. – № 3 (781). – С. 30–35.

96. Овнатанов С. Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений / С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов. – Ленинград: Недра, 1970. – 225 с.

97. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Вестник кибернетики. – 2014. – № 1 (13). – С. 10–16.

98. Омельченко Р. Ю. Новые технологические решения при добыче и использовании низконапорного газа / Р. Ю. Омельченко, И. В. Грязнова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2010. – № 3 (260). – С. 42–47. – EDN NEJGKR.

99. Паникаровский Е. В. Опыт разработки Ванкорского месторождения / Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский, А. Е. Анашкина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.

100. Панфилов М. Б. Подземное хранение водорода: естественная генерация метана и внутрипластовая самоорганизация // Газовая промышленность. – 2010. – Выпуск 644. – С. 98–105.

101. Плотников В. Л. Структурно-тектоническое строение Гатчинского ПХГ и прилегающих территорий (по газогеохимическим данным и уточненным абсолютным отметкам кровли 1-го гдовского горизонта) / В. Л. Плотников, В. В. Смирнов, С. Ф. Труфанова, О. В. Сторчак // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 1. – С. 30–32. – EDN TFYPRJ.

102. Подрыга В. О. Молекулярно-динамический расчет коэффициента диффузии газов на примере аргона, азота, водорода, кислорода, метана и углекислого газа / В. О. Подрыга, Е. В. Вихров, С. В. Поляков // Препринты ИПМ им. М. В. Келдыша. – 2019. – № 96. – 24 с. – DOI 10.20948/prepr-2019-96.

103. Пономарёв А. И. Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения с применением устьевых газоструйных аппаратов / А. И. Пономарёв, В. С. Вербицкий, А. Э. Фёдоров, А. А. Ибатулин // Вести газовой науки. – 2018. – № 1. – С. 171–179.

104. Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200-СКВ»: руководство по эксплуатации.

105. Пресс-релиз ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» от 9 ноября 2023 г. – URL: https://www.rosneft.ru/press/news/item/215831/ (дата обращения: 10.04.2025).

106. Проблема «самозадавливания» скважин на Медвежьем месторождении и пути ее решения // Neftegaz.ru. – 18.01.2015.

107. Рагимов Т. Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: диссертация на соискание степени к. т. н. – Специальность 2.8.4. – Уфа, 2022.

108. Русанов А. С. Закачка углекислого газа в ачимовские пласты по технологии реинжекции на примере пластов Ач3-4 Ново-Уренгойского участка Уренгойского месторождения / А. С. Русанов, А. В. Стрекалов, А. С. Романов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 5 (167). – С. 80–103. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-5-80-103.

109. Рыжкина А. Ю. Коэффициенты диффузии газов в трансформаторном масле / А. Ю. Рыжкина, А. Л. Бычков, С. М. Коробейников // ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет». – 2011.

110. Самсонов Р. О. История организации подземного хранения газа в СССР – России / Р. О. Самсонов, С. Н. Бузинов, Г. Н. Рубан, К. И. Джафаров // Георесурсы. – 2010. – № 4. – С. 2–8.

111. Саранча А. В. Эффективность применения отечественных МКУ при добыче низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, В. А. Огай // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 79–83.

112. Саранча А. В. Применение полимерных армированных грузонесущих труб в газовой промышленности / А. В. Саранча, Д. А. Бордодымов, В. А. Огай // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 7. – С. 162–167. – EDN ZDGVYZ.

113. Саранча А. В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов, С. М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – URL: https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496 (дата обращения: 10.04.2025).

114. Скоробогач М. А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 42–47.

115. Скоробогач М. А. Совершенствование методов управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии: диссертация на соискание степени к. т. н. – Специальность 25.00.17. – Москва, 2012.

116. Способ доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа: патент РФ на изобретение № 2594496, зарег. 25.07.2016 / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, Д. П. Аникеев.

117. Способ разработки нефтяной оторочки в сложнопостроенном карбонатном коллекторе: патент РФ № 2509878, Бюллетень № 11 от 20.04.2014 / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров, И. С. Закиров, Д. П. Аникеев.

118. Способ разработки нефтяной оторочки краевого типа: патент № 2442882, Бюллетень № 5 от 20.02.2012 / А. Н. Дмитриевский, С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев.

119. Способ создания подземного газохранилища в водоносном пласте: патент РФ на изобретение № 2625831, зарег. 19.07.2017 / С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Д. П. Аникеев [и др.].

120. Степанов С. В. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. – 2016. – Том 2, № 1. – С. 63–71. – DOI 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71.

121. Таблицы физических величин: справочник / ред. И. К. Кикоин. – Москва: Атомиздат, 1976. – 1008 с.

122. Татаринова Е. Э. Обзор геологических условий и основные этапы проектирования разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения / Е. Э. Татаринова, Т. И. Кузнецова // Ашировские чтения. – 2018. – № 1. – С. 226–230.

123. Тер-Саркисов Р. М. Особенности добычи низконапорного газа / Р. М. Тер-Саркисов, Ю. В. Илатовский, С. Н. Бузинов [и др.] // Газовая промышленность. – 2005. – № 11. – С. 67–71. – EDN HRYOYX.

124. Тимчук А. С. Повышение нефтеотдачи подгазовых оторочек высоковязкой нефти посредством контроля за перемещением газонефтяного контакта / А. С. Тимчук, Н. Н. Иванцов // Материалы IV Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (Москва, ВНИИнефть, 18–19 сентября 2013 г.). – Москва: ВНИИнефть, 2013. – Т. 1. – С. 158.

125. Фокин Л. Р. Транспортные свойства смеси разреженных газов N2-H2 в базе данных ЭПИДИФ / Л. Р. Фокин, А. Н. Калашников // Теплофизика высоких температур. – 2009. – Т. 47, № 5. – С. 675–687.

126. Хан С. А. Оценка влияния внутрипластового экрана из дисперсных систем на снижение перетоков газа / С. А. Хан, Ю. К. Дудникова, М. Ф. Каримов, Л. М. Муллагалиева // Газовая промышленность. – 2015. – № 10 (729). – С. 16–20. – EDN VLCLMR.

127. Чарный И. А. Подземная гидромеханика / И. А. Чарный. – Москва: ОГИЗ Гостехиздат, 1948. – 197 с.

128. Шабаров А. Б. Цифровая кластерная модель порового пространства при течении трехфазного потока в пористой среде // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Том 8, № 1 (29). – С. 88–108. – DOI 10.21684/2411-7978-2022-8-1-88-108.

129. Шпильрайн Э. Э. Введение в водородную энергетику / Э. Э. Шпильрайн, С. П. Малышенко, Г. Г. Кулешов. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 264 с.

130. Юшков А. Ю. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 4. – С. 38–53.

131. Якубсон К. И. Перспективы использования водорода в различных отраслях мировой экономики как одно из направлений ее декарбонизации (обзор) // Журнал прикладной химии. – 2022. – Т. 95, вып. 3.

132. Ahmed S. Enhancing Recoveries from a Low Permeable Gas-Condensate Reservoir through Hydraulic-Fracturing & EOR Technologies / S. Ahmed, A. M. Khakwani, I. Ahmed, O. H. Khan // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. – SPE 185310. – DOI 10.2118/185310-MS.

133. Allison D. G. Community Structure and Co-operation in Biofilms / D. G. Allison. – Vol. 59. – Cambridge: Cambridge University Press, 2000.

134. Amid A. Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir / A. Amid [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2016. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2016.02.036.

135. Ampomah W. Farnsworth Field CO2-EOR Project: Performance Case History / W. Ampomah, R. Balch, R. Grigg. – 2016. – P. 11–13. – DOI 10.2118/179528-MS.

136. Barton L. L. Sulphate-reducing bacteria: environmental and engineered systems / L. L. Barton, W. A. Hamilton. – 2007.

137. Bowker K. Carbon Dioxide Injection and Resultant Alteration of Weber Sandstone (Pennsylvania-Permian), Rangely Field, Colorado / K. Bowker, P. J. Shuler. – 1989. – DOI 10.2118/19875-MS.

138. Brady T. Friendswood Field - A Case Study in Reservoir Management / T. Brady. – 2002. – DOI 10.2118/77640-MS.

139. Bünger U. Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications / U. Bünger, J. Michalski, F. Crotogino, O. Kruck // Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy. – Vol. 4. – 2015.

140. Carlson L. O. Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive-Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project / L. O. Carlson // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 16–21 April 1988. – SPE-17324-MS.

141. Chaudhry M. H. Comparative Studies of 3 Mature Giant Oil Fields across the World; Ekofisk, Prudhoe Bay, and Upper Zakum / M. H. Chaudhry, I. A. Saiful, J. P. Zadroga // International Petroleum & Technology Conference (IPTC), March 2019. – DOI 10.13140/RG.2.2.17144.47369.

142. Crotogino F. Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe / F. Crotogino. – 2013.

143. Crotogino F. Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies / F. Crotogino, S. Donadei, U. Bünger [et al.] // Proc., 18th World Hydrogen Energy Conference, Parallel Sessions. – Book 4. – 2010. – P. 37–45.

144. Cyran K. Shape modelling and volume optimisation of salt caverns for energy storage / K. Cyran, M. Kowalski // Applied Sciences (Switzerland). – 2021. – Vol. 11. – P. 423.

145. Danesh A. Experimental investigation of critical condensate saturation and its dependence on connate water saturation in water-wet rocks / A. Danesh, G. D. Hendersen, J. M. Peden // 64th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–11 October 1989. – SPE Paper 19695.

146. Dobkine S. Deliverability Modelling of West-Siberia Gas-Condensate Wells / S. Dobkine, W. Dewenter, I. Yushkov, A. Nesterenko // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. – SPE 161972. – DOI 10.2118/161972-MS.

147. Dykaar B. B. Determination of the effective hydraulic conductivity for heterogeneous porous media using a numerical spectral approach: 1. Method / B. B. Dykaar, P. K. Kitanidis // Water Resources Research. – Vol. 28, No 4. – P. 1155–1166.

148. Flesch S. Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions / S. Flesch, D. Pudlo, D. Albrecht [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2018. – Vol. 43, No 45. – P. 20822–20835.

149. Friedmann F. Development and Testing of a Foam-Gel Technology to Improve Conformance of the Rangely CO2 Flood / F. Friedmann, T. Hughes, M. Smith [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 1999. – Vol. 2. – P. 4–13. – DOI 10.2118/54429-PA.

150. Ginn T. R. Processes in microbial transport in the natural subsurface / T. R. Ginn, B. D. Wood, K. E. Nelson [et al.] // Advances in Water Resources. – 2002. – Vol. 25, No 8. – P. 1017–1042.

151. Haldorsen H. H. On the modeling of vertical permeability barriers in single-well simulation models // SPEFE. – September 1989. – P. 349–358.

152. Hassan I. A. Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives / I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A.

Saleh, D. Hissel // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – DOI 10.1016/j.rser.2021.111311.

153. Haug B. T. Horizontal wells in the water zone: the most effective way of trapping oil from thin oil zones? / B. T. Haug, W. I. Ferguson, T. Kydland // Paper SPE 22929 presented at the 66th ATCE, Dallas, 6–9 October 1991.

154. Heinemann N. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges / N. Heinemann, J. Alcalde, J. M. Miocic [et al.] // Energy & Environmental Science. – 2021. – Vol. 14, No 2. – P. 853–864. – DOI 10.1039/d0ee03536j.

155. Hellm T. The Troll field: a geological // geophysical model established by the PL085 Group / T. Hellm, A. Kjemperud, O. K. Ovrebo.

156. Henderson G. D. The Relative Significance of Positive Coupling and Inertial Effects on Gas Condensate Relative Permeabilities at High Velocity / G. D. Henderson, A. Danesh, D. H. Tehrani, B. Al-Kharusi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA, 1–4 October 2000. – SPE 62933.

157. Hervey J. R. Performance Review of a Miscible CO2 Tertiary Project: Rangely Weber Sand Unit, Colorado / J. R. Hervey, A. C. Iakovakis // SPE Reservoir Engineering. – Vol. 6. – P. 163–168. – DOI 10.2118/19653-PA.

158. Howard B. Underground hydrogen storage in the UK / B. Howard, J. Stone, I. Veldhuis [et al.] // Geological Society, London. – 2009. – Vol. 313. – P. 217–226.

159. Ishaq H. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities / H. Ishaq, I. Dincer, C. Crawford // International Journal of Hydrogen Energy. – 2022. – Vol. 47. – P. 26238–26264.

160. Joekar-Niasar V. Analysis of Fundamentals of Two Phase Flow in Porous Media Using Dynamic Pore-Network Models: A Review / V. Joekar-Niasar, S. M. Hassanizadeh // Critical Reviews in Environmental Science and Technology. – Vol. 42, No 18. – P. 1895–1976. – DOI 10.1080/10643389.2011.574101.

161. Luboń K. Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland / K. Luboń, R. Tarkowski // International Journal of Hydrogen Energy. – 2020. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2019.11.055.

162. King R. L. A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field / R. L. King, J. H. Stiles Jr., J. M. Waggoner // 1970 SPE Annual Meeting, Houston, 4–7 October 1970. – SPE-2972-MS.

163. Kitanidis P. K. Introduction to Geostatistics: Applications to Hydrogeology / P. K. Kitanidis. – Cambridge: Cambridge University Press, 1997. – ISBN 978-0-521-58747-1.

164. Lewandowska-Śmierzchalska J. Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland / J. Lewandowska-Śmierzchalska, R. Tarkowski, B. Uliasz-Misiak // International Journal of Hydrogen Energy. – 2018. – Vol. 43, No 9. – P. 4401–4414. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2018.01.089.

165. Lien S. C. The first long-term horizontal-well test in the Troll thin oil zone / S. C. Lien, K. Seines, S. O. Havig, T. Kydland // JPT. – 1991. – № 8. – P. 914–917, 970–973.

166. Lord A. S. Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands / A. S. Lord, P. H. Kobos, D. J. Borns // International Journal of Hydrogen Energy. – 2014. – Vol. 39. – P. 15570–15582. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.

167. Lusheeva I. V. Ecology of sulfate-reducing bacteria and their geochemical activity in the underground waters of paleogene deposits of Ob-Tomsk mezhdurechye: abstract in the specialty 03.00.16, for the title of candidate of biological sciences / I. V. Lusheeva. – Tomsk, 2007.

168. Magot M. Microbiology of petroleum reservoirs / M. Magot, B. Ollivier, B. K. C. Patel // Antonie van Leeuwenhoek. – 2000. – Vol. 77. – P. 103–116.

169. Muravyev A. V. Closed-loop Production Cycle - A New Paradigm of Hydrocarbon Resources Development in Remote Areas of Siberia / A. V. Muravyev, A.

L. Nikonov, L. A. Tyrina [et al.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014.

170. Navaid H. B. A comprehensive literature review on the challenges associated with underground hydrogen storage / H. B. Navaid, H. Emadi, M. Watson // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.11.225.

171. Osman A. I. Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: A review / A. I. Osman [et al.] // Environmental Chemistry Letters. – 2022. – DOI 10.1007/s10311-021-01322-8.

172. Panfilov M. Underground Storage of Hydrogen: In Situ Self-Organisation and Methane Generation / M. Panfilov // Transport in Porous Media. – 2010. – Vol. 85. – P. 841.

173. Panfilov M. Underground and pipeline hydrogen storage / M. Panfilov // Compendium of Hydrogen Energy: Volume 2: Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure / R. B. Gupta, A. Basile, T. N. Veziroğlu (eds.). – Cambridge ; Waltham, MA ; Kidlington: Elsevier, 2016. – P. 91–115.

174. Smigan P. Methanogenic bacteria as a key factor involved in changes of town gas in an underground reservoir / P. Smigan, M. Greksak, J. Kozankova [et al.] // FEMS Microbiology Ecology. – 1990. – Vol. 73. – P. 221–224.

175. Tarkowski R. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects / R. Tarkowski // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2019. – Vol. 105. – P. 86–94. – DOI 10.1016/j.rser.2019.01.051.

176. Thiyagarajan S. R. A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground / S. R. Thiyagarajan, H. Emadi, A. Hussain, P. Patange, M. Watson. Journal of Energy Storage, Volume 51, 2022, 104490, ISSN 2352-152X, https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104490.EDN: EMNUHX

177. Thrasher [et al.] Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. – 2016. – DOI 10.2118/179572-MS.

178. Tracey M. Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030 / M. Tracey // 24 January 2023.

179. Valvatne P. H. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media / P. H. Valvatne, M. J. Blunt // Water Resources Research. – Vol. 40. – W07406. – DOI 10.1029/2003WR002627.

180. Wang T. A new shape design method of salt cavern used as underground gas storage / T. Wang, X. Yan, H. Yang [et al.] // Applied Energy. – 2013. – Vol. 104. – P. 50–61.

181. Whitson C. H. Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations / C. H. Whitson, O. Fevang, A. Saevareid // SPE Annual Technical Conference, Houston, USA, October 1999. – SPE 56476.

182. Whitson R. E. A Study of the Conroe Field / R. E. Whitson, W. A. Burns, W. J. Davies // Journal of Petroleum Technology. – 1975. – Vol. 27, No 07. – P. 813–821.

183. Xiong Y. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir / Y. Xiong, H. Xu, Y. Wang [et al.] // Petroleum. – 2018. – Vol. 4, No 3. – P. 358–363.

184. Yushkov A. Y. New Approaches to Improve Economical Efficiency of Development of Gas-Condensate Reservoirs with Thin Oil Rims / A. Y. Yushkov, A. S. Romanov, I. R. Mukminov [et al.] // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2011.

185. Zhang F. Determining the Permeability of Fractured Rocks Based on Joint Mapping / F. Zhang, Z. Zhou, Y. Huang, Z. Chen // Groundwater. – 2004. – Vol. 42. – P. 509–515.

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Скважинная система с многофункциональной скважиной 10
Рисунок 2 – Схематическое представление модели пласта в районе исследованной скважины 23
Рисунок 3 – Функции ОФП для нефти и воды определенные по тремя способами (1 – проект, 2 – ИННК + традиц. ГДИС, 3 – алгоритм идентификации) 24
Рисунок 4 – Результаты исследований по технологии ИННК с закачкой солевого раствора 24
Рисунок 5 – ОФП, определённые на одном керне, но при разных давлениях.... 30
Рисунок 6 – Схема вертикального гидропрослушивания в обсаженной и необсаженной скважинах 43
Рисунок 7 – Изменение параметров по толщине пласта согласно данным интерпретации ГИС, принятым при построении модели 45
Рисунок 8 – Модельные распределения по оси r водонасыщенности (а) и минерализации водной фазы (б) на моменты конца закачки и конца отбора флюидов из пласта 49
Рисунок 9 – Планшет с кривыми (а) и результатами интерпретации (б) разновременных записей ИННК..... 50
Рисунок 10 – Модельная и фактическая динамики забойного давления за период закачки воды на втором цикле 56
Рисунок 11 – Модельная динамика обводненности за период отбора на втором цикле в сопоставлении с опорными точками по балансовой модели..... 56
Рисунок 12 – Сравнение кривых ОФП по керну и полученных по результатам интерпретации второго цикла исследований 57
Рисунок 13 -– Фактические данные проведенного исследования 58
Рисунок 14 – Скачкообразные изменения обводненности и газового фактора в процессе исследования 59
Рисунок 15 – Динамика обводненности для наилучшей адаптации базовой модели по параметрам ОФП воды и нефти и ее сопоставление с фактическими данными 60

Рисунок 16 – Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды с исключением порога ее «условной подвижности» 62
Рисунок 17 – Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды и зоны негерметичности 62
Рисунок 18 – Динамики обводненности – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП для системы нефть – вода при наличии зоны негерметичности 63
Рисунок 19 – Сопоставление кривых ОФП и доли воды в потоке в фактическом диапазоне изменения насыщенностей до и после адаптации к фактическим данным (нормировка кривых – в ЭПП) 63
Рисунок 20 – Билогарифмический график изменения давления КВД на интервале времени после запуска скважины и вывода на режим 75
Рисунок 21 – Билогарифмический график изменения давления, повторная КВД после периода эксплуатации с формированием конденсатного вала в околоскважинной зоне 75
Рисунок 22 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при $\alpha c0$= 500 и различных значениях параметра n 76
Рисунок 23 – Динамика изменения показателя КГФ при $\alpha c0$= 500 и различных значениях параметра n 77
Рисунок 24 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при n=0,74 и различных значениях параметра$\alpha c0$ 77
Рисунок 25 – Динамика изменения КГФ при воспроизведении исследований при n =0,74 и различных значениях параметра $\alpha c0$ 78
Рисунок 26 – Динамика изменения дебита газа при воспроизведении исследований при различных наборах параметров 80
Рисунок 27 – Динамика изменения параметра при воспроизведении исследований при различных наборах параметров 80

Рисунок 28 – Результаты обработки КВД при настройке модели неравновесного испарения конденсата 81
Рисунок 29 – Гистограмма распределения дебитов скважин по газу на сеноманской залежи по состоянию на 1.01.2016 г..... 84
Рисунок 30 – Распределение скважин действующего фонда по внутреннему диаметру НКТ (мм) 85
Рисунок 31 – Распределение скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки в стволе, по внутреннему диаметру НКТ (мм) 86
Рисунок 32 – Распределение скважин, работающих в режиме накопления жидкостной пробки в стволе, по величине перепада давления на устье (кгс/см^2) 86
Рисунок 33 – Схема размещения скважин при разработке сеноманской залежи медвежьего месторождения 91
Рисунок 34 – Схема эпюры пластового давления на поперечном профильном разрезе залежи 92
Рисунок 35 – Схема расположения скважин на продольном профильном разрезе сеноманской залежи..... 93
Рисунок 36 – Общий вид секторной модели. Цветом показана начальная водонасыщенность 94
Рисунок 37 – Карта текущих (на 2016 год) отметок ГВК..... 100
Рисунок 38 – Карты распределения средних значений проницаемости выше (а) и ниже (б) текущей отметки ГВК за 2016 год (РИГИС -2016)..... 102
Рисунок 39 – Карты распределения средних значений эффективной проницаемости выше начальной отметки ГВК по данным РИГИС-2016 (а) и РИГИС-2013 (б)..... 103
Рисунок 40 – Карты распределения средних значений эффективной проницаемости выше отметки ГВК на 2016 г. по данным РИГИС-2016 (а) и РИГИС- 2013 (б)..... 104
Рисунок 41 – Схема расположения месторождений Оренбургского НГКМ..... 106

Рисунок 42 – Схема вскрытия объекта №2 на месторождении Карачаганак системой добывающих вертикальных и нагнетательных скважин 109
Рисунок 43 – Профиль месторождения Прадо-бей, проходящий через нефтяную оторочку и газовую шапку 114
Рисунок 44 – Схема размещения барьерных, добывающих и нагнетательных скважин в профильном разрезе (а) и на площади продуктивности (б) элемента разработки 130
Рисунок 45 – Профильный разрез с расстановкой стволов скважин в пределах 3d секторной модели во втором варианте 131
Рисунок 46 – Схема размещения скважин..... 137
Рисунок 47 – Динамики среднего пластового давления по вариантам А-I – А-IV 138
Рисунок 48 – Сравнение динамики КИН по вариантам А-I – А-IV..... 138
Рисунок 49 – Сравнение динамики обводненности по вариантам А-I – А-IV ... 139
Рисунок 50 – Сравнение динамики КИН по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту 141
Рисунок 51 – Сравнение динамики обводненности по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту 141
Рисунок 52 – Сравнение динамики приемистости по утвержденному варианту из дополнения и альтернативному варианту 142
Рисунок 53 – Динамика добычи газа по вариантам А-IX, А-X, А-XI 144
Рисунок 54 – Динамика накопленной добычи газа по вариантам А-IX, А-X, А-XI 145
Рисунок 55 – Среднее пластовое давление по всей залежи в вариантах..... 146
А-IX, А-X, А-XI 146
Рисунок 56 – Среднее пластовое давление по участку модели (оторочке с близлежащей частью газоконденсатной шапки и водоносной областью) в вариантах А-IX, А-X, А-XI..... 146
Рисунок 57 – Сравнение динамики КИН по вариантам с отбором и без отбора газа из газоконденсатной шапки 148

Рисунок 58 – Динамика КИН по вариантам А-IX, А-X, А-XI 148
Рисунок 59 – Динамика обводненности по вариантам А-IX, А-X, А-XI 149
Рисунок 60 – Динамики накопленной добычи нефти, газа и воды по трем моделям 154
Рисунок 61 – Динамика добычи газа по трем моделям 154
Рисунок 62 – Динамика добычи нефти по трем моделям 155
Рисунок 63 – Динамика добычи воды по трем моделям 155
Рисунок 64 – Распределение скважин по категориям для одного из расчетного варианта 156
Рисунок 65 – Разбиение пласта на зоны подсчета запасов газа 170
Рисунок 66 – Разрезы через нагнетательные скважины для варианта 1 с распределением газонасыщенностей 170
Рисунок 67 – Разрезы через нагнетательные скважины для варианта 2 с распределением газонасыщенностей 171
Рисунок 68 – Вид сверху газонасыщенной зоны (H_2+CH_4) по варианту 4 173
Рисунок 69 – Вид сверху поля давления по кровле пласта по варианту 4 174
Рисунок 70 – Газонасыщенности по кровле пласта для 4 вариантов 175
Рисунок 71 – Концентрация водорода (а) и зоны концентрации водорода (б) в газонасыщенной части по варианту 2 на конец закачки 178
Рисунок 72 – Вид сверху на распределение газонасыщенности (а) и концентрации водорода (б) при эксплуатации барьерных водонагнетательных скважин при давлении 287 бар 178
Рисунок 73 – Разрез распределения газонасыщенности (а) и концентрации водорода (б) при эксплуатации барьерных водонагнетательных скважин при давлении 287 бар 179
Рисунок 74 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 2 182
Рисунок 75 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 4 182

Рисунок 76 – Зона с запасами газа (насыщенность газом больше 5%) на момент окончания добычи углеводородного газа для варианта 5 182
Рисунок 77 – Зона с запасами газа 695 млн ст. $м^3$, созданная в водонасыщенном пласте 183
Рисунок 78 – Зона с запасами газа 1622 млн ст. $м^3$, созданная в водонасыщенном пласте 184
Рисунок 79 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора для варианта 2 185
Рисунок 80 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки водорода для варианта 2 186
Рисунок 81 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора (а) и закачки водорода (б) для варианта 4 186
Рисунок 82 – Распределение газонасыщенности на момент окончания отбора (а) и закачки водорода (б) для варианта 5 186
Рисунок 83 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки для варианта 5 188
Рисунок 84 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 7 (показана зона с содержанием газа более 5%) 189
Рисунок 85 – Распределение газонасыщенности на момент окончания закачки для варианта 8 (показана зона с содержанием газа более 5%) 190
Рисунок 86 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 8 (показана зона с содержанием газа более 5%) 190
Рисунок 87 – Распределение концентрации водорода на момент окончания закачки для варианта 7а (показана зона с содержанием газа больше 5%) 192
Рисунок 88 – Распределение концентрации водорода в центральной части для вариантов 7 (а) и 7а (б) 192
Рисунок 89 – Распределение концентрации водорода на два момента времени в процессе отбора запасов водорода для варианта 5 194
Рисунок 90 – Распределение газонасыщенностей в процессе отбора запасов водорода для вариантов 7 (а) и 7а (б) 194

Рисунок 91 – Распределение концентрации газа при его закачке в модель с перемычкой проницаемостью 0.001 мД без диффузии 196
Рисунок 92 – Распределение насыщенности газом (а) и доли H_2 в газе (б) по кровле верхнего пропластка в модели с перемычкой проницаемостью 0,001 мД без диффузии 197
Рисунок 93 – Распределение насыщенности газом (а) и мольной доли H_2 (б) в газе по кровле верхнего пропластка в модели с проницаемостью перемычки 0.001 мД при наличии диффузии 198
Рисунок 94 – Карта молярной концентрации компонента SO_4^{2-} в воде до начала закачки (а) и после окончания формирования ПХВ (б) 208
Рисунок 95 – Карта молярной плотности компонента SO_4^{2-} на момент окончания формирования ПХВ 209
Рисунок 96 – Карта насыщенности газом на момент окончания формирования ПХВ 209
Рисунок 97 – Распределение молярной плотности H_2 (а) и H_2S (б) в газовой фазе 210
Рисунок 98 – Распределение скорости реакции на конец расчета 210
Рисунок 99 – Условная молярная плотность псевдокомпонента «Бакт» на конец формирования ПХВ для вариантов без учета (а) и с учетом (б) сокращения популяции бактерий 212
Рисунок 100 – Скорость реакции на конец формирования ПХВ для вариантов без учета (а) и с учетом (б) гибели бактерий 213
Рисунок 101 – 2D карты (по кровле пласта) концентрации SO_4^{2-} в воде на разные даты в процессе формирования ПХВ 213
Рисунок 102 – Относительная доля компонента «Бакт» в газе после 5 лет простоя (осреднение по толщине пласта). 215
Рисунок 103 – Динамика запасов водорода в пласте (в пересчете на стандартные условия) при формировании ПХВ и в течение периода простоя (хранения): а – в течение 5 лет, б – в течение 15 лет 216
Рисунок 104 – Примеры расчетных кривых «кинетики» популяции бактерий . 221

Рисунок 105 – Концентрация бактерий (в условных единицах) в водной фазе . 221
Рисунок 106 – Концентрация H_2 в водной фазе 222
Рисунок 107 – Концентрация H_2 в газовой фазе 222
Рисунок 108 – Молярная доля CO_2 в газовой (а) и жидкой (б) фазах на этапе закачки водородно-метановой смеси 223
Рисунок 109 – Молярная доля H_2 в газовой фазе на этапе закачки водород-метановой смеси 223
Рисунок 110 – Распределение pH на этапе закачки водородно-метановой смеси 224
Рисунок 111 – Динамика концентрации компонента «Бакт» в сопоставлении с динамикой закачки водорода 224

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Параметры различных моделей 74
Таблица 2 – Параметры зон для моделей с двумя зонами 79
Таблица 3 – Группировка фонда скважин 95
Таблица 4 – Краткая характеристика вариантов 96
Таблица 5 – Сопоставление результатов по наиболее важным вариантам 98
Таблица 6 – Результаты исследований скважин в южном блоке Западной нефтяной провинции 121
Таблица 7 – Сопоставление прогнозных расчетов для вертикальной и горизонтальной скважин 122
Таблица 8 – Отличительные параметры вариантов I-IV 137
Таблица 9 – Обозначения компонент в PVT-моделях 151
Таблица 10 – Плотности сепарированных фаз 152
Таблица 11 – Сокращения для легенд рисунков 152
Таблица 12 – Начальные запасы флюидов 153
Таблица 13 – Категория скважин по накопленной добычи нефти 156
Таблица 14 – Производственные показатели с учетом влияния отбора газа из газовой шапки 157
Таблица 15 – Средние показатели добычи нефти на скважину 157
Таблица 16 – Сопоставление объемов закачанного газа по вариантам (на конец первой фазы) 169
Таблица 17 – Накопленные запасы по зонам в зависимости от нагнетаемого флюида (на конец первой фазы создания ПХВ) 173
Таблица 18 – Сравнение параметров вариантов с приконтурным заводнением 175
Таблица 19 – Сравнение объемов закачки воды и запасов газа для вариантов с контуром водонагнетательных скважин 176
Таблица 20 – Удельная закачка воды 177
Таблица 21 – Параметры вариантов при формировании истощенной залежи ... 181
Таблица 22 – Параметры вариантов при формировании ПХВ 185
Таблица 23 – Поровые объемы зон с насыщенностью газом выше 5% 187

Таблица 24 – Нормированные запасы газа по зонам с разной концентрацией водорода 189
Таблица 25 – Запасы в регионах 4 и 5 на конец моделирования 197
Таблица 26 – Запасы газа в пласте для различных вариантов на конец формирования ПХВ 207
Таблица 27 – Запасы газа в пласте для различных вариантов на конец создания ПХВ..... 211
Таблица 28 – Значения коэффициентов A и B для уравнений (4) и (5) 214
Таблица 29 – Реакции с минералами для различных моделей коллектора..... 219
Таблица 30 – Минеральный состав моделей коллектора..... 220