

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



ШАРАФУТДИНОВ РУСЛАН ФАРХАТОВИЧ

**ОСОБЕННОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОВЫМИ АГЕНТАМИ
ПРИ ВОДОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНЫЕ ОТОРОЧКИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Грачёв Сергей Иванович

Тюмень – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ	12
1.1 Исследования вариантов разработки и агентов воздействия на пласт нефтяной оторочки Тазовского месторождения	12
1.2 Исследование аналитической модели смешивающегося и несмешивающегося вытеснения нефти	24
1.3 Анализ результатов вычислительных экспериментов по воздействию на нефтегазовую залежь различными агентами	30
1.4 Анализ результатов практической реализации	32
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ И ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ АГЕНТОВ.....	42
2.1 Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных.....	42
2.2 Обеспечение создания качественной цифровой гидродинамической модели .	54
ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОВЫМИ АГЕНТАМИ И ВОДОЙ	65
3.1 Методическая основа проведения экспериментов	65
3.2 Определение коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии	76
3.3 Обработка экспериментальных данных	78
3.3.1 Расчет ОФП при двухфазной фильтрации флюидов в системе нефть-газ (азот, углекислый газ, газ сепарации)	78
3.3.2 Расчет насыщенностей при двухфазной фильтрации систем нефть-вода и нефть-газ.....	79
3.4 Расчет коэффициента вытеснения нефти	81
3.5 Обобщения результатов экспериментальных исследований	83

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ АПРОБАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ВОДОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА НЕФТЯНЫЕ ОТОРОЧКИ УРЕНГОЙСКОГО И ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	94
4.1 Анализ результатов моделирования добычи нефти с применением водогазового воздействия.....	94
4.2 Обоснование по испытанию в промысловых условиях и опытно-промышленных масштабах технологии водогазового воздействия на нефтенасыщенные зоны нефтегазоконденсатных залежей.....	119
4.3 Технологическое оборудование для водогазового воздействия на нефтегазоконденсатные залежи Уренгойского месторождения.....	130
4.4 Технологическое оборудование для водогазового воздействия на нефтегазоконденсатные залежи Заполярного месторождения	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	134
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	136
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	163

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Современное состояние нефтегазовой промышленности свидетельствует о существенных изменениях структуры минерально-сырьевой базы: снижается потенциал добычи углеводородов традиционных центров нефтедобычи, что связано с истощением запасов действующих месторождений; ухудшаются геолого-геофизические характеристики новых залежей, следствием чего становятся более низкие добычные возможности объектов и коэффициенты извлечения углеводородов. В соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года (утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.07.2024 №1838-р), основной задачей на ближайшую перспективу является повышение эффективности разработки месторождений и коэффициентов извлечения углеводородов, в первую очередь за счёт развития и внедрения новых технологий освоения.

Суммарные запасы около одного миллиарда тонн нефти в более чем 100 подсчётных объектах Западной Сибири относятся к подгазовым залежам, коэффициенты извлечения нефти (КИН) в которых ниже чем в чисто нефтяных. Поэтому разработка технологий воздействия на оторочки и повышение эффективности их освоения, в том числе водогазового (ВГВ), является актуальным и перспективным решением.

Сложность строения нефтяной оторочки нефтегазовых залежей определяет особенности её разработки. При эксплуатации продуктивных пластов происходит расформирование запасов нефти вследствие отбора газа. Несбалансированные процессы отбора нефти и газа приводят к снижению величины коэффициента извлечения нефти. Известны технологические решения этой проблемы, которые применены при разработке нефтегазовых залежей Быстринского, Варьёганского, Фёдоровского и других месторождений. При освоении Лянторского месторождения реализовано вскрытие в нагнетательных скважинах первого газонасыщенного прослоя, примыкающего к нефтяным, для создания площадного барьера давления и водной оторочки на газонефтяном контакте и обеспечения

водогазового воздействия. Практически апробировано применение газа в качестве вытесняющего агента (Самотлорское и другие месторождения) при заводнении. Однако результаты эксплуатации нефтяных оторочек свидетельствуют о том, что качество предложенного метода не выдержало проверку практическим решением, нет оснований говорить о повсеместной эффективности проводимых операций и наблюдаются существенные отличия фактических показателей от результатов моделирования. Необходим дальнейший поиск решения проблем эффективности освоения нефтегазовых залежей посредством развития технологии водогазового воздействия.

Одним из вариантов решения обозначенной проблемы является разработка и научное обоснование новых технологий вытеснения нефти из нефтяных оторочек нефтегазовых залежей различными газовыми агентами, в том числе добываемым газом сепарации из газовых шапок.

Степень разработанности темы исследования

Важными разделами в области разработки нефтяных месторождений являются методология решения прогностических, так называемых прямых задач, когда при известных параметрах коллектора и пластовых флюидов прогнозируются технологические показатели добычи нефти; методология решения задач выполнения и интерпретации результатов экспериментальных и промысловых исследований.

Развитию методологий разработки нефтяных месторождений посвящены работы А. А. Боксермана, Р. В. Вафина, В. Е. Гавуры, А. П. Крылова, А. Н. Лапердина, А. Х. Мирзаджанзаде, И. Н. Стрижова, А. В. Берлина, В. А. Коротенко, М. Л. Сургучёва, А. С. Трофимова и других российских учёных. Научной школой С. Н. Закирова создан информационный задел по изучению вытеснения нефти водогазовыми смесями на основе лабораторных исследований на керне, математического моделирования и промысловых экспериментов.

Результатами предшествующих исследований обосновывается актуальность решения прикладной задачи разработки – на основе исследования процесса

вытеснения нефти газовыми агентами повысить эффективность технологии эксплуатации нефтяных оторочек.

Цель работы

Повышение эффективности освоения нефтяных оторочек нефтегазовых залежей и разработка технологии водогазового воздействия на основе исследований вытеснения нефти газовыми агентами.

Основные задачи исследования

1. Выполнить физическое и гидродинамическое моделирование процесса вытеснения нефти газовыми агентами при водогазовом воздействии на нефтяную оторочку нефтегазовых залежей, выявить причинно-следственные связи несоответствия фактических показателей разработки и результатов вычислительных экспериментов.

2. Определить закономерности изменения характера поведения относительных фазовых проницаемостей путём проведения исследований вытеснения нефти газовыми агентами и водой на экспериментальной лабораторной установке.

3. Установить зависимости изменения и обосновать увеличение коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии на пластовую флюидную систему нефтяной оторочки посредством проведения вычислительных экспериментов с моделью последовательного циклического вытеснения нефти водой и газовыми агентами.

4. Обосновать организацию экспериментального полигона, обеспечивающего комплексное опытно-промышленное исследование водогазового воздействия на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей, для последующего полномасштабного освоения месторождений.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных месторождений, а *предметом* – процесс вытеснения нефти в терригенных коллекторах газовыми агентами и водой.

Научная новизна выполненной работы

1. Выявлены причинно-следственные связи несоответствия фактических показателей разработки и результатов вычислительных экспериментов и предложена логистическая структура используемых методов исследования параметров терригенного коллектора и пластовых флюидов с целью прогнозирования показателей эксплуатации скважин при водогазовом воздействии на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей.

2. Определены закономерности изменения характера поведения относительных фазовых проницаемостей процесса вытеснения нефти газовыми агентами и обосновано, что для термобарических условий и геолого-физических характеристик нефтяных оторочек терригенных коллекторов нижнемеловых отложений наиболее эффективным методом воздействия является применение закачки газа сепарации и воды.

3. Доказано, что последовательная циклическая закачка газа сепарации и воды в кольцевую нефтяную оторочку при соотношении объёмов, соответственно, 2 к 1 повышает величину коэффициента вытеснения более чем на 20 %, а в литологически экранированную козырьковую нефтяную оторочку увеличивает - значение коэффициента вытеснения более чем на 30 % по сравнению с системой поддержания пластового давления водой.

4. Обоснован алгоритм разработки технологии водогазового воздействия на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей, предусматривающий создание экспериментального полигона, обеспечивающего комплексное опытно-промышленное исследование и последующее освоение месторождения.

Теоретическая значимость работы

1. Выявленные несоответствия фактических показателей разработки и результатов вычислительных экспериментов дают возможность повышения прогностической способности моделей и точности расчётов показателей эксплуатации скважин при водогазовом воздействии на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей на основе комплексного анализа и обобщения результатов теоретических, лабораторных и промысловых исследований.

2. Установленные закономерности изменения характера поведения относительных фазовых проницаемостей, по результатам исследований физических моделей и вычислительных экспериментов процесса вытеснения нефти газовыми агентами, расширяют возможности оптимизации параметров процесса фильтрации при вытеснении нефти газовыми агентами для геолого-физических условий разработки нижнемеловых отложений Уренгойского, Заполярного месторождений и других объектов-аналогов.

Практическая значимость работы

1. Разработанный алгоритм создания и актуализации цифровых гидродинамических моделей, включающий методику выбора моделей трёхфазной или композиционной фильтрации в зависимости от компонентного состава и физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых агентов, позволяет недропользователям повысить точность расчётов показателей эксплуатации скважин и выбрать технологические решения при водогазовом воздействии на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей.

2. Установленные по результатам интерпретации исследований на керне нефтегазовых залежей эмпирические корреляции между значениями относительных фазовых проницаемостей в крайних точках и петрофизическими параметрами в случае вытеснения нефти газом сепарации, диоксидом углерода и азотом позволяют расширить информационную базу данных для формирования и разработки решений по технологиям освоения месторождений.

3. Установленные закономерности изменения коэффициентов вытеснения с учётом термобарических и геолого-физических особенностей объектов исследования, кольцевых и литологически экранированных козырьковых нефтяных оторочек дают возможность реализовать технологию водогазового воздействия для терригенных пластов нижнемеловых отложений.

4. Разработанный ранг-рейтинговый подход по выделению полигонов для исследования технологии водогазового воздействия на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей и установленные критерии выбора объекта испытания

позволяют корректно обосновать решения для повышения эффективности разработки месторождений при полномасштабном освоении.

Методология и методы исследования

Решение в диссертации научных проблем разработки нефтегазовых залежей основывается на использовании положений физики нефтегазового пласта (петрофизики); подземной гидрогазодинамики и термодинамики многокомпонентных пластовых систем с применением методов математической статистики; статистического последовательного анализа; физического моделирования. Для выполнения экспериментов применены методы численного моделирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Применение циклического вытеснения нефти водой и газовыми агентами на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей способствует увеличению коэффициента извлечения нефти по сравнению с поддержанием пластового давления заводнением.

2. Изменение соотношения объёмов газового агента и воды, прокачиваемых через керн, влияет на фильтрационные характеристики и величину коэффициента вытеснения нефти нефтяных оторочек нефтегазовых залежей терригенных коллекторов.

Личный вклад автора

Непосредственный вклад заключается в выборе направления и обосновании алгоритмов проведения исследований, формулировке целей и задач, проведении и интерпретации результатов физического и гидродинамического моделирования, определении закономерностей поведения фазовых проницаемостей, установлении зависимостей и обосновании увеличения коэффициентов вытеснения нефти, обосновании организации и выборе экспериментального полигона по испытанию технологии.

Степень достоверности результатов проведённых исследований

Теоретические исследования построены на основе систематизации эмпирического и обобщённого материала с позиции классических представлений российских и зарубежных академических школ.

Экспериментальные исследования выполнены в строгом соответствии с утверждёнными ОСТ на аккредитованной лабораторной установке, а в качестве материала для исследований использовался керн нижнемеловых отложений Уренгойского, Заполярного, Ен-Яхинского и других месторождений с нефтяными оторочками. Результаты интерпретации лабораторных экспериментов соответствуют классическим математическим подходами по установлению коэффициентов детерминации для представительных генеральных выборок.

Вычислительные эксперименты проведены на созданных в сертифицированных гидродинамических симуляторах трёхмерных моделях, соответствующих требованиям Роснедра. Результаты расчётов находятся в диапазоне допустимых отклонений и не превышают граничные значения технологических регламентов действующих промыслов.

Апробация результатов работы

Результаты диссертационной работы и её основные положения докладывались и обсуждались на конференции молодых учёных и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности Сибири» (Тюмень, 2008, 2010, 2012, 2014, 2016 гг.); VI и VII Тюменском международном инновационном форуме «НЕФТЬГАЗТЭК» (Тюмень, 2015, 2016 гг.); научно-технических совещаниях ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Москва, Новый Уренгой, Тюмень, 2013-2017 гг.); Всероссийской научно-практической конференции «Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений - новые возможности» (Тюмень, 2022 г.); отраслевой тематической сессии «Технологии освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: сегодня и завтра» (Нижневартовск, 2023 г.); семинарах кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ТИУ (2022 -2023 гг.).

Разработанные в диссертации положения и рекомендации приняты к внедрению в ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Ямбург».

Публикации

Результаты выполненных исследований опубликованы в 11 печатных работах, в том числе в шести изданиях, рекомендованных ВАК РФ, одной монографии и четырёх тезисах, опубликованных в сборниках материалов конференций.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, пункту 2 - «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 3 - «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов».

Объём и структура работы

Диссертационная работа изложена на 164 страницах машинописного текста, содержит 33 таблицы, 42 рисунка, два приложения. Состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка использованных источников из 114 наименований.

Автор выражает искреннюю признательность своему научному руководителю доктору технических наук, профессору Грачёву Сергею Ивановичу за постоянную поддержку и внимание при выполнении диссертационной работы. Благодарность доктору технических наук, профессору Ю. Д. Земенкову и доктору физико-математических наук С. В. Степанову за ценные рекомендации, консультации и предложения при обсуждении работы, которые способствовали повышению качества диссертации.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ

Главным условием эффективной разработки коллекторов нефтегазовых залежей является формирование проектных решений применения инновационных технологий вытеснения нефти и организации системы ППД, которые бы обеспечивали эффективную и рациональную выработку запасов нефти, содержащихся в подгазовых зонах. Без выполнения этих требований любые работы, связанные с физико-химическим воздействием на нефтяную оторочку не обеспечат благоприятную основу для повышения коэффициента нефтеизвлечения. Исследование технологий воздействия на нефтяные оторочки необходимо проводить на основе систематизации подходов к внедрению разрабатываемого добычного комплекса [1, 2, 3].

1.1 Исследования вариантов разработки и агентов воздействия на пласт нефтяной оторочки Тазовского месторождения

При выполнении поставленной задачи исследования, были смоделированы различные сценарии химического и водогазового воздействия на пласт с целью определения наиболее эффективного – полимерное воздействие и применение газовых агентов (азот, метан, углекислый газ). При моделировании процесса разработки, в качестве базового варианта рассматривался вариант «традиционного» заводнения путем закачки воды.

Общими граничными условия для вариантов разработки были:

- расчетный период 30 лет;
- выбытие добывающих скважин при достижении величины газового фактора (ГФ) $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- выбытие добывающих скважин при дебите нефти менее $2 \text{ м}^3/\text{сут}$;

- выбытие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции 98 %;
- забойное давление добывающих скважин 9,0 МПа;
- забойное давление нагнетательных скважин 14,0 МПа;
- бурение и эксплуатация горизонтальной части ствола в средней части нефтенасыщенного интервала.

Результаты экспериментальных исследований на керне пласта ПК₁ Тазовского месторождения показали наиболее высокий прирост коэффициента вытеснения при закачке газа и воды в виде смеси, при этом соотношение агентов по объему составило 2:1 соответственно. При полимерном заводнении соотношение полимера к воде по массе ПАА составило 0,2 %. В связи с этим результаты данных исследований масштабировались на гидродинамическую модель.

Для расчета технологических показателей был выбран участок размещения проектных скважин, где рекомендуется проведение опытно-промышленных работ (зона максимальных нефтенасыщенных толщин) в соответствии с положениями действующего проектного документа. По геологическому строению залежи размещение куста скважин характеризуется средними значениями фильтрационно-емкостных свойств, контактным залеганием нефтяной оторочки (присутствие газовой шапки и наличие водоносного горизонта), максимальными нефтенасыщенными толщинами в пределах контура нефтеносности.

Возможность применения методов воздействия на данном участке была рассмотрена на секторной модели месторождения, вырезанной из полномасштабной геолого-гидродинамической модели и актуализированной на результаты испытания разведочных скважин (в связи с отсутствием эксплуатационного фонда нефтяных скважин), с использованием температурной (TEMP), полимерной (POLYMER) опций гидродинамического симулятора Eclipse 100, а также опции закачки газа-растворителя (четырёхкомпонентная модель растворителя SOLVENT).

Элемент пласта имеет размеры 29х30х65 ячеек и включает в себя 9 скважин, в том числе 7 добывающих и 2 нагнетательных, расположенные по девятиточечной системе разработки трансформированной под горизонтальные скважины (Рисунок 1.1). Для оценки изменчивости свойств пласта по латерали расположение горизонтальных стволов рекомендуется осуществлять в направлении Ю-С и З-В. Схема растановки проектных нефтяных скважин в период ОПР представлена на Рисунке 1.2.

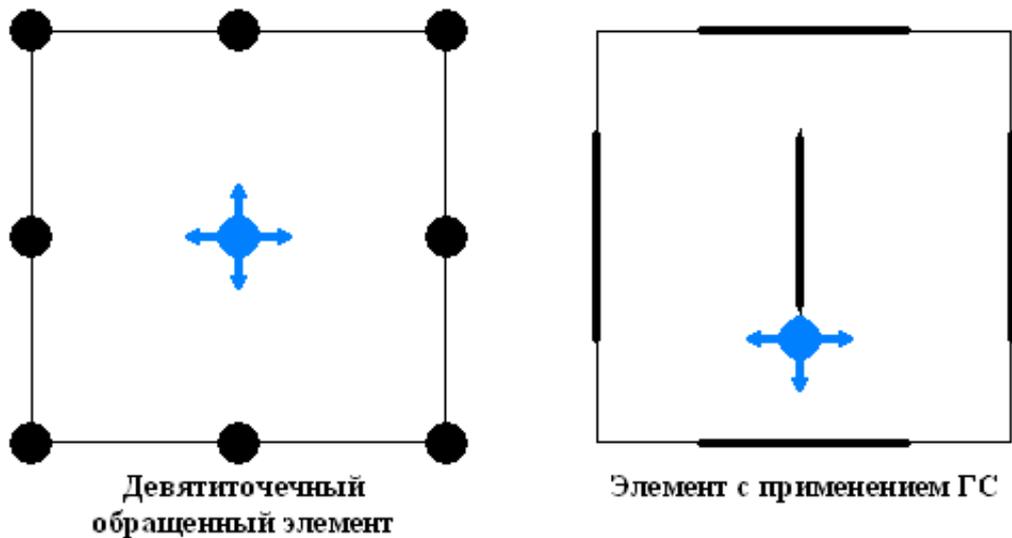


Рисунок 1.1 – Пример элемента системы разработки

Одним из критериев выбора границ элемента являлась необходимость обеспечения его представительности, то есть соответствия свойств элемента принятым средним значениям в целом по залежи. Для этого расположение элемента подбиралось таким образом, чтобы значение в нем пористости и проницаемости в среднем соответствовало соответствующим модальным значениям в полномасштабной модели (Рисунки 1.3, 1.4).

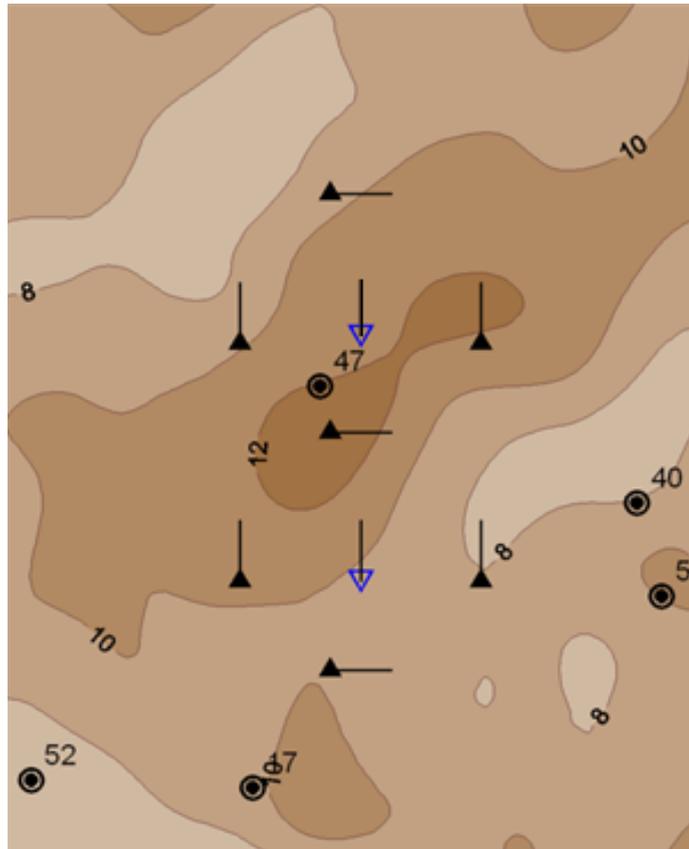


Рисунок 1.2 – Схема размещения проектных скважин на участке ОПР

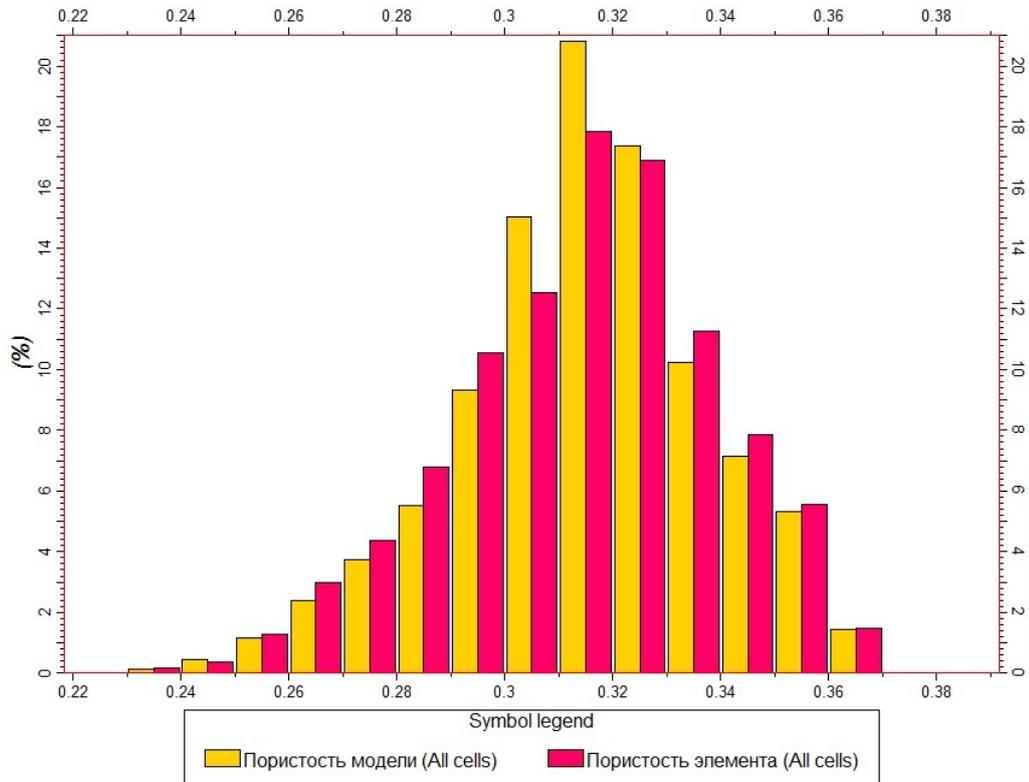


Рисунок 1.3 – Распределение пористости в полномасштабной модели и элементе

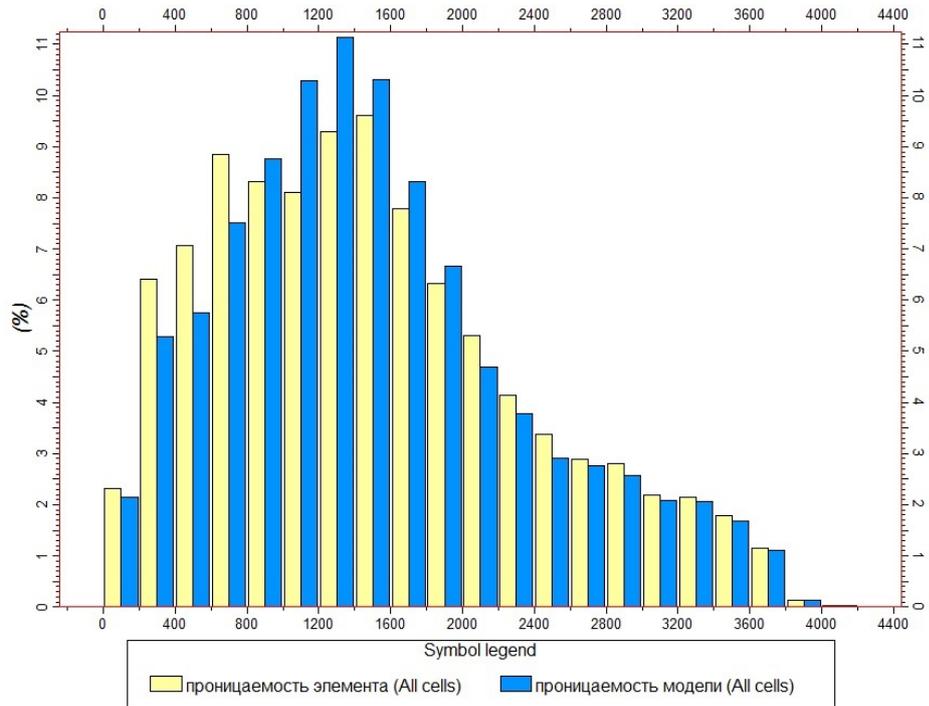


Рисунок 1.4 – Распределение проницаемости в полномасштабной модели и элементе

Для моделирования полимерного заводнения и адекватного описания процессов происходящих в пласте, в гидродинамическом симуляторе Eclipse 100 необходимо задание следующих опций на основе известных результатов ранее выполненных исследований:

- изменение вязкости закачиваемой воды в зависимости от концентрации полимера [5,6,7,8,9];
- реологические свойства раствора [10,11,12];
- адсорбция полимера в пористой среде в зависимости от его концентрации [13,14,15];
- десорбция полимера после нагнетания вслед воды [16,17,18,19];
- снижение вязкости полимерного раствора в зависимости от солёности пластовой воды [20,21,22,23,24];
- «мертвое» поровое пространство, недоступное для проникновения полимерного раствора [25,26,27,28,29,30,31].

Подходы, используемые при моделировании закачки газовых агентов (азот, метан, углекислый газ) воздействия на пласт подробно описаны в главах 2 и 3. Вид кривых ОФП, используемых при расчете закачки «газа-растворителя» представлен на Рисунке 1.5.

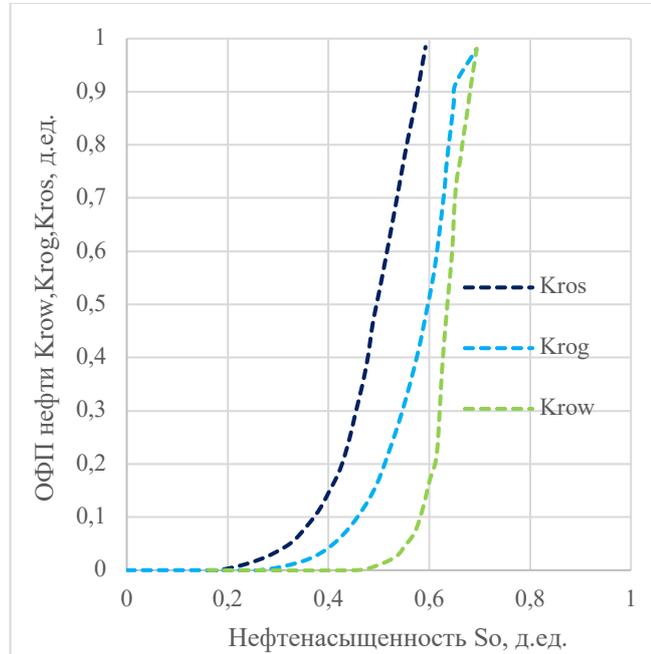


Рисунок 1.5 – Кривые ОФП для нефти в случаях 2-фазной и 3-фазной насыщенности и смешивающегося вытеснения

Производилось исследование следующих вариантов:

Вариант 0 – моделирование метода разработки пласта на истощение пластовой энергии.

Вариант 1 – расчет варианта ППД водой;

Вариант 2, 2a – расчет варианта ППД газом с ограничением и без ограничения по газовому фактору;

Вариант 3 – расчет варианта ППД водой с дополнительным полимерно-термическим воздействием;

Варианты 4, 5, 6 – расчет вариантов ППД при водогазовом воздействии (ВГВ) закачкой (воды и азота в соотношении 2:1, 1:1, 1:2).

Результаты расчетов и технологические показатели по закачке разных агентов в пласт ПК₁ Тазовского НГКМ приведены на Рисунке 1.6.

Вариант 0

Общее количество скважин 9 единиц, в том числе 9 добывающих, расположенных по девятиточечной системе разработки, трансформированной под горизонтальные скважины. Проектный срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими скважинами.

Вариант 0 характеризуется следующими технологическими показателями:

максимальные уровни добычи:

– нефти	166,9 тыс. т;
– жидкости	237,0 тыс. т;
– газа	194,1 млн. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	733,4 тыс. т;
– добыча жидкости	4485,0 тыс. т;
– добыча газа	2162,6 млн. м ³ ;
– обводненность	91 %;
– газовый фактор	4428 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,00 %.

Вариант 1

Вариантом предусмотрена организация системы ППД закачкой в пласт воды. Общее количество скважин 9 единиц, в том числе 7 добывающих и 2 нагнетательных. Срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 1 характеризуется следующими технологическими показателями:

максимальные уровни добычи:

– нефти	156,2 тыс. т;
– жидкости	219,9 тыс. т;
– газа	165,9 млн. м ³ ;

– закачка воды	101,1 тыс. м ³ .
накопленные показатели:	
– добыча нефти	735,5 тыс. т;
– добыча жидкости	4881,8 тыс. т;
– добыча газа	1808,9 млн. м ³ ;
– закачка воды	2455,7 тыс. м ³ ;
– обводненность	92 %;
– газовый фактор	2172 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,01 %.

Вариант 2

Вариантом предусмотрена организация системы ППД закачкой в пласт азота без ограничения по газовому фактору. Общее количество скважин 9 единиц, в том числе 7 добывающих и 2 нагнетательных. Срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 2 характеризуется следующими технологическими показателями:

максимальные уровни добычи:

– нефти	152,5 тыс. т;
– жидкости	217,7 тыс. т;
– газа	220,5 млн. м ³ ;
– закачка газа	204,5 млн. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	905,3 тыс. т;
– добыча жидкости	3517,5 тыс. т;
– добыча газа	4486,0 млн. м ³ ;
– закачка газа	4052,2 млн. м ³ ;
– обводненность	77 %;
– газовый фактор	6568 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,47 %.

Вариант 2а

Вариантом предусмотрена организация системы ППД закачкой в пласт азота. Общее количество скважин 9 единиц, в том числе 7 добывающих и 2 нагнетательных. Срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 2а характеризуется следующими технологическими показателями: максимальные уровни добычи:

– нефти	159,7 тыс. т;
– жидкости	226,7 тыс. т;
– газа	217,0 млн. м ³ ;
– закачка газа	207,1 млн. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	891,6 тыс. т;
– добыча жидкости	3431,4 тыс. т;
– добыча газа	2809,0 млн. м ³ ;
– закачка газа	2507,3 млн. м ³ ;
– обводненность	80 %;
– газовый фактор	2507 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,43 %.

Вариант 3

Вариантом предусмотрена организация системы ППД закачкой в пласт полимера и воды – полимерное воздействие. Общее количество скважин 9 единиц, в том числе 7 добывающих и 2 нагнетательных. Срок разработки составляет 30 лет. Скважины размещены по избирательной схеме размещения. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 3 характеризуется следующими технологическими показателями: максимальные уровни добычи:

– нефти	156,6 тыс. т;
---------	---------------

– жидкости	220,7 тыс. т;
– газа	159,1 млн. м ³ ;
– закачка полимера	209 кг;
– закачка воды	104,3 тыс. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	940,8 тыс. т;
– добыча жидкости	7323,2 тыс. т;
– добыча газа	2814,9 млн. м ³ ;
– закачка полимера	6143 т;
– закачка воды	3071,4 тыс. м ³ ;
– обводненность	90 %;
– газовый фактор	3602 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,56 %.

Вариант 4

Вариантом предусмотрена организация системы ППД чередованием закачки в пласт воды и газа (газ сепарации) – ВГВ в соотношении 2:1. Срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 4 характеризуется следующими технологическими показателями:
максимальные уровни добычи:

– нефти	164,5 тыс. т;
– жидкости	234,0 тыс. т;
– газа	195,2 млн. м ³ ;
– закачка газа	88 млн. м ³ ;
– закачка воды	171,9 тыс. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	994,2 тыс. т;
– добыча жидкости	5878,8 тыс. т;
– добыча газа	1826,2 млн. м ³ ;

– закачка газа	539,9 млн. м ³ ;
– закачка воды	4407,6 тыс. м ³ ;
– обводненность	92 %;
– газовый фактор	1319 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,71 %.

Вариант 5

Вариантом предусмотрена организация системы ППД чередованием закачки в пласт воды и газа (газ сепарации) – ВГВ в соотношении 1:1. Срок разработки составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 5 характеризуется следующими технологическими показателями:
максимальные уровни добычи:

– нефти	164,5 тыс. т;
– жидкости	234,0 тыс. т;
– газа	195,2 млн. м ³ ;
– закачка газа	88 млн. м ³ ;
– закачка воды	144,5 тыс. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	1056,3 тыс. т;
– добыча жидкости	5687,5 тыс. т;
– добыча газа	2184,2 млн. м ³ ;
– закачка газа	930,9 млн. м ³ ;
– закачка воды	3837,4 тыс. м ³ ;
– обводненность	91 %;
– газовый фактор	2096 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,88 %.

Вариант 6

Вариантом предусмотрена организация системы ППД чередованием закачки в пласт воды и газа (газ сепарации) – ВГВ в соотношении 1:2. Срок разработки

составляет 30 лет. В данном варианте предполагается вскрытие пласта горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами.

Вариант 6 характеризуется следующими технологическими показателями:

максимальные уровни добычи:

– нефти	156,5 тыс. т;
– жидкости	235,0 тыс. т;
– газа	171,9 млн. м ³ ;
– закачка газа	81,0 млн. м ³ ;
– закачка воды	108,2 тыс. м ³ .

накопленные показатели:

– добыча нефти	941,7 тыс. т;
– добыча жидкости	4693,0 тыс. т;
– добыча газа	1990,8 млн. м ³ ;
– закачка газа	1145,3 млн. м ³ ;
– закачка воды	2876,3 тыс. м ³ ;
– обводненность	90 %;
– газовый фактор	4645 м ³ /т;
– коэффициент извлечения нефти (2049 г.)	2,57 %.

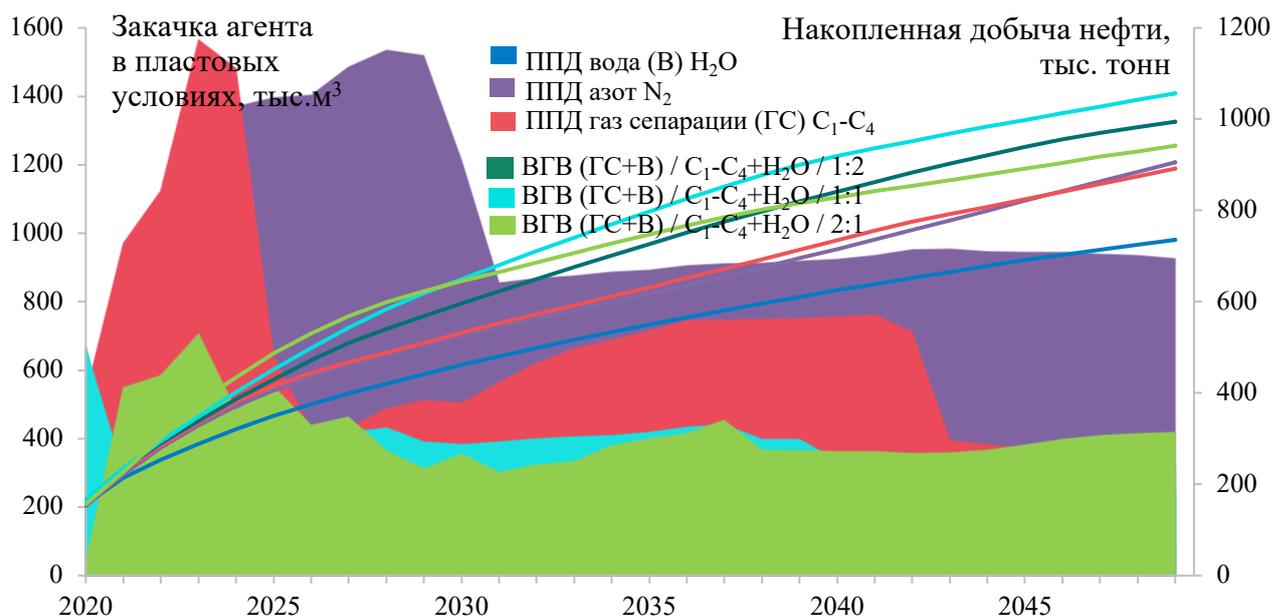


Рисунок 1.6– Технологические показатели по закачке разных агентов в пласт ПК₁ Тазовского НГКМ

Краткая характеристика и основные технологические показатели разработки рассмотренных вариантов представлены в Таблице 1.1, из которой следует, что выявлено несущественное изменение величины КИН в результате применения различных технологий.

Таблица 1.1 – Сопоставление основных технологических показателей разработки

Показатель	Варианты							
	0	1	2	2а	3	4	5	6
Накопленная добыча нефти, тыс. т	733,4	735,5	905,3	891,6	940,8	994,2	1056,3	941,7
Накопленная добыча газа всего, млн. м ³	2162,6	1808,9	4486,0	2809,0	2814,9	1826,2	2184,2	1990,8
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	4485,0	4881,8	3517,5	3431,4	7323,2	5878,8	5687,5	4693,0
Обводненность на конец расч. периода, %	91	92	77	80	90	92	91	90
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	-	2455,7	-	-	3071,4	4407,6	3837,4	2876,3
Накопленная закачка газа, млн. м ³	-	-	4052,2	2507,3	-	539,9	930,9	1145,3
Накопленная закачка полимера, кг	-	-	-	-	6143	-	-	-
Максимальный дебит нефти, т/сут	53	53	52	55	54	57	57	54
Фонд добывающих скважин, ед.	9	7	7	7	7	7	7	7
Фонд нагнетательных скважин, ед.	0	2	2	2	2	2	2	2
Фонд пробуренных скважин, ед.	9	9	9	9	9	9	9	9
Количество действ. добыв. скважин на конец расч. периода, ед.	6	6	5	4	6	5	5	4
КИН, д. ед.	0,020	0,020	0,025	0,024	0,026	0,027	0,029	0,026

1.2 Исследование аналитической модели смешивающегося и несмешивающегося вытеснения нефти

Определенные трудности связаны с эффективной реализацией процесса вытеснения нефти водой. При контакте нефти и воды возникают значительные капиллярные силы, которые существенно снижают выработку запасов нефти, но при этом известно, что обеспечивается довольно высокий коэффициент охвата

пластов вытеснением нефти водой. Прирост значения коэффициента вытеснения зависит от свойств нефти и вытесняющего агента (сухой, обогащенный или жирный углеводородный газ), технологии закачки вытесняющих агентов (последовательная, попеременная, совместная) и стадии заводнения. Высокая эффективность получена в режиме полной взаимной растворимости нефти и газа, при которой отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе между флюидами [5-13].

Экономика процесса, как правило, не позволяет закачивать растворитель бесконечно. По этой причине за ограниченным количеством или оторочкой растворителя следует продавочная жидкость, функция которой заключается в вытеснении растворителя в направлении добывающих скважин. Продавочная жидкость сама по себе может не быть хорошим растворителем, но ее выбор обусловлен совместимостью с растворителем и наличием в больших объемах.

Известно [14,15], что расчет технологических показателей разработки при применении в качестве вытесняющих агентов азота, метана, углекислого газа выполняется с использованием специальной опции SOLVENT гидродинамического симулятора Eclipse 100. Модель растворителя является четырехкомпонентным расширением стандартной трехкомпонентной модели нелетучей нефти Eclipse, созданным с целью моделирования способов добычи в случае смешиваемости нагнетаемых флюидов с углеводородами пласта. Данная модель позволяет моделировать различные варианты закачки газа в пласт, используя эмпирическую модель Годда и Лонгстаффа для смешивающихся потоков [2]. В процессе моделирования четвертый компонент, а именно растворитель добавляется к трехкомпонентной смеси – нефти, газу и пластовой воде. Преимущество смешивающегося вытеснения перед несмешивающимся вытеснением, например заводнением, заключается в обеспечении более высоких показателей добычи. В области пласта, занятой смешивающимся флюидом, обычно остается весьма низкая насыщенность остаточной нефти.

В модели черной нефти Eclipse, относительные фазовые проницаемости (ОФП) воды, нефти и газа описываются следующими уравнениями:

$$K_{rw} = K_{rw}(S_w) \text{ как функция водонасыщенности;} \quad (1.1)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(S_g) \text{ как функция газонасыщенности;} \quad (1.2)$$

$$K_{ro} = K_{ro}(S_o, S_g) \text{ как функция водо- и газонасыщенности,} \quad (1.3)$$

где K_{rw} , K_{rg} и K_{ro} – ОФП воды, газа и нефти; S_w , S_g и S_o – насыщенность воды, газа и нефти.

В присутствии газа-растворителя, как четвертого компонента, ОФП каждого из компонентов рассчитывается пропорционально их концентрации. В зависимости от давления и количества растворителя в ячейке, изменение степени смешиваемости также оказывает влияние на значение ОФП.

В случаях, когда насыщение ячейки растворителем незначительно, возникает несмешиваемый регион, в котором присутствуют два газовых компонента ($S_g + S_{solvent}$). Тогда ОФП для газовой фазы является функцией полной газонасыщенности:

$$K_{rg} = K_{rg}(S_g + S_{solvent}), \quad (1.4)$$

где $S_{solvent}$ – насыщенность растворителя.

Относительная проницаемость каждого из газовых компонентов в этом случае считается функцией локальной доли растворителя в газовой фазе:

$$\text{Доля растворителя} = F_{solvent} = \frac{S_{solvent}}{S_{solvent} + S_{gas}}; \quad (1.5)$$

$$\text{Доля газа пласта} = F_{gas} = \frac{S_{gas}}{S_{gas} + S_{solvent}}, \quad (1.6)$$

где $F_{solvent}$ и F_{gas} – доли растворителя и газа пласта.

В этом случае ОФП каждого из компонентов рассчитывается в виде функции от их доли:

$$K_{r-solvent} = K_{rg} \cdot K_{rfs}(F_{solvent}) \quad (1.7)$$

$$K_{r-gas} = K_{rg} \cdot K_{rfg}(F_{gas}) \quad (1.8)$$

где $K_{rfs} = K_{r sol}/K_{rg}$; $K_{rfg} = K_{r gas}/K_{rg}$ являются «прямолинейными» функциями, тогда:

$$K_{rfs}(0,0) = 0,0; K_{rfs}(1,0) = 1,0; K_{rfg}(0,0) = 0,0; K_{rfg}(1,0) = 1,0.$$

После того как достаточное количество растворителя было закачено в залежь для начала процесса вытеснения, вытеснение в зоне малого содержания газа становится смешиваемым. Четыре компонента имеют двухфазный характер – вода и углеводородная смесь. ОФП углеводородной смеси в системе с водой, таким образом, используется в расчете как функция от растворителя-, нефти- и газонасыщенности:

$$S_n = S_{oil} + S_{solvent} + S_{reservoir\ gas} \quad (1.9)$$

$$K_{rn} = K_{rn}(S_n) \quad (1.10)$$

где $K_{rn}(S_n)$ — относительная проницаемость для углеводорода в системе с водой.

ОФП нефти в случае смешивающегося вытеснения описываются следующей зависимостью:

$$K_{r(oil)} = \frac{S_{oil}}{S_n} K_{rn}(S_n) \quad (1.11)$$

Полная ОФП газа и растворителя, в свою очередь, выглядят следующим образом:

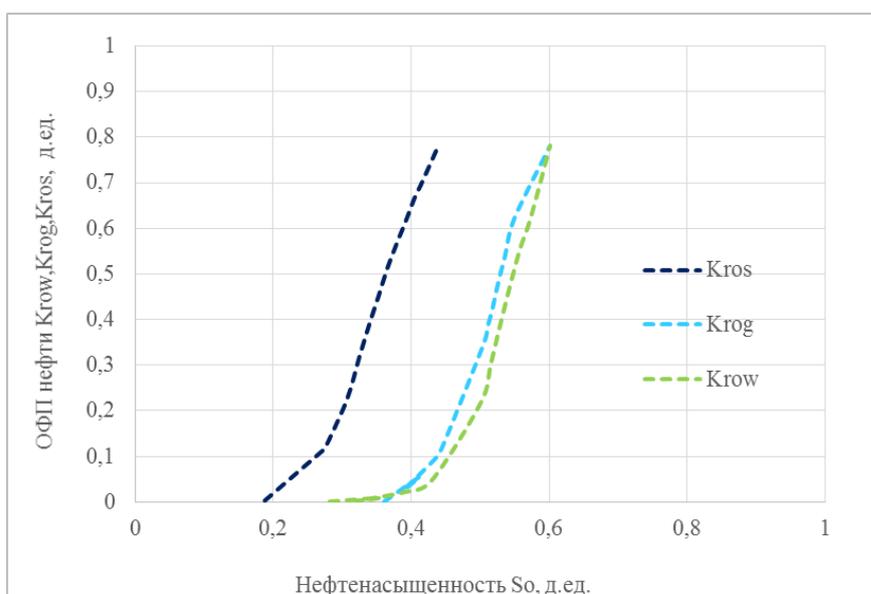
$$K_{r(gas\ total)} = \frac{S_{solvent} + S_{gas}}{S_n} K_{rn}(S_n) \quad (1.12)$$

Таким образом:

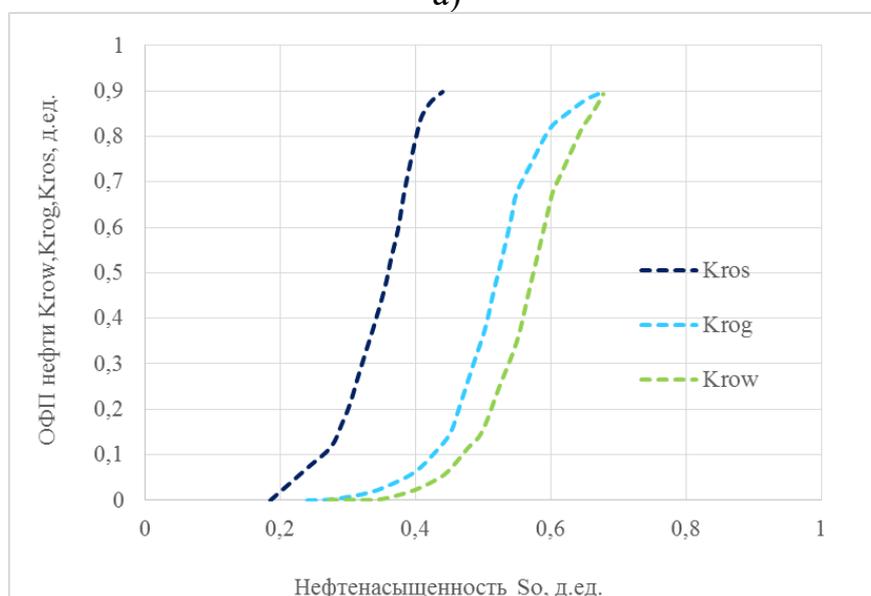
$$K_{r-solvent} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfs}(F_{solvent}) \quad (1.13)$$

$$K_{r-gas} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfg}(F_{gas}) \quad (1.14)$$

В областях присутствия растворителя использовалась относительная фазовая проницаемость, полученная при интерпретации результатов эксперимента по вытеснению нефти растворителем (Рисунок 1.7). В зонах, не затронутых фронтом вытеснения, использовался стандартный набор кривых относительных фазовых проницаемостей.



а)



б)

Рисунок 1.7 – Кривые ОФП для нефти в случаях 2-фазной и 3-фазной насыщенности и смешивающегося вытеснения для регионов с различными значениями пористости

При использовании модели растворителя при закачке газа – растворителя вязкость нефти может значительно изменяться. Степень изменения вязкости нефти зависит от «функции смешиваемости» Тодда-Лонгстаффа. Значения функции задаются таблицей и лежат в диапазоне между 0 и 1, причем 0 соответствует несмешивающемуся вытеснению, а 1 – полностью смешивающемуся. Необходимо отметить, что растворитель по сравнению с нефтью и пластовой водой имеет гораздо меньшую вязкость и плотность. Таким образом, закачиваемый в пласт растворитель имеет значительно большую степень подвижности по сравнению с

нефтью и пластовой водой. В том случае, когда менее вязкий флюид вытесняет более вязкий, взаимодействие между ними в пористой среде может быть нестабильным, что вызывает возникновение «языков». При закачке газорастворителя, возникновение «языков» по причине различия вязкостных характеристик флюидов может вызвать преждевременный прорыв газа, что, в свою очередь, может повлечь за собой ухудшение продуктивности добывающих скважин [9].

Отношение эффективных вязкостей флюидов в модели растворителя может меняться с применением эмпирического параметра Годда-Лонгстаффа. Для этого в модели используются уравнения, позволяющие рассчитать эффективную вязкость между нефтяной и газовой фазами в условиях смесимости флюидов.

Следующие уравнения используются для расчета эффективной вязкости в модели растворителя при несмешиваемом вытеснении:

$$\mu_{effective\ oil} = \mu_{oil}^{1-\omega} \times \mu_{m\ oil+solvent}^{\omega} \quad (1.15)$$

$$\mu_{effective\ gas} = \mu_{gas}^{1-\omega} \times \mu_{m\ solvent+gas}^{\omega} \quad (1.16)$$

$$\mu_{effective\ solvent} = \mu_{solvent}^{1-\omega} \times \mu_{m\ solvent+oil+gas}^{\omega} \quad (1.17)$$

где $\mu_{effective\ oil}$; $\mu_{effective\ gas}$; $\mu_{effective\ solvent}$ – эффективные вязкости нефти, газа и растворителя. μ_{oil} ; μ_{gas} ; $\mu_{solvent}$ – несмешанные вязкости нефти, растворителя и газа. ω – параметр Годда-Лонгстаффа, μ_m – полностью смешанная вязкость системы нефть, газ и растворитель.

При смешиваемом вытеснении вязкости смеси определяются с помощью правила «в степени 1/4», предложенным Годдом и Лонгстаффом:

$$\mu_{m-oil+solvent} = \frac{\mu_{oil} \mu_{gas}}{\left(\frac{S_{oil}}{S_{oil+solvent}} \mu_{solvent}^{\frac{1}{4}} + \frac{S_{solvent}}{S_{oil+solvent}} \mu_{oil}^{\frac{1}{4}} \right)^4} \quad (1.18)$$

$$\mu_{m-oil+solvent+gas} = \frac{\mu_{oil} \mu_{gas} \mu_{solvent}}{\left(\frac{S_{oil}}{S_n} \mu_{solvent}^{\frac{1}{4}} \mu_{gas}^{\frac{1}{4}} + \frac{S_{solvent}}{S_n} \mu_{oil}^{\frac{1}{4}} \mu_{gas}^{\frac{1}{4}} + \frac{S_{gas}}{S_n} \mu_{oil}^{\frac{1}{4}} \mu_{solvent}^{\frac{1}{4}} \right)^4} \quad (1.19)$$

$$\mu_{m-gas+solvent} = \frac{\mu_{gas} \mu_{solvent}}{\left(\frac{S_{gas}}{S_{gas+solvent}} \mu_{solvent}^{\frac{1}{4}} + \frac{S_{solvent}}{S_{gas+solvent}} \mu_{gas}^{\frac{1}{4}} \right)^4} \quad (1.20)$$

Эмпирический параметр ω вводится с целью контроля смесимости флюидов в каждой ячейке. Значение $\omega = 1$ приводит к моделированию поршневого вытеснения нефти нагнетаемым растворителем. Если $\omega = 0$, то вытеснение аналогично несмешивающемуся вытеснению (за исключением расчета относительной проницаемости). Промежуточное значение ω приводит к непрерывному росту насыщенности растворителя за фронтом растворителя и позволяет моделировать процесс образования вязких «язычков» в двумерном случае. Однако в общих задачах обеспечения соответствия с историей параметр смешиваемости можно рассматривать как полезную переменную, позволяющую учесть процессы в пласте, которые не были адекватно смоделированы.

1.3 Анализ результатов вычислительных экспериментов по воздействию на нефтегазовую залежь различными агентами

Известно, что эффективная разработка месторождений природных углеводородов напрямую зависит от построения корректной гидродинамической модели, основанной на решении уравнений фильтрации. На сегодняшний день практически не существует универсальных моделей, пригодных для всех типов месторождений природных углеводородов (за исключением громоздких, требовательных к машинным ресурсам и имеющих ограниченные возможности устойчивости вычислительного процесса композиционных моделей). От правильно заданных свойств пластовых флюидов залежи и качества исходной информации напрямую зависит успешная реализация любой гидродинамической модели.

Многолетними исследованиями Стрекалова А.В. изучены проблемы формирования и использования гидродинамических численных моделей процесса разработки месторождений, в том числе нефтегазовых залежей. В ходе испытания программных продуктов (Eclipse, Tempest и Техсхема) посредством варьирования исходных данных выявлены погрешности прогнозирования [1], связанные с неточностью лабораторных фильтрационных исследований (3-5 % от общей

погрешности) и расчета неустановившегося потокораспределения (20-40 %). Очевидно, что формирование проектных решений сопряжено с трудностями, вызванными неполнотой или искажением информации, характеризующей поведение прогнозируемой системы.

При теоретических исследованиях [2] механизма водогазового вытеснения вязкой недонасыщенной газом нефти из карбонатного коллектора Вафин Р.В. использовал программный пакет гидродинамического моделирования «Tempest More». В результате изучения технологии заводнения литологически экранированной залежи с учетом смешивания нефти, газа и воды (на основе модели Тодда-Лонгстаффа) выявлены затруднения моделирования нефтеизвлечения из трещинно-порового коллектора. Установлено, что при расчете технологических показателей разработки необходимо решить задачу эффективного применения этой эмпирической зависимости при моделировании процесса вытеснения нефти в нефтяной оторочке терригенного коллектора.

Таким образом, необходима интерпретация результатов лабораторных исследований, изучение моделей добычи нефти с применением заводнения нефтегазовых залежей с целью выявления причинно-следственной связи несоответствия фактических данных и проектных показателей разработки и обоснования увеличения углеводородоотдачи при заводнении и газовом воздействии на пластовую флюидную систему нефтяной оторочки и результатов вычислительных экспериментов на геолого-гидродинамической модели нефтяной оторочки Тазовского месторождения. Изменение соотношения объемов закачиваемых газа сепарации и воды и применения других технологий не вызывает соответственного изменения КИН.

Поэтому при постановке физического и математического моделирования [16] с целью обоснования применения технологии для конкретной нефтегазовой залежи необходимо максимально воспроизводить геолого-физические и термобарические условия объекта разработки. Следует провести обоснование технико-

технологической системы увеличения нефтеотдачи нефтегазовых залежей на основе геоинформационного обеспечения повышения эффективности освоения нефтяных оторочек (структурирование запасов, геолого-гидродинамическое моделирование, обоснование системного водогазового воздействия) на выбранных полигонах. Разработать технологию и обосновать технологические параметры процесса водогазового воздействия на нефтяные оторочки.

Для решения поставленных задач сформирована последовательность исследования газового воздействия на нефтяные оторочки (Рисунок 1.8) на основе комплексного подхода.



Рисунок 1.8 – Последовательность исследования и применения газовых агентов воздействия

1.4 Анализ результатов практической реализации водогазового воздействия

Как известно, основной эффект от реализации закачки газов достигается за счет снижения на фронте вытеснения вязкости нефти при многоконтakтном взаимодействии нагнетаемого газа и нефти (при этом не достигается режим

многоконтактного смешивающегося вытеснения). Внедрение данного метода позволяет увеличить коэффициент вытеснения за счет доотмыва остаточной нефти и, следовательно, повысить конечную нефтеотдачу пласта по сравнению с обычным заводнением [4]. Например, за период применения ВГВ, с 01.11.2005 по 01.01.2009 в пласт Восточно-Перевального месторождения закачано 24,1 млн. м³ газа и 56,7 тыс. м³ воды. Период закачки газа продолжался с конца 2005 г. по октябрь 2007 г. После формирования широкой газовой оторочки и начала прорыва газа в окружающие добывающие скважины, приступили ко второй стадии воздействия – стадии закачки воды. Дополнительная накопленная добыча нефти за счет применения ВГВ на участке нагнетательной скважины № 222 Восточно-Перевального месторождения составила 12751 т. На исследуемый период наблюдаемый эффект от реализации ВГВ достаточно стабилен (около 24-25 % добываемой нефти из скважин участка обеспечивается за счет водогазового воздействия).

Анализом известного опыта [32-43] газового воздействия на месторождениях с различными геолого-физическими характеристиками, сформированы следующие выводы:

1. Наиболее эффективен процесс в режиме смешивающегося вытеснения нефти. Вертикальное вытеснение позволяет достичь величины конечного коэффициента нефтеотдачи 0,8-0,95 д.ед. В пологозалегающих пластах эта величина превышает нефтеотдачу при заводнении на 10-15 %.

2. Закачка газа в пласт обеспечивает более высокие темпы разработки, чем при заводнении. Этот метод разработки может быть иногда единственным для пластов с низкими коллекторскими свойствами $< 5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

3. В сильно неоднородных коллекторах при закачке газа снижается коэффициент охвата по сравнению с заводнением из-за высокой степени вязкостной неустойчивости.

4. Попеременная закачка газа и воды успешно применяется для выравнивания фронта вытеснения, увеличения коэффициента охвата воздействием, уменьшения подвижности газа. Как следствие, возрастает коэффициент конечной нефтеотдачи.

С целью наиболее эффективного ведения процесса для объекта необходим индивидуальный подбор технологических приемов и модификаций метода с учетом геолого-физических условий, т.к. известна невысокая степень изученности процессов водогазового воздействия при ограниченной взаиморастворимости газа и пластовой нефти.

Обоснование большинства проектов по водогазовому воздействию выполняется с применением исследований на керне. В Таблице 1.2 представлены результаты экспериментов, которые проведены в изученных исследованиях и работах Гавуры В.Е., Ермилова О.М., Закирова С.Н., Вашуркина А.И. и Трофимова А.С.

Таблица 1.2 – Результаты опытов по вытеснению нефти водогазовыми смесями на моделях пластов

№ п/п	Месторождение	Модификация		Прирост КИН		К _{пр} , мкм ²	Длина образца	Вязк-ть нефти в пл. усл., мПа×с	Параметры опыта	
		Газ	Технология	только воды	только газа				Р, МПа	Т, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Самотлорское, АВ ₁	СУ	Посл	0,11-0,13	0,24-0,26	0,08-0,14	0,41-0,51	1,4	17,2	63
2	Самотлорское, АВ ₁	СУ	Совм	0,2-0,21	0,33-0,34	0,08-0,14	0,41-0,51	1,4	17,2	63
3	Самотлорское, АВ ₁	СУ	Ппр	0,2-0,21	0,33-0,34	0,08-0,14	0,41-0,51	1,4	17,2	63
4	Самотлорское, АВ ₁	ЖС	Ппр	0,32-0,36	–	0,21	0,42-0,45	2	17,2	63
5	Битковское, менелит	СУ	Псл	0,13-0,14	0,2-0,22	0,003-0,035	0,48-0,52	1,96	27	57
6	Битковское, менелит	СУ	Свм	0,19-0,2	0,27-0,28	0,003-0,035	0,48-0,52	1,96	27	57
7	Битковское, менелит	СУ	Ппр	0,19-0,2	0,27-0,28	0,003-0,035	0,48-0,52	1,96	27	57

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	Озек-Суат XIII	ОУ	Псл	0,2	–	0,13-11	9,5-19,7	0,45	35	145-150
9	Самотлорское, БВ ₁₀	ОУ	Псл	0,21	0,15	0,13-11	9,5-19,7	1	30	70-72
10	Самотлорское, БВ ₁₀	ОУ	Псл	0,16-0,21	0,1-0,15	0,13-11	9,5-19,7	1	25	70-72
11	Ромашкинское	СУ	Псл	0,13	–	0,185-0,78	1,68	3,2	12	40
12	Минибаевская пл-дь	СУ	Ппр	0,18	–	0,185-0,78	1,68	3,2	12	40
13	Минибаевская пл-дь	ОУ	Псл	0,18-0,27	–	0,185-0,78	1,68	3,2	12	40
14	Ключевое	ОУ	Ппр	–	0,251-0,334	0,156-0,478	1	5,3	20	94
15	Федоровское БС ₁₀	СУ	Ппр	0,18-0,21	–	0,214	1,14	1,28	23	67
16	Федоровское БС ₁₀	СУ	Псл	0,16	0,34	3,8	2	0,73-1,28	23	67
17	Восточно-Тулинское, 11	СО2	Псл	0,18	–	2,4	1,5	2	18	90
18	Федоровское, БС ₁₀	СУ	Ппр	0,21	0,4	3,8	2	0,73-1,28	23	67
19	Быстринское, БС ₁	СУ	Псл	0,087	–	0,535	1,11	4,64	20,7	58
20	Быстринское, БС ₁	СУ	Ппр	0,296	–	0,535	1,11	4,64	20,7	58
21	Савуйское, БС ₁₀	СУ	Псл	0,027	–	0,319	1,13	2,68	23,7	68
22	Савуйское, БС ₁₀	СУ	Ппр	0,081	–	0,319	1,13	2,68	23,7	68
23	Савуйское, БС ₁₀	СУ	Ппр+ПАВ	0,219	–	0,319	1,13	2,68	23,7	68
24	Восточно-Тулинское, 11	СО2	Ппр	0,29	0,11	2,4	1,5	2	18	90
25	Советское, АВ ₁	СУ	Псл	–	0,399	0,05	1,12	1,54	17	54
26	Советское, АВ ₁	СУ	Ппр	–	0,434	0,05	1,12	1,54	17	54
27	Советское, АВ ₁	СУ	Ппр+ПАВ	–	0,478	0,05	1,12	1,54	17	54
28	Самотлорское, АВ ₃₋₁₋₃	ШФЛУ	Псл	0,42	–	0,409	1,13	1,74	16	60
29	Вахское, Ю ₁	СУ	Псл	0,11	–	0,045	1,05	0,75	23	80
30	Туймазинское Д ₁	СУ	Ппр	0,02-0,008	–	0,05-0,4	1	2,4	16	30
31	Когалымское Ю ₁	СУ	Ппр	0,15	–	0,08	–	0,64	28	88
32	Когалымское Ю ₁	СУ	Ппр	0,17	–	0,035	–	0,64	16	88
33	Когалымское Ю ₁	ОУ	Ппр	0,3	0,35	0,08	0,9	0,7	28	88

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	Тевлино-Русскинское, Ю ₁	СУ	Ппр	0,15	0,17	0,046	0,9	0,7	28	88
35	Тевлино-Русскинское, Ю ₁	СУ	Псл	0,15	0,17	0,046	0,9	0,7	28	88
36	Тевлино-Русскинское, Ю ₁	СУ	Ппр	0,06	–	0,013	0,9	0,7	28	88
37	Когалымское Ю ₁	Азот	Ппр	0,06	–	0,03	0,9	0,7	28	88
38	Тевлино-Русскинское, Ю ₁	ШФЛУ+метан	Псл	0,45	0,48	0,046	0,9	0,7	28	88
39	Тевлино-Русскинское, Ю ₁	СУ	Ппр	0,42	0,47	0,08	0,9	0,7	28	88
40	Лобовое	СУ	Ппр	0,073	–	0,285	0,92	2,5	25	45
41	Лобовое	СУ	Ппр	0,075	–	0,112	0,92	2,5	25	45
42	Лобовое	СУ	Ппр	0,097	–	0,066	0,92	2,5	25	45
43	Лобовое	СУ	Ппр	0,105	–	0,285	0,92	2,5	25	45
44	Лобовое	СУ	Ппр	0,14	–	0,112	0,92	2,5	25	45
45	Лобовое	ОУ	Ппр	0,205	–	0,059	0,92	2,5	25	45
46	Искринское	СУ	Ппр	0,067	–	0,289	0,92	4,25	25	45
47	Искринское	СУ	Ппр	0,09	–	0,114	0,92	4,25	25	45
48	Искринское	СУ	Ппр	0,12	–	0,07	0,92	4,25	25	45
49	Искринское	СУ	Ппр	0,14	–	0,289	0,92	4,25	25	45
50	Искринское	СУ	Ппр	0,16	–	0,114	0,92	4,25	25	45
51	Уренгойское, БУ ₁₁	СУ	Ппр	0,11	–	0,035	0,95	0,7	24	86

Примечания: СУ – сухой углеводородный; ЖС – жирный смешанный; ОУ – обогащенный углеводородный; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов; Псл., Свм., Ппр. – закачка соответственно последовательная, совместная, попеременная.

Процесс водогазового воздействия на Самотлорском месторождении был реализован в период 1984-1991 гг. при научно-техническом участии СибНИИНП и НижневартовскНИПИнефть [44-53]. Анализ результатов внедрения водогазового воздействия на нефтяные пласты позволил сделать следующие выводы:

– процесс газового воздействия в режиме ограниченной взаиморастворимости является эффективным методом повышения нефтеотдачи низкопроницаемого, сложнонеоднородного заглинизированного пласта БВ₁₀;

– в 2-3 раза увеличиваются темпы разработки;

- повышается фонд устойчиво фонтанирующих скважин;
- улучшаются гидродинамические характеристики пластовых флюидов;
- становится возможным, без снижения темпов добычи, разрабатывать объект сравнительно длительное время при ограничении или снижении объемов закачки газа.

Результаты опытно-промышленных работ по водогазовому воздействию на Самотлорском месторождении показали высокую эффективность. Основные технологические результаты этих работ приводятся в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные технологические результаты закачки газа на Самотлорском месторождении

Параметры		Пласт					В целом по участку
		БВ ₁₀	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₂₋₃	АВ ₁ ³	БВ ₈ ¹	
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	1	213	64	113	121	259	770
	2	405	93	320	215	506	1539
Прирост нефтеотдачи, %	1	10,0	6,8	2,9	4,0	2,6	3,8
	2	19,0	9,9	8,2	7,1	5,1	7,6
Текущая нефтеотдача, %	1	44,2	31,2	32,8	50,1	62,0	51,0
	2	53,2	34,3	38,1	53,2	64,5	54,8
Удельная эффективность, т нефти / тыс. м ³ газа	1	0,740	0,486	0,876	0,870	0,312	0,516
	2	0,625	0,603	1,602	0,665	0,372	0,574
Примечание: 1 – по состоянию на 01.01.1988							
2 – по состоянию на 01.01.1991							

К началу 1991 г. в пласт было закачено 2,6 млрд. м³ газа и 10 млн. м³ воды. Дополнительная добыча нефти превысила 1,5 млн. т. Прирост нефтеотдачи составил 7,6 %. Выявлено увеличение темпов выработки низкопроницаемых коллекторов в 1,5-3,0 раза, который наблюдался в ходе опытных работ. Оптимальными размерами оторочек для пластов АВ₁³, АВ₂₋₃ и БВ₈¹ являются 1,7 %, 1,7 % и 3-4 % Vпор соответственно по газу и 1,5-2,0 % для всех пластов по воде.

В процессе опытно-промышленных работ выявлено, что одним из факторов, снижающих эффективность ВГВ, является неполный охват пластов воздействием. С целью его увеличения, начиная с 1986 г. добывающие скважины, не проявлявшие реакции на ВГВ, переводятся на эксплуатацию ЭЦН, рассчитанные на работу с газовыми факторами до 1500 м³/сут. и более и струйными насосами. Практически по всем скважинам, работающим с ЭЦН в 1986-1987 гг., отмечается увеличение дебитов по жидкости на порядок при стабилизации или небольшом росте

обводненности. За счет перевода скважин на эксплуатацию ЭЦН за этот период добыто около 13 % дополнительной нефти, в том числе по БВ₈ – 6,5 %, по АВ₂₋₃ – 30 %, по АВ₁³ – 8,5 %, за счет струйных насосов – около 2,2 %.

Таким образом, разработанные технологии регулирования ВГВ и рекомендации по совершенствованию метода повышения нефтеотдачи позволили дополнительно добыть не менее 47,1 тыс. т нефти. Хотя период проведения работ и не был соблюден (10 лет вместо 5 проектных).

На нефтяном месторождении Южный Брай в Британском секторе Северного моря закачка природного газа проводилась в заводненной части пласта [54,55]. Суммарный объем закачки газа в пласт перед началом вторичной закачки воды составил около 0,6 млрд. м³. Дебиты нефти четырех добывающих скважин увеличились в 4-10 раз. В то же время имело место увеличение газового фактора и снижение содержания воды в продукции скважин. За 5 лет осуществления процесса нагнетания газа было отобрано более 80 % от запланированной опытным проектом дополнительной добычи нефти, 430 тыс. тонн.

Специалисты Marathon Oil UK считают [56], что:

- оптимальный объем закачки газа составляет 20 % от объема порового пространства;
- закачка газа в условиях смешиваемости способна обеспечить 10-кратное увеличение добычи нефти после заводнения;
- ожидается, что полномасштабный проект, предусматривающий закачку в пласт 5,6 млрд. м³ газа, обеспечит дополнительную добычу около 3,6 млн. м³ нефти. Более половины закачанного газа будет попутно добыто вместе с дополнительно добываемой нефтью.

Месторождение РКФ (Rhourde El Krouf – RKF) расположено в Блоке 406А бассейна Беркин, в 300 км к северо-востоку от горнопромышленного центра Алжира Хасси-Мессауд. За 10 лет осуществления [57] процесса нагнетания газа (2,5 млрд. м³) по падению пласта при высоком давлении из месторождения добыто около 8 млн. м³ нефти. По прогнозным оценкам, предполагалось, что первичная добыча нефти (без закачки газа) из месторождения составит менее 6,4 млн. м³.

Таким образом, как свидетельствуют приводимые данные, за счет осуществления процесса закачки газа в условиях смешиваемости в периферийной части месторождения добыто дополнительно более 1,5 млн. м³ нефти.

Месторождение Норт-Бак-Дро-Юнит расположено в юго-западной части бассейна Паудер-Ривер в районе округа Кэмпбелл в штате Вайоминг, США. В мае 1988 г. было принято решение об осуществлении на месторождении проекта смешивающегося вытеснения нефти с закачкой газа. В сентябре того же года было начато нагнетание газа в пласт [58]. Результаты осуществления проекта смешивающегося вытеснения нефти с закачкой газа на месторождении Норт-Бак-Дро-Юнит признаются весьма успешными как в техническом, так и экономическом плане. Суммарная текущая добыча нефти составила 3,5 млн. м³, 62 % от начального содержания нефти в пласте. Конечная добыча из месторождения, как ожидается, должна составить 3,65 млн. м³, 65 % от начального содержания нефти в пласте. Обеспеченная дополнительная добыча нефти по отношению к показателю первичной добычи оценивается в 2,4 млн. м³:

На месторождении Акаль в пласт закачивали азот. Это гигантское месторождение – самое крупное месторождение Мексики и шестое по величине в мире. Его начальные запасы нефти составляют 5088 млн. м³ из 5883 млн. м³ всего комплекса [59]. Осуществление программы по поддержанию пластового давления на месторождении Акаль было начато в мае 2000 г. с закачки азота в объеме 8,5 млн. м³/сут. К декабрю того же года объем закачки азота достиг максимального запланированного значения в 34 млн. м³/сут. Азот закачивали в газовую шапку в 7 скважинах, пробуренных и законченных в верхней части формации Акаль. По результатам гидродинамического моделирования были получены следующие выводы, на распределение закачиваемого в газовую шапку азота на месторождении Акаль в основном влияют: крупномасштабная вторичная пористость, эффективная молекулярная диффузия трещинной матрицы, перемещение нефти в трещинной матрице за счет гравитационного дренирования, различие плотности азота и углеводородного газа, гравитационных сил и силы конвекции при закачке азота.

За период с 1990 по 2004 гг. добыча нефти в США за счет осуществления проектов с закачкой газов увеличилась в 1,66 раза, в том числе по проектам вытеснения нефти углеводородными газами добыча нефти увеличилась в 1,75 раза, за счет вытеснения нефти закачкой CO_2 – в 2,12 раза, а за счет вытеснения нефти закачкой N_2 снизилась в 0,62 раза [60].

В результате анализа реализованных проектов, промысловых и экспериментальных исследований следует, что критерием выбора смешивающегося и несмешивающегося воздействия газами на пласты является вязкость добываемой нефти. В проектах со смешивающимся вытеснением максимальная вязкость нефти составляла 6 мПа·с, а в проектах с несмешивающимся вытеснением – 561 мПа·с.

Несмешивающееся вытеснение использовали также при добыче более тяжелой нефти. Например, при несмешивающемся воздействии CO_2 и N_2 нефть имела плотность 876-979 кг/м³, в то время как при смешивающемся воздействии CO_2 и УВГ в большинстве проектов значения плотности не превышали 860 кг/м³. В основном, CO_2 использовали в тех проектах, где продуктивные пласты имели более низкую проницаемость по сравнению с пластами, в которые закачивали УВГ и N_2 (среднее значение проницаемости при закачке CO_2 – 0,15 мкм², а при закачке УВГ и N_2 – 0,72 и 1,5 мкм², соответственно). N_2 закачивали в более глубокие пласты с большей температурой нефти по сравнению с использованием других газов.

Таким образом, анализ результатов применения новых способов разработки нефтегазоконденсатных месторождений и методов увеличения нефтеотдачи пласта, отечественными (ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз, ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ОАО «РИТЭК» и др.) и зарубежными недропользователями («CNOOC», Shell, Pan West Petroleum Ltd., PetroSource Energy, ConocoPhillips) свидетельствует о неповсеместной эффективности проводимых операций, средний прирост КИН приведен в Таблице 1.4 и существенно отличается от результатов моделирования.

Таблица 1.4 – Результаты по газовым МУН

№ п/п	Классификация газовых МУН	Количество проектов		Средний прирост КИН	
		РФ	Зарубежн.	РФ	Зарубежн.
1	вытеснение нефти из пласта двуокисью углерода (CO ₂)	1	31	0,05	0,09
2	вытеснение нефти углеводородными газами	42	76	0,08	0,14
3	водогазовое циклическое воздействие	17	36	0,06	0,11
4	термогазовый метод	5	17	0,08	0,15
5	закачка азота	6	29	0,05	0,07
6	закачка кислорода	4	23	0,04	0,07
7	закачка дымовых газов	0	2	0,00	0,06
Всего:		75	214	0,050	0,098

ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ И ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ АГЕНТОВ

Как было установлено в первой главе, по результатам анализа разработки не для всех месторождений газовые методы являются достаточно эффективными. Рекомендуемые для его применения нефтяные залежи должны удовлетворять определенным критериям, представляющим совокупность геолого-физических, технологических, экономических условий и определяющим пригодность их для водогазового воздействия: технологичность и экономическую целесообразность промышленного внедрения метода.

В результате анализа выявлено, что одна и та же технология на различных пластах месторождения дает различную эффективность и на одном месторождении разные технологии дают различный технологический эффект, что связано с различными величинами фильтрационных характеристик коллекторов продуктивных пластов.

2.1 Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных

Основой выбора того или иного метода воздействия является его соответствие критериям применимости к данному пласту по геолого-физическим особенностям, которые приведены в Таблице 2.1 [77].

Выявлено, что в случае соблюдения определенных критериев, процесс вытеснения нефти будет происходить при смешиваемости, частичной смешиваемости, несмешиваемым. Установлено по ряду месторождений и на основании результатов лабораторных экспериментов, что в случае смешиваемости агентов вытеснения и агента воздействия коэффициент вытеснения нефти значительно выше, по сравнению с противоположным, порядка на 50-70 %. Следует отметить также, что смешиваемость процесса обусловлена не только

физико-химическими свойствами пластового флюида, а также рядом технико-технологических факторов.

С целью определения режима процесса вытеснения газом при воздействии на нефть исследуемых месторождений, выполнен сравнительный анализ геолого-физических характеристик пластов и свойств флюида с установленными критериями. В итоге была сформирована обобщенная база с критериями, определяющими границы применимости, и представлена в Таблице 2.2 [109-112]. В соответствии с данными критериями выполнен сопоставительный анализ для пластов Уренгойского и Заполярного месторождений. Геолого-физические и физико-химические параметры исследуемых объектов представлены в Таблице 2.3.

Оценка эффективности технологий по каждому пласту и обоснование применения МУН сведены в Таблицах 2.4, 2.5. В результате анализа особенностей геолого-физических характеристик нефтегазоконденсатных залежей, установлены параметры, определяющие условия эффективного извлечения нефти с применением новых способов разработки. Определяющими факторами при выборе способов воздействия на продуктивный пласт является неоднородность, глубина залегания, температура, свойства насыщающего флюида. Предварительно обоснованы способы и рабочие агенты воздействия на нефтесодержащие коллекторы с учетом геолого-физических особенностей и термобарических условий рассматриваемых месторождений.

Для обоснования выбора объектов исследования выполнено несколько этапов. На первом этапе результаты применения газовых, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи по месторождениям различных компаний были доработаны до информационной базы, позволяющей выполнять оперативный анализ и поиск аналогий по геолого-физическим характеристикам и использованным технологиям.

Таблица 2.1 – Критерии применимости технологий выравнивания профиля приемистости

Наименование критерия		Технологии						
		ЭСС, ЭС, ЭОС	СПС ГОС	ПКВ, КМЭ, КПАС	СПС-КПАС	ВУС	ВДС, ВДПС, СПДС	Комбинированные
1	Тип коллектора	терригенный полимиктовый неоднородный	терригенный карбонатный	терригенный, карбонатный	терригенный, карбонатный	терригенный, карбонатный	терригенный	терригенный карбонатный,
2	Вид коллектора	поровый, порово-трещиноватый	поровый	порово-трещиноватый	поровый, порово-трещиноватый	порово-трещиноватый	порово-трещиноватый	поровый, порово-трещиноватый
3	Стадия разработки	3 или 4	3 или 4	3 или 4	не регламентирован	3 или 4	3 или 4	3 или 4
4	Средняя обводненность добываемой продукции по участку, %	-	до 95	70	20 – 98	до 90	> 70	до 95
5	Проницаемость, мкм ²	0,05-0,5	0,03-0,3	0,02–0,2	0,02-2,0	0,03-0,3	0,05-1,0	0,03-0,5
6	Песчаность, дол,ед.	<0,2	<0,5	0,1-1		<0,5	<0,2	
7	Коэффициент расчлененности	>3	> 2	1,-10	> 2	> 2	> 4	
8	Пластовая температура, °С	до 85 – 90	до 120	до 100	до 100	до 90	80	40-85
9	Коэффициент текущей нефтеотдачи, д.ед.	0,1 – 0,3	0,2	0,2				
10	Приемистость нагн. скважины при рабочем давлении нагнетания, м ³ /сут	до 500	300-700	50-200	> 150	300-700	> 250	
11	Толщина пласта, м	до 25	до 30	до 30		до 30	до 50	до 30

Таблица 2.2 – Параметры, определяющие успешность проведения тепловых, газовых, физико-химических МУН, получены по результатам обобщения

№ п/п	Методы вытеснения нефти	Факторы, характеризующие успешность процесса														
		Коллектор							Пластовая нефть			Вода		Условия залегания		
		тип кол-ра	неодн-сть	L _{пл} , м	K _{пр} , мкм ²	K _п , %	K _{нн} , %	тип и ф-хим. свойства	вязкость в пл. усл., мПа·с	плотность в ст. усл.	состав	н-насыщ. пор, %	мин-ция	P _{пл} , МПа	T, °C	h пласт а, м
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	Растворами ПАВ	–	неодн-ный, нет трещин	–	>0,01	–	–	глин-сть не более 5-10 %	< 50	–	асфальтены и смолы	<30	<150-200 мг/л	–	Менее 90	<15
2	Растворами полимеров	Песок. Песчаник. Карб-ый	неодн-ный, нет трещин	–	> 0,02	18-37	>25	глин-ть не более 5-10 %	10-100	< 940	–	<30	ионов Са, Mg	–	Менее 90	–
3	Мицеллярны ми растворами	Песчаник	Одн-ный	–	>0,1	>15	>25	карбонатов 1-2 %	< 10	< 940	–	<70	ионов Са, Mg	–	Менее 65-90	< 20-30
4	Растворами щелочей	Песчаник	неодн-ный, нет трещин	–	>0,05-0,1	–	>30	Глин-ть более 5-10, %	< 40	< 940	> 0,5 мг/г	<60	ионов Са до 0,025 г/л	–	< 100	20-30
		Карб-ный	неодн-ный, нет трещин	–	>0,1	–	>30	Глин-ть более 5-10, %	< 100	< 940	Кислотности > 0,5 мг/г	<60	ионов Са до 0,025 г/л	–	–	20-30
5	Серной кислотой	–	Умеренно неоднородный	–	<0,5	–	–	Терр-ный с содерж. карбонатов 1-2 %	1 до 30	–	асфальтены и смолы	<30	–	–	–	–

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
6	Двуокисью углерода	Слабосцементированный песчаник	Одн-ный	< 3250	>0,01	>18	>30	-	< 50		асфальтены и смолы	<60	ионов Са до 0,025 г/л	выше R _{нас}	-	до 15 пологое зие
7	Закачка азота	Гомог. песок, песчаник, карб-ные	Одн-ный	< 4620	0,3 – 3,4	14-27	>30	-	заводнение до 100	775-959	асфальтены и смолы	<60	-	выше R _{нас}	75-140	-
8	Углеводородным газом, низкокалорийным	Гомог. песок, песчаник, карб-ные	Одн-ный	-	>0,005	>10	>50	-	газ высокого давления до 10	780-850	-	до 60	-	более 15, выше R _{нас}	-	до 15 пологое зие
9	Углеводородным газом, высококалорийным	Гомог. песок, песчаник, карбо-ные	неоднородный, отсутствие трещин	1500-4350	>0,005	>10	>30	-	водогазовая смесь до 50	<900	-	до 60	-	более 15, выше R _{нас}	-	-
10	Водогазовое воздействие	Песчаники, карб-ные	-	-	>0,05	не имеет	>50	-	<1000	<990	-	-	-	>6	-	<15
11	Внутрипластовое горение	Песчаник терм., карб-ный	отсутствие трещин		>0,1			-	до 10	820 – 990	Серы	50	-	-	-	>3
12	Паром	Карб-ный	-		>0,1			-	до 50	820 – 1000	Легкие компоненты	30	-	-	-	>6
13	Вытеснение нагретой водой	Песок, песчаник. Карб-ные породы	-	< 1500	-	-	> 50	глин 1-5 %.	От 50 до 10000	-	-	-	-	-	-	> 3

Таблица 2.3 – Параметры, определяющие успешность проведения МУН

№ п/п	Месторождение	Пласт	Факторы, характеризующие успешность процесса														
			Коллектор						Пластовая нефть			Вода		Условия залегания			
			тип кол-ра	неодн- ность	Lпл, м	Kпр, мкм ²	Kп, %	Kнн, %	тип и ф- хим. свойства	вязкость в пл. усл., МПа·с	плотность в ст. усл.	состав	насыщенность пор, %	мин- ция	Rпл, МПа	T, °C	h пласта, м
1	Уренгойское месторождение	БУ ₈ ⁰	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2690	0,039	16,8	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,54	813	смолы (>7 %)	до 30	12	26,93	75	6,5
2	Уренгойское месторождение	БУ ₉	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2716	0,048	17	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,54	835	смолы (>7 %)	до 30	9,3	27,12	75	7,1
3	Уренгойское месторождение	БУ ₁₀	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2805	0,0335	16,8	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,49	830	смолы (>7 %)	до 30	9,3	27,12	79	6,7
4	Уренгойское месторождение	БУ ₁₁ ¹	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2807	0,03	16,2	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,49	830	смолы (>7 %)	до 30	12,1	27,12	79	5
5	Уренгойское месторождение	БУ ₁₁ ²	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2824	0,019	15,2	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,49	830	смолы (>7 %)	до 30	12,1	28,1	79	9,6
6	Уренгойское месторождение	БУ ₁₁ ³	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2822	0,02	15,7	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,49	830	смолы (>7 %)	до 30	12,1	28,1	79	5
7	Уренгойское месторождение	БУ ₁₂ ¹	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2884	0,028	16,5	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,49	830	смолы (>7 %)	до 30	16,9	28,5	79	7,5
8	Уренгойское месторождение	БУ ₁₃	терригенный	неодн- ый, нет трещин	2891	0,0605	16,5	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,44	830	смолы (>7 %)	до 30	16,9	28,5	83	8,1
9	Уренгойское месторождение	БУ ₁₄ ¹	терригенный	неодн- ый, нет трещин	3004	0,0345	16	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,44	818	смолы (>7 %)	до 30	17,2	29,5	83	3,7

Продолжение таблицы 2.3

10	Уренгойское месторождение	БУ ₁₄ ²	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3014	0,018	16	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,44	818	смолы (>7 %)	до 30	17,2	29,5	83	6,1
11	Уренгойское месторождение	БУ ₁₆ ¹⁻²	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3238	0,0109	15	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,44	851	смолы (>7 %)	до 30	4,4	32,5	93	5
12	Уренгойское месторождение	БУ ₁₆ ¹⁻³	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3224	0,0073	14	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,44	851	смолы (>7 %)	до 30	4,4	32,5	93	6,2
13	Уренгойское месторождение	Ач ₃	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3688	6,2	16,7	0,59	глин-сть не более 5-10 %	0,3	620	смолы (>7 %)	до 30	--	60,5	107	15
14	Уренгойское месторождение	Ач ₄	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3688	2,2	18,1	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,3	612	смолы (>7 %)	до 30	--	60,1	107	4,74
15	Уренгойское месторождение	Ач ₅ ²⁻³	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3899	2,2	14,8	0,62	Глин – сть не более 5-10 %	0,55	612	смолы (>7 %)	до 30	--	60,5	108	14,7
16	Ямбургское месторождение	Ач ₅	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3950	0,0002	12	0,52	глин-сть не более 5-10 %	0,285	812	смолы (>7 %)	до 30	15	60,5	97,6	22,8
17	Заполярье месторождение	БТ ₆₋₈	терригенный	неодн-ый, нет трещин	2787	0,0116	13,5	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,75	0,832	смолы (>7 %)	до 30	15	27,3	69	12,7
18	Заполярье месторождение	БТ ₁₀ ¹	терригенный	неодн-ый, нет трещин	2998	0,0156	14,9	0,55	глин-сть не более 5-10 %	0,72	0,854	смолы (>7 %)	до 30	15	29,5	75	6,2
19	Заполярье месторождение	БТ ₁₁	терригенный	неодн-ый, нет трещин	3150	0,0018	13,5	0,52	глин-сть не более 5-10 %	0,91	854	смолы (>7 %)	до 30	15	30,5	78	5,9

Таблица 2.4 – Параметры, определяющие успешность проведения МУН

№ п/п	Методы вытеснения нефти	Месторождение												
		Песцовое					Заполярье				Ен-Яхинское			
		БУ ₈ ²	БУ ₉ ¹	БУ ₉ ²	БУ ₁₀ ¹ север	БУ ₁₀ ¹ юго-запад	БТ ₆₋₈	БТ ₁₀ ¹	БТ ₁₁ ⁰	БТ ₁₁	БУ ₈ ¹⁻²	БУ ₈₋₉ ³	БУ ₁₀ ²	БУ ₁₂ ¹
1	Растворами ПАВ	■	■	■			■	■			■	■	■	■
2	Растворами полимеров	■	■	■			■	■			■	■	■	■
3	Мицеллярными растворами										■		■	■
4	Растворами щелочей	■	■	■			■	■			■	■	■	■
5	Серной кислотой	■	■	■	■	■	■	■			■	■	■	■
6	Двуокисью углерода	■	■	■	■	■					■	■	■	■
7	Закачка азота												■	■
8	Углекислым газом, низкокалорийным	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	Углекислым газом, высококалорийным	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	Водогазовое воздействие						■	■	■	■	■	■	■	■
11	Внутрипластовое горение													
12	Паром													
13	Вытеснение нагретой водой													

■ - применимы в соответствии с критериями

Таблица 2.5 – Параметры, определяющие успешность проведения МУН

№ п/п	Методы вытеснения нефти	Месторождение														
		Уренгойское														
		БУ ₈ ⁰	БУ ₈	БУ ₉	БУ ₁₀	БУ ₁₁ ¹	БУ ₁₁ ²	БУ ₁₁ ³	БУ ₁₂ ¹	БУ ₁₃	БУ ₁₄ ¹	БУ ₁₄ ²	БУ ₁₆ ¹⁻²	БУ ₁₆ ¹⁻³	Ач ₃	Ач ₄
1	Растворами ПАВ															
2	Растворами полимеров															
3	Мицеллярными растворами															
4	Растворами щелочей															
5	Серной кислотой															
6	Двуокисью углерода															
7	Закачка азота															
8	Углеводородным газом, низкокалорийным															
9	Углеводородным газом, высококалорийным															
10	Водогазовое воздействие															
11	Внутрипластовое горение															
12	Паром															
13	Вытеснение нагретой водой															

 - применимы в соответствии с критериями
 - не соответствует по одному критерию

Как видно из Таблицы 2.6 технологическая эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта составляет, в среднем 0,17 по российским показателям и 0,22 по зарубежным.

Таблица 2.6 – Результаты по физико-химическим МУН

№ п/п	Классификация физико-химических МУН	Количество проектов		Средний прирост КИН	
		РФ	Зарубежн.	РФ	Зарубежн.
1	полимерное заводнение	148	192	0,15	0,20
2	мицеллярные и мицеллярно-полимерные растворы	55	78	0,16	0,23
3	ПАВ	130	164	0,15	0,19
4	щелочные растворы	85	124	0,17	0,23
5	щелочно-ПАВ-полимерное заводнение	47	56	0,21	0,24
6	спиртовые растворы	н/д	н/д	н/д	н/д
7	растворы кислоты (H ₂ SO ₄)	н/д	н/д	н/д	н/д
8	вода заданной минерализации	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего:		465	614	0,168	0,217

В настоящее время реализовано достаточно большое количество газовых технологий воздействия (Таблица 1.3). Однако при оценке повышения КИН установлено не высокое его значение. В среднем 0,05 по российским и 0,098 по зарубежным проектам.

Для обоснования выбора объектов исследуемых месторождений, определение технологической эффективности по аналогии и рекомендуемым критериям недостаточно. Важными определяющими факторами являются: развитость инфраструктуры объектов; наличие источников воздействия, объем извлекаемых запасов и др. Данные критерии по 32 исследуемым объектам были проранжированы по 10-и бальной шкале от минимального к максимальному. Результаты ранжирования представлены в Таблице 2.7.

При дальнейшей оценке на этапе «ВЫБОР» на основе геолого-физических характеристик, наличия проектной документации на обустройство и промысловой инфраструктуры выделена группа первоочередных объектов для испытания технологий воздействия на пласт, характеризующихся максимальными «рейтинг-факторами».

Таблица 2.7 – Ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия

Объект	Параметры ранжирования объектов по очередности испытания технологий воздействия												Итоговый рейтинг
	Извл. запасы, млн.т.	Рейтинг	Энергетика, %	Рейтинг	Доля ГНЗ (ГНВЗ), %	Рейтинг	Изученность, %	Рейтинг	Наличие ПД на обустройство	Рейтинг	Наличие инфр-ры	Рейтинг	
<i>Уренгойское месторождение (нижнемеловые отложения)</i>													
БУ ₈ ⁰	8,5	3	32	4	36	7	27	3	нет	1	есть	10	28
БУ ₈	23,5	5	32	4	83	2	37	4	есть	10	есть	10	35
БУ ₉	1,7	1	32	4	89	1	0	1	нет	1	есть	10	18
БУ ₁₀	41,2	8	33	4	73	2	60	7	нет	1	есть	10	32
БУ ₁₁ ¹	14,5	4	33	4	54	5	72	8	нет	1	есть	10	32
БУ ₁₁ ²	20,8	5	33	4	22	8	67	7	есть	10	есть	10	44
БУ ₁₁ ³	5,1	2	33	4	28	7	100	10	нет	1	есть	10	34
БУ ₁₂ ¹	18,2	5	33	4	49	5	19	2	нет	1	есть	10	27
БУ ₁₃	2,9	1	33	4	23	8	44	5	нет	1	есть	10	29
БУ ₁₄ ¹	0,5	1	33	4	24	8	100	10	нет	1	есть	10	34
БУ ₁₄ ²	1,4	1	33	4	60	4	20	3	нет	1	есть	10	23
БУ ₁₆ ¹⁻²	7,8	3	100	10	40	6	16	2	нет	1	есть	10	32
БУ ₁₆ ¹⁻³	0,3	1	100	10	0	10	0	1	нет	1	есть	10	33
<i>Заполярье месторождение (нижнемеловые отложения)</i>													
БТ ₆₋₈	23,7	5	94	9	88	1	16	2	нет	1	г/к	5	23
БТ ₁₀ ¹	3,8	1	93	9	70	2	51	6	нет	1	г/к	5	24
БТ ₁₁ ⁰	5,6	2	100	10	20	8	95	10	план	3	г/к	5	38
БТ ₁₁	11,3	4	100	10	18	8	69	7	план	3	г/к	5	37

В результате проведенного ранжирования (Таблица 2.8) первоочередными объектами разработки для испытания технологий являются залежи следующих месторождений: Уренгойское (пласт БУ₁₁²); Заполярное (пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁).

Таблица 2.8 – Результаты ранжирования объектов по определяющим параметрам

Месторождение, объект	Параметры ранжирования объектов по очередности испытания технологий воздействия					
	Извл. запасы, млн.т	Энергетика, %	Доля ГНЗ(ГНВЗ), %	Изученность, %	Наличие ПД на обустройство	Наличие инфр-ры
<i>Уренгойское месторождение (нижнемеловые отложения)</i>						
БУ ₁₁ ²	20,832	33	22	67	есть	есть
<i>Заполярное месторождение (нижнемеловые отложения)</i>						
БТ ₁₁ ⁰	5,671	100	20	95	план	г/к
БТ ₁₁	11,374	100	18	69	план	г/к

По результатам обзора и анализа отечественного и зарубежного опыта применения, способов воздействия на пласт, а также критериев применимости разных технологий исследуемым объектам определен ряд технологий, представленных в Таблица 2.9.

Таблица 2.9 – Рекомендуемые технологии для исследуемых объектов

Месторождение, объект	Утв. КИН	Предлагаемый МУН	Прогнозный прирост КИН*, д.ед.	Прогнозный КИН+МУН**, д.ед.
Уренгойское, БУ ₁₁ ²	0,193	вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные)	0,14	0,333
		вытеснение нефти щелочными растворами	0,17	0,363
		вытеснение нефти кислотами	0,135	0,328
		воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,273
Заполярное, БТ ₁₁ ⁰ , БТ ₁₁	0,204/0,232	воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,284/0,312
		водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,264/0,292

Примечание:
* – средний прирост КИН по результатам анализа более 1500 проектов по всему миру;
** – сумма утвержденного значения КИН и прогнозного прироста КИН за счет воздействия

2.2 Обеспечение создания качественной цифровой гидродинамической модели

Моделирование процесса разработки в современных программных комплексах возможно с использованием двух подходов [16,61,62]:

- композиционного, результатом которого является получение значений концентрации компонентов (фракций) в любой точке модели в любой момент времени на основе физически содержательных уравнений движения этих компонентов и замыкающих соотношений, среди прочего содержащих и уравнения состояния пластовых УВ систем;

- расширенной двухфазной (нелетучей) модели нефти, в которой свойства газовой и жидкой фаз, используемые в уравнениях движения флюида, табулированы от давления.

Каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки по отношению друг к другу. Например, одним из недостатков последнего подхода может являться «неаккуратное» моделирование пространственного изменения насыщенности жидкой фазы из-за косвенного учета распределения массовых концентраций тяжелых компонентов пластовой системы. Кроме того, значительную погрешность могут вносить расчеты давлений, зависящие от компонентного состава пластовой смеси. Это может иметь определяющее значение, например, при расчете дебитов скважин.

При композиционном моделировании знание компонентно-фракционного состава добываемой продукции позволяет достаточно просто проводить дальнейшее термодинамическое моделирование систем промысловой подготовки продукции (схемы низкотемпературной сепарации, технологической линии установки дегазификации и стабилизации конденсата), тогда как второй подход требует дополнительных «внемодельных» данных для такого моделирования.

Вместе с тем, композиционное моделирование, как стоящее иерархически выше по отношению к расширенной модели двухфазной (нелетучей), требует информационного обеспечения более высокого уровня, который подчас не может

быть достигнут на малоизученных залежах, и/или при отсутствии обоснованных связей между основными для 3D моделирования параметрами. Подобные повышенные, по сравнению с моделью «черной нефти», требования к исходной информации делают нецелесообразным использование композиционного подхода для моделей малоизученных пластов, например, нефтяных оторочек.

Для аргументированного выбора типа модели для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей рассмотрены следующие критерии:

- степень изученности месторождения (залежи);
- результаты лабораторных исследований компонентного состава;
- содержание конденсата и способы увеличения конденсатоотдачи;
- запасы конденсата и нефти;
- вязкость нефти.

В результате, для каждого типа залежи по фазовому состоянию были сформированы критерии, обобщенные в Таблице 2.10 и на Рисунке 2.1 в виде блок-схемы.

Решение о выборе типа модели для нефтегазовой залежи принимается на основе четырех критериев.

Первым является также состояние геологической изученности залежи:

- на стадии разведки и пробной эксплуатации нефтегазовой залежи следует принимать трехфазную модель;
- при подготовке технологической схемы разработки или технологического проекта разработки месторождения – композиционную модель.

Вторым критерием является наличие компонентного состава: при его отсутствии (как правило, на стадиях разведки и пробной эксплуатации) принимается трехфазный тип модели. В случае изученности состава принимают композиционную модель.

Таблица 2.10 – Критерии обоснования типа гидродинамической модели (ГДМ)

Тип залежи по фазовому состоянию	Порядковый номер критерия	Критерии по приоритетности	Тип ГДМ	
			Black Oil	EOS
газовая	1	-	1	0
нефтегазовая	1	стадия ППЭ	1	0
		стадия разработки ТСП/ТПР	0	1
	2	наличие компонентного состава нет	1	0
		наличие компонентного состава есть	0	1
	3	добыча нефти < 0,1 Vт. млн усл. топл. (сопутствующий флюид, расчёт технологической модели осуществляется по КФС)	1	0
		добыча нефти > 0,1 Vт. млн усл. топл. (первичный флюид)	0	1
	4	вязкость нефти < 30,1 мПа*сек.	1	0
		вязкость нефти > 30,1 мПа*сек.	0	1
газо-конденсатная	1	стадия ППЭ	1	0
		стадия разработки ТСП/ТПР	0	1
	2	наличие компонентного состава нет	1	0
		наличие компонентного состава есть	0	1
	3	ГКФ < 250 (сопутствующий флюид, расчёт технологической модели осуществляется по КФС)	1	0
		ГКФ > 250 (первичный флюид)	0	1
нефтегазо-конденсатная	1	стадия ППЭ	1	0
		стадия разработки ТСП/ТПР	0	1
	2	наличие компонентного состава нет	1	0
		наличие компонентного состава есть	0	1
	3	ГКФ < 250 (сопутствующий флюид, расчёт технологической модели осуществляется по КФС)	1	0
		ГКФ > 250 (первичный флюид)	0	1
	4	нефть < 0,1 Vт. млн усл. топл. (сопутствующий флюид, расчёт технологической модели осуществляется по КФС)	1	0
		нефть > 0,1 Vт. млн усл. топл. (первичный флюид)	0	1
5		вязкость нефти < 30,1 мПа*сек.	1	0
		вязкость нефти > 30,1 мПа*сек.	0	1

Примечание: Black Oil – «нелетучая» нефть; EOS – композиционная

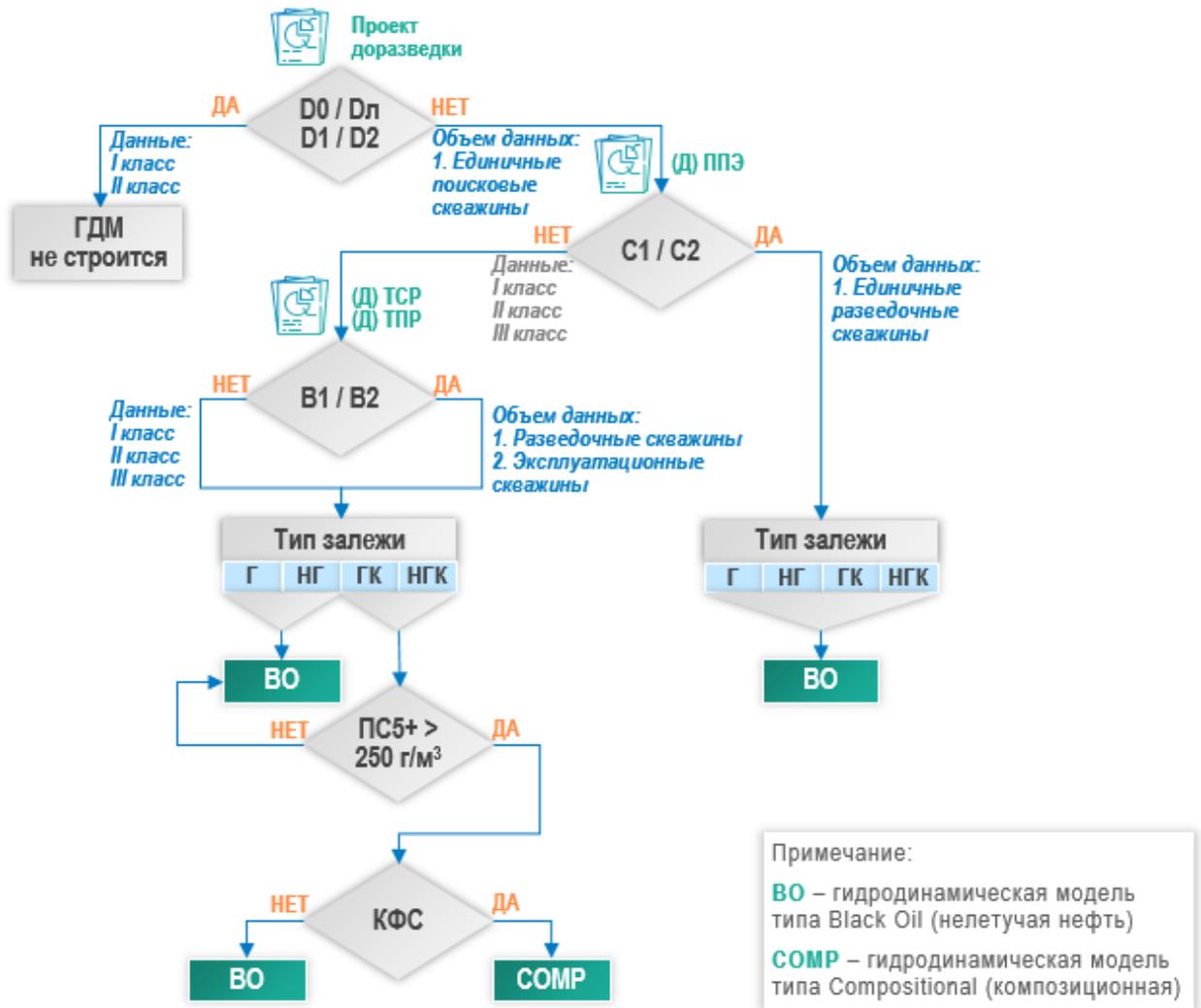


Рисунок 2.1 – Блок-схема обоснования типа модели

Третьим критерием является размер запасов сопутствующего флюида и объемы добычи. При добыче нефти ниже 0,1 $V_{общ}$ млн. т.у.т./год в год – принимается трехфазная модель. При добыче свыше 0,1 $V_{общ}$ млн. т.у.т./год в год – необходимо работать с композиционной моделью. В результате анализа применяемых типов ГДМ для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей Заполярного и Уренгойского месторождений сформирован критерий, обеспечивающий сохранение дальнейшего применения моделей типа black oil для соответствующих залежей.

Четвертым критерием является учет вязкости нефти:

<5,0 (незначительной вязкости)	трехфазная модель,
от 5,1 до 10,0 (маловязкие)	трехфазная модель,
от 10,1 до 30,0 (повышенной вязкости)	трехфазная модель,

от 30,1 до 200,0 (высоковязкие)	композиционная модель,
>200,0 (сверхвязкие)	композиционная модель.

При обосновании типа модели для нефтегазоконденсатной залежи, как и при совмещении флюидов в залежи, объединяются критерии выбора типа модели.

Выбор по первому критерию геологической изученности аналогичен двум предыдущим случаям.

Второй критерий – наличие компонентного состава аналогичен.

Третьим является размер КГФ и, соответственно, объемы добычи конденсата – выбор осуществляется по аналогии с газоконденсатной залежью.

Четвертый критерий – добыча нефти, выбор осуществляется по аналогии с нефтегазовой залежью.

Пятым критерием является вязкость нефти: в данном случае выбор осуществляется по аналогии с нефтегазовой залежью.

Месторождения или залежи, находящиеся на стадии подготовки к промышленному освоению, в силу ряда объективных причин характеризуются значительным набором неопределенностей, не позволяющих однозначно прогнозировать перспективы освоения объектов и корректность принятых решений ввиду недостаточности и неполноты информации. К ним относятся как неопределенности геологического строения залежей, фазового состояния и состава насыщающего их флюида, так и неопределенности технологического характера, связанные с недропользованием, порядком ввода объектов в эксплуатацию, решениями в части бурения скважин, а также экономическими условиями и ограничениями. Следует отметить, что неопределенности геологического характера (такие как распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в объеме залежей, наличие или отсутствие разломов и степень их проводимости, уровень флюидалльных контактов и др.) влияют на формирование множества технологических решений и, как следствие, технологических рисков. Последние, в свою очередь, будут влиять на формирование множества экономических решений и, соответственно, экономических рисков.

Программное обеспечение должно обеспечивать возможность использования, под управлением систем, автоматизированной адаптации и расчета неопределенности показателей разработки месторождения, а также систем интерпретации ГДИ скважин. Функция автоматизированной адаптации позволяет выявить взаимосвязи между параметрами адаптации и их влияние на расчет целевой функции. При необходимости, после проведения адаптации в автоматизированном режиме, осуществляют дополнительную ручную адаптацию ГДМ.

При настройке ГДМ следует применять программное обеспечение, позволяющее производить анализ неопределенностей входных данных и автоматическую настройку параметров.

При автоматизированной адаптации могут быть получены несколько реализаций адаптации ГДМ, при этом необходимо выбрать модель с наиболее точной адаптацией. В случае большой неопределенности в исходных данных, необходимо использовать одновременно несколько реализаций модели, в том числе и на основе различных реализаций ГМ.

Для исключения больших неопределенностей, необходимо определить границы варьирования параметров перед адаптацией. Даже если модель повторяет фактические показатели разработки за исторический период, границы варьирования параметров не гарантируют достижения ГДМ вида, который отражал бы с достаточной точностью и корректностью процессы, происходящие в пласте. Это может быть связано, в основном, со следующими причинами [113]:

– модель отражает состояние объекта достаточно точно лишь при наличии определенных фактических условий, которые с течением времени могут изменяться, поэтому необходимо предусмотреть возможность замены/контроля параметров в зависимости от наступивших условий или изначально использовать более универсальные. Например, при моделировании течения газа в стволе скважины, для воспроизведения фактических показателей можно воспользоваться корреляцией Хагедорна-Брауна, точно учитывающей наличие жидкостной пробки, образующейся в результате различия между скоростями газа и жидкости в

эксплуатационной колонне. Однако, при расчете прогнозных показателей тип потока может измениться, возникнет погрешность, отрицательно сказывающаяся на точности прогнозных технологических показателей;

– модель достаточно точно отражает состояние объекта, но не учитывает неизвестные физические явления, не проявившие себя на данный момент. Например, при моделировании газового пласта, не была учтена нефтяная оторочка, имеющаяся по факту, не определенная по результатам разведочного бурения и не учтенная в подсчете запасов. Это вполне возможно при разработке морских отложений, где количество разведочных скважин очень мало, вследствие сложности их бурения. Этот случай является примером возникновения геологических рисков при разработке объектов нефтегазодобычи и требует их анализа и выявления еще на стадии начального проектирования;

– модель не отражает состояния объекта, но с достаточной точностью воспроизводит его показатели. Один из самых распространенных случаев при адаптации модели на исторические показатели, возникающий вследствие одинакового влияния разных параметров адаптации на переменные-отклики. Падения пластового давления в скважине возможно добиться как понижением дренируемых запасов газа (например, уменьшением порового объема), так и снижением способности породы к ее фильтрации (например, уменьшение абсолютной проницаемости), или при помощи снижения энергетики залежи путем сокращения притока воды. В данном случае необходимо провести анализ чувствительности модели к изменению входных данных.

Начинать адаптацию следует с анализа чувствительности модели к изменению основных параметров и установления диапазонов их неопределенности.

Как было отмечено в [1,16] ошибка может возникнуть как при определении неправильной корреляции для известных объектов моделирования, так и позже, при появлении нового, ранее неучтенного, объекта.

Кроме того, что методы исследований развиваются и предлагаются новые, для проведения замеров используется более совершенное оборудование:

высокоточные датчики давления и температуры, как на поверхности, так и на забое скважин, откалиброванные расходомеры, плотномеры и так далее. Вместе с тем, приходит понимание и выполняется разработка методических основ, при проведении лабораторных экспериментов с использованием физических проб флюидов, а также при создании математических моделей пластового газа и нефти.

Аналогичная ситуация с глубинными пробами. Существующие в настоящее время технологии позволяют не только отбирать пробу флюида на забое скважины, но и одновременно производить замер изменения давлений и температуры, состава и физико-химических свойств поступающих флюидов.

Использование композиционного подхода при моделировании разработки позволяет с наибольшей достоверностью описывать различные условия залегания залежей УВС и процесса добычи из них:

- изменение состава флюида с глубиной;
- прямой расчет продукции промысла без применения эмпирических зависимостей;
- автоматизированная оптимизация технологических режимов работы скважин;
- моделирование закачки рабочих агентов различного состава.

При этом, важно отметить, что использование композиционного подхода требует значительного объема качественной информации. В свою очередь применение методов ГРП и МГРП, МДТ, масштабных программ гидродинамических исследований и также пробная эксплуатация разведочных скважин позволяет существенно снизить неопределенности на первой стадии разработки.

Обоснование оптимальных размеров расчетных блоков также проводится с помощью анализа чувствительности модели к ее размерности. Окончательное количество ячеек модели определяется из условия достижения сходимости результатов расчетов при измельчении разностной сетки.

Масштаб и размерность используемых моделей различаются в зависимости от решаемых задач (Рисунок 2.2). При этом в каждом случае можно выделить свои

преимущества и недостатки. В настоящее время имеется возможность довольно детально подойти к построению как геологических, так и гидродинамических моделей месторождений УВС. Для этого имеются достаточно точные методы ГИС и совершенствуются технологии сейсморазведки.

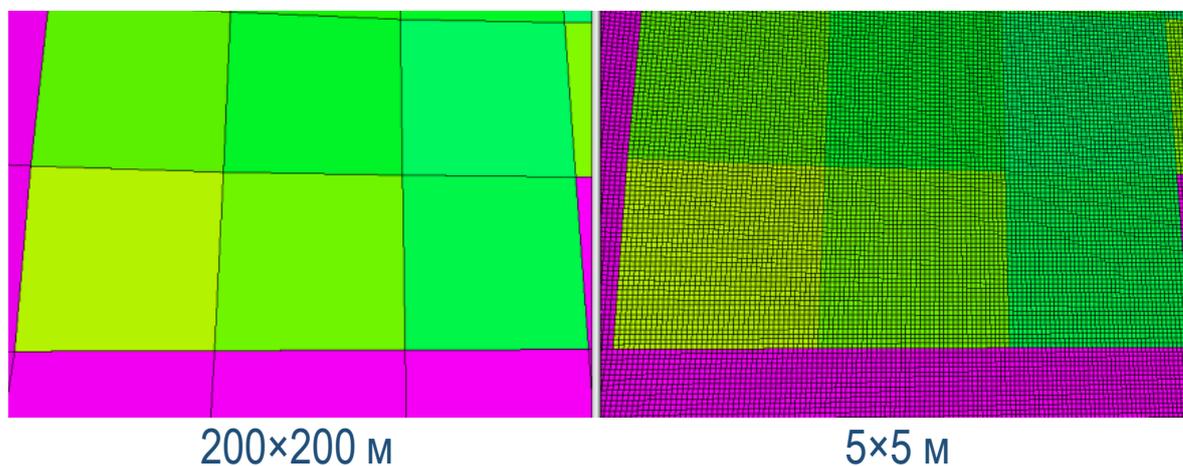


Рисунок 2.2 – Пример сеток различной размерности

Укрупненный учет детальных геологических эффектов может внести значительную погрешность в описание фильтрационных процессов и, как следствие, в расчет технологических, а значит и экономических показателей разработки месторождений.

В то же время, расчеты на детальной сетке высокого разрешения позволяют в полной мере учесть геологическую неоднородность и детальные фильтрационные эффекты призабойной зоны без необходимости проведения ремасштабирования модели. Однако, такой подход требует значительных вычислительных и временных ресурсов.

При этом, масштаб и размерность используемых ГДМ могут различаться, в зависимости от решаемых задач. Детальность таких моделей может значительно отличаться от геологического масштаба в сторону укрупнения.

Так, модель единичной скважины позволяет детализировать процессы, происходящие в призабойной зоне (в качестве примера можно привести выпадение конденсата и образование так называемой «конденсатной банки»), но не учитывает

влияние соседних скважин и может быть использована для прогноза добычи лишь одной конкретной скважины на краткосрочный период.

Секторная ГДМ может быть использована для оценки плотности сетки скважин и параметров процесса ППД, однако граничные условия в ней также не будут учтены в полной мере. При этом детальность модели будет снижена относительно геологической модели.

Полномасштабные ГДМ используются для расчета материального баланса залежи, получения профиля добычи на перспективу, однако детальные эффекты в призабойной зоне в них учитываются укрупненно. Детальность таких моделей может также значительно отличаться от геологического масштаба в сторону укрупнения.

Важно подчеркнуть, что в настоящее время имеется возможность достаточно детально подойти к построению как геологических, так и гидродинамических моделей месторождений УВС. Для этого имеются достаточно точные методы ГИС, совершенствуются технологии сейсморазведки. Все это может быть заложено в основу ГД моделей.

Укрупненный учет детальных геологических эффектов может внести значительную погрешность в описание фильтрационных процессов и, как следствие, в расчет технологических, а значит и экономических показателей разработки месторождения.

В то же время расчеты на детальной сетке высокого разрешения позволяют в полной мере учесть геологическую неоднородность данной залежи и детальные фильтрационные эффекты призабойной зоны без необходимости проведения ремасштабирования модели. Однако, такой подход к гидродинамическому моделированию требует значительных вычислительных и временных ресурсов.

В случае, если по объективным причинам не удастся достичь результатов, соответствующих заданным критериям качества адаптации ГДМ, необходимо провести анализ подобного недостижения.

Основными причинами могут быть:

- ошибка интерпретации данных на каком-либо из этапов, предшествующих гидродинамическому моделированию (ГИС, ГДИ);

- ошибки, допущенные непосредственно при построении ГМ или на этапе преобразования ГМ в ГДМ, качество исходных данных, которые легли в основу построения модели.

Структура запасов в целом по отрасли меняется. Перспективные горизонты характеризуются повышенными требованиями к качеству исходных данных, к проработке технологии добычи и научному сопровождению.

Современные вычислительные технологии позволяют использовать детальные ГМ без процедуры укрупнения, что выводит проектирование разработки на более высокий научно-технический уровень. Следовательно, есть вероятность несоответствия/неудовлетворения ранее полученных информации/параметров данному уровню.

Возвращаясь к вопросу получения качественной информации о пластовых флюидах, насыщающих перспективные залежи, в том числе для последующего композиционного моделирования, необходимо отметить, что методы и технологии исследований, а также используемое оборудование периодически совершенствуются.

Несмотря на достаточно точные показатели в исторический период на прогнозный, может возникнуть ошибка из-за неправильного определения параметров адаптации в залежи, проявляющие себя на поздних этапах. Для снижения риска возникновения подобных ошибок необходимо:

- на начальном этапе адаптации запускать модель на прогноз для выявления противоречащей опыту разработки месторождения (аналогов) динамики изменения технологических показателей разработки в прогнозный период,

- проверять сходимость модели по множеству параметров-откликов при адаптации,

- модифицировать в наименьшей степени те параметры адаптации, которые были определены достаточно точно.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОВЫМИ АГЕНТАМИ И ВОДОЙ

Физическое моделирование основано на проведении комплекса экспериментальных работ на керновом материале:

- 1) подготовка моделей коллектора;
- 2) подготовка моделей флюидов;
- 3) подготовка экспериментальной установки, которая позволяет моделирование пластовых условий;
- 4) определение фильтрационно-емкостных свойств образцов керна на основе планирования экспериментов;
- 5) интерпретация экспериментальных данных лабораторных экспериментов для получения выводов и рекомендаций.

В связи с известной сложностью лабораторных исследований газовых технологий в главе 3 приведены методические основы процедур, выполняемых в ходе решения поставленной задачи диссертационного исследования [63].

3.1 Методическая основа проведения экспериментов

В качестве объекта исследования нефтегазового месторождения использовалась модель коллектора, а именно колонка из образцов керна цилиндрической формы.

Возникновение в значительной степени неоднородности на концах единичных образцов керна, а также наличие концевых эффектов обуславливают преимущества использования в экспериментальных целях именно составных керновых колонок. В данном случае контроль (измерение) основных фильтрационных параметров – насыщенности и перепада давления – производится в расположенном в центре колонки образце керна, что дает возможность производить снятие экспериментальных данных в условиях однородного

распределения насыщенности, а также нивелировать проявление концевых эффектов.

Исследования по вытеснению нефти различными агентами проводились на образцах керна терригенных коллекторов нефтяных оторочек Уренгойского и Заполярного месторождений (Таблицы 3.1, 3.2).

Таблица 3.1 – Исследуемые образцы керна пластов БУ Уренгойского месторождения

№ скв	№ обр	$k_{п(в)}$, д. ед.	$k_{прг(а)}$, 10^{-3} мкм ²	$k_{во}$, д. ед.	Пласт	Вытесняющий агент
50980	50	0,157	66,55	0,223	БУ ₈	азот
50980	146	0,147	4,67	0,356	БУ ₁₀	азот
50980	140	0,155	10,56	0,317	БУ ₁₀	азот
50980	203	0,143	26,96	0,267	БУ ₁₀	азот
50980	329	0,154	6,01	0,367	БУ ₁₄	азот
50980	426	0,168	24,08	0,263	БУ ₁₄	азот
50980	390	0,150	2,04	0,441	БУ ₁₄	азот
50980	102	0,155	20,56	0,263	БУ ₈	газ сепарации
50980	132	0,146	5,69	0,338	БУ ₁₀	газ сепарации
50980	232	0,164	51,13	0,315	БУ ₁₀	газ сепарации
50980	283	0,137	5,22	0,292	БУ ₁₄	газ сепарации
50980	385	0,170	11,68	0,310	БУ ₁₄	газ сепарации
50980	133	0,154	12,49	0,311	БУ ₁₀	углекислый газ
50980	150	0,150	6,25	0,330	БУ ₁₀	ВГВ
50980	195	0,165	89,02	0,266	БУ ₁₀	ВГВ
50980	386	0,169	10,68	0,308	БУ ₁₄	ВГВ
50980	407	0,172	27,55	0,289	БУ ₁₄	ВГВ

Таблица 3.2 – Исследуемые образцы керна пластов БТ Заполярного месторождения

№ скв	№ обр	$k_{п(в)}$, д. ед.	$k_{прг(а)}$, 10^{-3} мкм ²	$k_{во}$, д. ед.	Пласт	Вытесняющий агент
109	8	0,179	128,08	0,229	БТ ₆₋₈	азот
109	6	0,165	54,13	0,270	БТ ₆₋₈	азот
106	11	0,154	21,95	0,341	БТ ₆₋₈	азот
102	80	0,164	61,00	0,228	БТ ₁₀	азот
115	1860	0,150	3,48	0,391	БТ ₁₀	азот
12201	71	0,209	27,42	0,346	БТ ₁₁	газ сепарации
12201	57	0,156	6,46	0,332	БТ ₁₁	газ сепарации
12201	12,1	0,153	1,10	0,491	БТ ₁₁	газ сепарации
12201	65	0,207	19,85	0,367	БТ ₁₁	углекислый газ
12201	62	0,215	31,60	0,333	БТ ₁₁	ВГВ
12201	7	0,143	8,97	0,363	БТ ₁₁	ВГВ
12201	84,1	0,189	0,90	0,434	БТ ₁₁	ВГВ

Во всех запланированных опытах по фильтрации использовались модели пластовых флюидов: нефти, газа, воды и агентов для вытеснения.

Поскольку физические свойства нефти пластов БУ, Уренгойского и Заполярного месторождений близки между собой, то модели нефти готовились из одной пробы стабильной нефти Уренгойского месторождения специалистами отдела экспериментальных и аналитических методов исследования углеводородных систем ООО «ТюменНИИгипрогаз» [64,65].

С целью исключения массопереноса между флюидами в ходе проведения экспериментов в первую очередь подготавливалась модель стабильной нефти, и лишь затем эта нефть насыщалась одним из газов.

Первая модель стабильной нефти была приготовлена на основе пробы, полученной на ЦПС-2 Уренгойского месторождения, за счет разбавления ее нормальным гексаном в соотношении, позволяющем добиться при температуре 79 °С и давлении 10 МПа вязкости смеси сопоставимой с вязкостью нефти в пластовых условиях. Непосредственно перед экспериментами по вытеснению нефти каким-либо газовым агентом, модель стабильной нефти предельно насыщалась газом (азотом, углекислым газом, газом сепарации). После этого модель газированной нефти приводилась в термодинамическое равновесие в заданных термобарических условиях. В этих условиях в дальнейшем были измерены физические свойства моделей нефти: динамическая вязкость и плотность.

В качестве модельных газов использовались: азот газообразный ОСЧ 1 по ГОСТ [66], углекислый газ газообразный по ГОСТ [67], а в качестве газа сепарации – метан газообразный по ТУ [68].

В качестве пластовой была использована дистиллированная вода с добавлением хлористого натрия в количестве, соответствующем водам исследуемого горизонта. Раствор ПАА в модели пластовой воды был подготовлен путем добавления 0,2 % ПАА по массе.

Модели флюидов были изучены отделом экспериментальных и аналитических методов исследования углеводородных систем

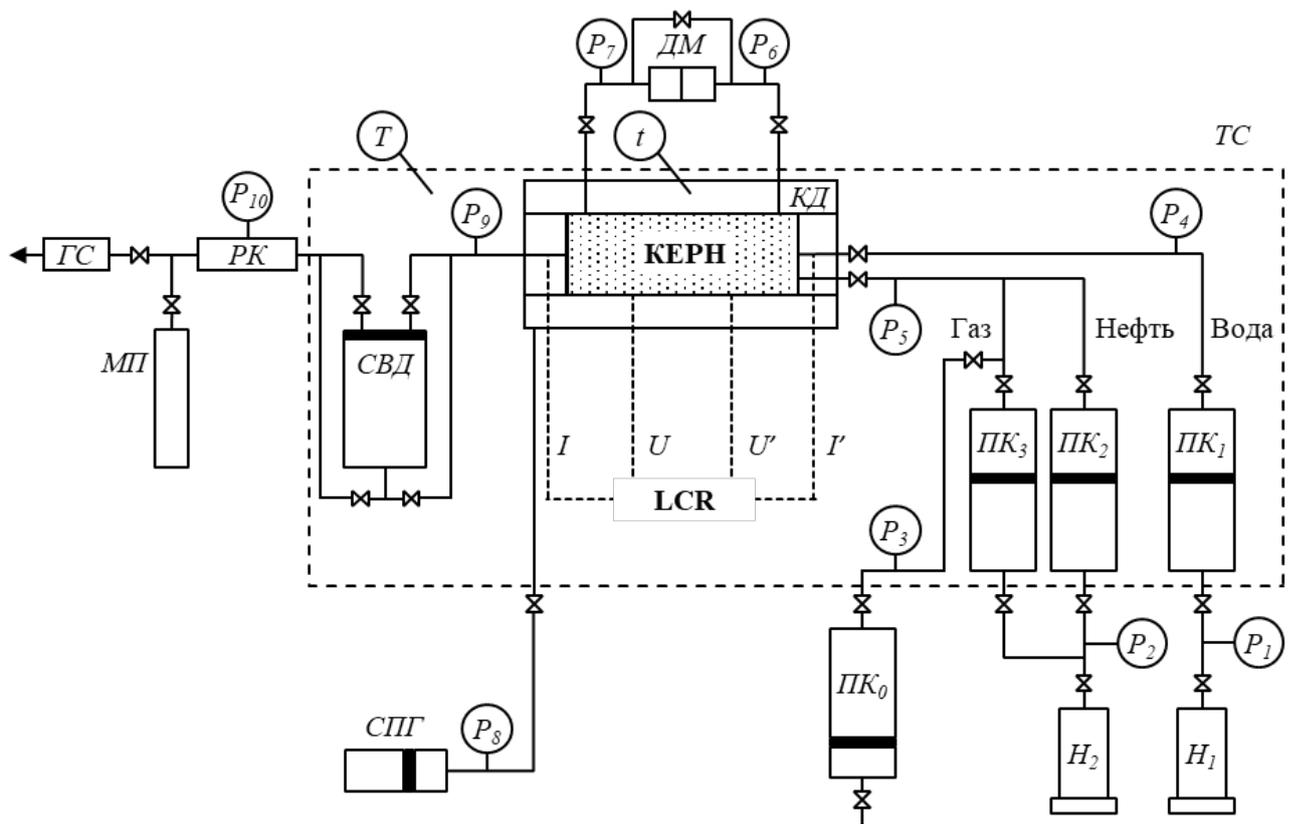
ООО «ТюменНИИгипрогаз». В лаборатории термодинамических исследований были установлены значения вязкости и плотности данных флюидов при различных термобарических условиях. Плотность нефти, воды и раствора полиакриламида была измерена при помощи цифрового плотномера DMA 512 P (Anton Paar) (относительная точность составила $\pm 0,001$ г/см³); вязкость – при помощи электромагнитного вискозиметра EV 1000 (Vinci Technologies) (относительная точность – ± 1 %). Значения физических характеристик чистых газов (азота, метана и углекислого газа) были установлены по справочнику теплофизических свойств газов и жидкостей [69]. В Таблице 3.3 представлены свойства пластовых флюидов в моделируемых условиях нефтяных оторочек.

Таблица 3.3 – Физические свойства моделей нефти для Уренгойского, Заполярного месторождений

Модель нефти	Газовый агент	Температура, °С	Давление, МПа	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность нефти, г/см ³	Вид эксперимента
Уренгойское месторождение (пласты БУ ₈ , БУ ₁₀ , БУ ₁₄)						
стабильная	-	79	10	0,648	-	-
стабильная	-	20	-	-	0,769	-
газированная	азот	79	10	0,633	-	ОФП н – N ₂
газированная	метан	79	10	0,493	-	ОФП н – CH ₄ /ВГВ
газированная	углекислый газ	90	8	0,287	-	ОФП н- CO ₂
Заполярное месторождение (пласты БТ ₆₋₈ , БТ ₁₀ , БТ ₁₁)						
газированная	азот	71	10	0,870	-	ОФП н – N ₂
газированная	азот	77	10	0,910	-	ОФП н – N ₂
газированная	метан	78	10	0,417	-	ОФП н – CH ₄
газированная	метан	78	10	0,493	-	ВГВ
газированная	углекислый газ	90	9	0,287	-	ОФП н – CO ₂

Установка, использованная для проведения экспериментов по двухфазной фильтрации, описана в работе [70]. Специальная лабораторная установка представляет собой модернизированную путем подключения двух дополнительных контейнеров и измерительных устройств систему для определения ОФП RPS-850 («Coretest Systems», США). Контейнеры необходимы для отдельной подачи флюидов в образцы горной породы.

Принципиальная схема установки приведена на Рисунке 3.1.



H_1, H_2 – поршневые насосы; $ПК_1, ПК_2, ПК_3$ – поршневые контейнеры с водой, нефтью и газом; $ПК_0$ – заправочный контейнер с рекомбинированными модельными флюидами; $КД$ – кернодержатель; $ДМ$ – датчик дифференциального давления; $ТС$ – термостат суховоздушный с нагревателем; $СПГ$ – система поддержания горного давления; t – термопара; T – терморегулятор; $P_1 - P_{10}$ – датчики давления; $СВД$ – сепаратор высокого давления акустический; $РК$ – клапан, регулирующий поровое давление; $МП$ – мерная пробирка; $ГС$ – счетчик измерения расхода газа; I, I', U, U' – токовые электроды и по напряжению (измерительные)

Рисунок 3.1 – Принципиальная схема лабораторной установки по фильтрации нефти, воды и газа

Модель коллектора (диаметр 30 мм, длина 10-12 см), представляющая собой составную колонку заранее насыщенных остаточной водой и керосином трех цилиндрических образцов керна, помещалась в резиновую манжету кернодержателя $КД$ лабораторной установки.

Поровое, горное давление и температура создавались после установки исследуемого составного образца. При этом поровое давление обеспечивалось путем подачи насосами H_1 и H_2 флюидов из контейнеров $ПК_1, ПК_2$ и $ПК_3$ через регулировочный клапан $РК$, расположенный после $КД$ и $СВД$ – сепаратора высокого давления.

Раздельная закачка флюидов в исследуемый образец осуществлялась по двум отдельным линиям: для подачи нефти или газа и для подачи воды. Для закачки модельной воды из контейнера $ПК_1$ использовался работающий на

водоглицериновой смеси насос H_1 . В ходе проведения эксперимента насос H_1 работал в режиме поддержания объемного расхода жидкости, нагнетая водоглицериновую смесь в поршневой контейнер $ПК_1$, расположенный в линии нагнетания перед кернодержателем $КД$ внутри термостата.

Насос H_2 , расположенный в линии закачки нефти и газа, также работал на водоглицериновой смеси, подающейся в поршневые контейнеры $ПК_2$ и $ПК_3$, размещенные внутри термостата и соединенные с насосом и кернодержателем посредством металлических трубок. Контейнер $ПК_2$ был наполнен модельной нефтью, а $ПК_3$ – газом. Последний соединялся с заправочным контейнером $ПК_0$ (объем 3 л), наполненным рекомбинированными модельными пробами газа и нефти при заданных термобарических условиях.

Нефть подавалась в керн из контейнера $ПК_2$ при нагнетании водоглицериновой смеси насосом в режиме поддержания объемного расхода. При подачи газа контейнер $ПК_2$ перекрывался, а водоглицериновая смесь подавалась на $ПК_3$.

Горное давление создавалось за счет использования СПГ – системы поддержания горного давления в автоматическом режиме. Заданная температура поддерживалась за счет размещения кернодержателя в суховоздушном термостате $ТС$. Контроль за величиной температуры осуществлялся при помощи установленной напрямую в корпус $КД$ термопары t .

Для оценки коэффициента вытеснения различными агентами из модели коллектора требовалось измерение объема извлеченной из образцов нефти. С этой целью в экспериментальной установке непосредственно после кернодержателя было предусмотрено размещение акустического сепаратора высокого давления ($СВД$). Работа $СВД$ заключается в определении границы раздела флюидов, а также их объема.

Следует отметить, что гидравлическая схема обвязки сепаратора высокого давления различается в зависимости от типа вытесняющего из образца нефти флюида. Рассмотрим эксперимент, в котором в качестве вытесняющего агента использовалась модель пластовой воды. В данном случае производилось

первоначальное заполнение *СВД* модельной водой, а в процессе вытеснения оба флюида (вода и вытесненная нефть) из керна поступали в сепаратор, двигаясь по верхней линии. Вода, соответственно, накапливалась в нижней части сепаратора, в то время как нефть – в нижней. Вода из сепаратора поступала через регулирующий клапан *РК* и накапливалась в мерной пробирке *МП*.

Во втором случае (газ в качестве вытесняющего агента) сначала происходило заполнение *СВД* модельным газом. При этом и газ, и вытесненная нефть поступали через нижнюю линию в сепаратор. Газ накапливался сверху, а нефть – в нижней части сепаратора. При этом газ из сепаратора отводился через верхнюю линию через регулировочный клапан *РК* на счетчик измерения расхода *ГС*. После *РК* давление газа падало до атмосферного.

В ходе проведения экспериментов велась электронная и письменная запись. Регистрировались следующие параметры:

1. Давление флюидов на входе и выходе из керна. Перепад давления устанавливался по разности показаний датчиков *Р6* и *Р7* – на входе и выходе соответственно, а также на среднем образце керна – дифференциальным датчиком *ДМ*. Помимо этого, в установке были задействованы датчики: *Р1* и *Р4* – для измерения давления в линии закачки воды; *Р2* и *Р5* – в линии закачки нефти/газа; *Р3* – в линии заправки контейнеров с рекомбинированными флюидами; *Р8* – для измерения горного давления; *Р9* – для измерения давления в сепараторе *СВД*; *Р10* – в регулировочном клапане *РК*.

2. Объемы закачки и извлечения флюидов. Объем закачки измерялся насосами, подающими водоглициериновую смесь в поршневые контейнеры. Как было отмечено выше, объем вытесненной нефти измерялся акустическим сепаратором высокого давления и визуализировался при помощи программного обеспечения *RPS-850* (Relative Permeability System, версия 3.60.1333). Мгновенный и суммарный расход газа в атмосферных условиях измерялся счетчиком расхода газа *СГ*.

УЭС. Электрическое сопротивление предварительно водонасыщенного составного образца керна фиксировалось по 4-проводной схеме, согласно которой

электричество подается через установленные по торцевым концам составной колонки токовые электроды I и I' . Измерение электрического сопротивления в центре и по краям образца производилось электродами U и U' .

Перед началом эксперимента по фильтрации была осуществлена проверка герметичности всех узлов и арматуры. Дополнительно, производился контроль материального баланса между закачкой в керн и извлечением флюидов. Эксперимент возможен к проведению исключительно при условии соблюдения данного баланса.

На предварительно высушенных образцах керна сначала оценивалась проницаемость по воздуху в условиях атмосферного давления, с применением поправки Клинкаберга, в соответствии с ГОСТ [71]. Измерения проводились на оборудовании AP-608, созданном компанией «Coretest Systems» из США. После этого образцы подвергались насыщению в вакуумной установке, используя аналог пластовой воды, представляющий собой раствор хлористого натрия. Весовая концентрация NaCl в модельной воде была подобрана так, чтобы соответствовать общей концентрации солей в реальной пластовой воде. На образцах, насыщенных этой моделью воды, определяли открытую пористость, проводя взвешивание в водной среде и на воздухе, в соответствии с методикой ГОСТ [72]. Процедура взвешивания выполнялась с высокой точностью, до $\pm 0,001$ г, с использованием весов Mettler Toledo AL 204-IC, производства Италии.

Далее образцы керна подвергались воздействию для создания остаточной водонасыщенности (K_{vo}). Для этого применялись методы центрифугирования и полупроницаемой мембраны. Центрифугирование осуществлялось с помощью ультрацентрифуги модели URC-628, производства Coretest Systems из США, в соответствии с протоколом СТЛ [73]. Альтернативно, использовался метод полупроницаемой мембраны, проводимый на капилляриметре GCS-765, также от Coretest Systems, согласно СТЛ [74].

Фильтрационные эксперименты проводили в условиях, моделирующих реальные условия залегания продуктивных пластов изучаемых месторождений, как представлено в Таблице 3.4, Таблице 3.5.

Таблица 3.4 – Геолого-физическая характеристика пластов Уренгойского месторождения

Показатели	Пласты		
	БУ ₈	БУ ₁₀	БУ ₁₄
Средняя глубина залегания, м	2639	2741	2953
Пластовая температура, °С	75	79	83
Горное давление, МПа	62,3	64,9	69,8
Пластовое давление, МПа	26,7	27,5	29,1
Эффективное давление, МПа	35,6	37,4	40,7
Общая минерализация пластовой воды, г/л	12	12	12
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,54	0,49	0,44
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,389	0,364	0,314

Таблица 3.5 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Заполярного месторождения

Показатели	Пласты		
	БТ ₆₋₈	БТ ₁₀	БТ ₁₁
Средняя глубина залегания, м	2800	2970	3050
Пластовая температура, °С	70	77	78
Горное давление, МПа	62,6	67,4	69,5
Пластовое давление, МПа	28,0	30,0	30,5
Эффективное давление, МПа	34,6	37,4	39,0
Общая минерализация пластовой воды, г/л	4	4	4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	0,86	0,91

В процессе моделирования пластовых условий стремились воспроизвести термические параметры таким образом, чтобы они полностью отражали реальные условия, характерные для изучаемого объекта. Барические характеристики, в свою очередь, были представлены через эффективное давление. Это подразумевало, что поровое и горное давления в лабораторной модели имели отличия от тех, что наблюдаются в реальном пласте. Однако, эффективное давление оставалось идентичным фактическому показателю пластовых условий. Для обеспечения надежности и безаварийной работы фильтрационной лабораторной установки на протяжении длительного времени, поровое давление образца устанавливалось на

уровне 10 МПа. Таким образом, горное давление в модели рассчитывалось как сумма эффективного и порового давлений, обеспечивая тем самым оптимальные условия.

Согласно запланированной программе исследований, была проведена серия экспериментов для оценки эффективности вытеснения нефти с использованием различных агентов: азота, газа сепарации, углекислого газа, а также раствора полиакриламида (ПАА). Кроме того, изучались процессы последовательной закачки газа и воды (технология ВГВ). При вытеснении нефти с помощью отдельного флюида, будь то газ или ПАА, дополнительно измерялись относительные фазовые проницаемости в системах «нефть – газ» и «нефть – ПАА» в диапазоне двухфазной фильтрации. При исследовании водогазового воздействия внимание уделялось исключительно определению коэффициента вытеснения $k_{\text{выт}}$. Сводная Таблица 3.6 отражает общее количество проведенных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами.

Таблица 3.6 – Количество выполненных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами

Месторождение	№ скв	Пласт	Количество экспериментов	Агент
Уренгойское	50980	БУ ₈ , БУ ₁₀ , БУ ₁₄	7	азот
	50980	БУ ₈ , БУ ₁₀ , БУ ₁₄	5	газ сепарации
	50980	БУ ₁₀	1	углекислота
	50980	БУ ₁₀ , БУ ₁₄	4	ВГВ
Заполярье	12201	БТ ₁₁	3	газ сепарации
	12201	БТ ₁₁	1	углекислота
	12201	БТ ₁₁	3	ВГВ
	102, 106, 109, 115	БТ ₆₋₈ , БТ ₁₀ , БТ ₁₁	5	азот

Проведение экспериментальных работ. Определение ОФП в системе нефть – газ (азот, углекислый газ, газ сепарации)

Планировалось проведение экспериментальных исследований для определения относительной фазовой проницаемости в системе «нефть – газ» (включая азот, углекислый газ и газ сепарации) на керновых образцах, полученных из скважин Уренгойского и Заполярного месторождений.

При подготовке образцов перед экспериментами по фильтрации системы «нефть – газ», они проходили процесс насыщения модельной пластовой водой. Затем создавалось в керне формировалась остаточная водонасыщенность, после чего образцы насыщались керосином. Полученные образцы помещались в кернадержатель экспериментальной установки, где им создавались необходимые параметры для проведения исследования, а именно: температура, а также горное и пластовое давления. Вся система подвергалась термостабилизации в течение 15 часов. Эксперимент начинался с вытеснения керосина модельной нефтью в объеме, составляющем 5 поровых объемов образца ($V_{пор}$). На этом этапе определялась базовая скорость процесса для нефти и фазовая проницаемость при условии остаточной водонасыщенности. После вытеснения и выдержки при заданных термобарических условиях составной образец оставляли на сутки для восстановления его первоначальной смачиваемости.

Дальнейшие этапы проведения эксперимента:

– в процессе совместной фильтрации флюидов с содержанием газа в потоке на уровне 5 % до момента прорыва вытесняющего агента определялась критическая насыщенность газом;

– продолжающаяся до достижения стабилизации перепада давления фильтрации нефти. На этом этапе осуществляется оценка проницаемости нефтяной фазы при критической газовой насыщенности;

– установление пяти экспериментальных режимов фильтрации нефти и газа с постоянной общей скоростью потока, но варьирующимися долями компонентов (10 %, 30 %, 70 %, 95 % и 99 % газовой фазы в потоке). В каждом последующем режиме увеличивалась доля газа и уменьшалась доля нефти. Фильтрация смеси на каждом этапе продолжалась до достижения стабильности перепада давления и уровня насыщенности, при этом общий объем прокачки составлял не менее 5 поровых объемов образца. В ходе реализации каждого режима устанавливались фазовые проницаемости для нефти и газа, а также фиксировались значения насыщенности компонентами;

– следующим этапом был процесс вытеснения нефти, используя газ в объеме, который составляет не менее десятикратного внутрипорового объема образца. Вытеснение продолжалось до тех пор, пока не останавливалась добыча нефти и не происходила стабилизация разницы давлений. На данном этапе важно было определить фазовую проницаемость по газу, а также зафиксировать остаточную нефтенасыщенность керна нефтью;

3.2 Определение коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии

В рамках исследований по повышению эффективности вытеснения нефти водогазовым воздействием, проводились эксперименты с использованием керна из скважин Уренгойского и Заполярного месторождений [75].

В процессе подготовки образцов, их изначально насыщали моделью пластовой воды, после чего добивались остаточной водонасыщенности, а затем производилось насыщение керосином для дальнейших испытаний. Фильтрационный эксперимент по последовательной закачке газа и воды проводился после установки насыщенных образцов в кернадержатель.

Эксперимент включал в себя следующие этапы:

– параметры эксперимента, а именно температура, горное и пластовое давления, задаются сразу после установки насыщенного керна образца керна с остаточной водонасыщенностью в кернадержатель экспериментальной установки. После этого система проходит термостабилизацию в течение 15 часов;

– в ходе следующего этапа модельная нефть в объеме, равном пяти поровым объемам образца, замещает керосин. В процессе фильтрации фиксируется базовая скорость и фазовая проницаемость нефти при $K_{ов}$. Далее образец выдерживается в течение суток при установленных давлении и температуре для восстановления начального значения смачиваемости керна;

– следующим этапом эксперимента является вытеснение нефти водой (не менее 10 поровых объемов образца). Этот процесс проводится до момента

прекращения извлечения нефти из образца и стабилизации перепада давления. В ходе этого этапа определяется коэффициент вытеснения нефти водой, остаточная нефтенасыщенность и проницаемость образца по воде при остаточной нефтенасыщенности;

– ключевым этапом исследования является оценка последовательная закачка газа и воды. В первую очередь закачивается 2 поровых объема газа. При этом фиксируется объем извлеченной из керна нефти. Далее начинается закачка воды (1 поровый объем образца). На этом шаге также замеряется объем извлечения нефти из керна. В результате этапа водогазового воздействия устанавливаются коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения.

В процессе подготовки образцов, их изначально насыщали моделью пластовой воды, после чего добивались остаточной водонасыщенности, а затем производилось насыщение керосином для дальнейших испытаний. Фильтрационный эксперимент по последовательной закачке газа и воды проводился после установки насыщенных образцов в кернадержатель.

Эксперименты по исследованию водогазового воздействия проводили в следующем порядке:

– установка насыщенных керосином образцов керна с остаточной водой в кернадержатель лабораторной установки. Термостабилизация системы в течение 15 часов после установления заданных значений пластового и горного давлений и температуры;

– модель пластовой нефти в 5-кратном поровом объеме подается в образец, замещая керосин. При этом фиксируются базовая скорость и фазовая проницаемость нефти при $K_{во}$. Далее исследуемый образец должен быть выдержан в течение суток при установленных давлениях и температуре с целью достижения начальной смачиваемости;

– следующим этапом является вытеснение нефти из образца водой (10 поровых объемов образца) до прекращения извлечения нефти и стабилизации перепада давления. Производится расчет коэффициентов остаточной нефтенасыщенности, вытеснения нефти водой и проницаемость по воде;

– заключительным этапом эксперимента является закачка в образец водогазовой смеси. При этом на керн в объеме, равном 10 поровым объемам образца, подается смесь воды и газа в соотношениях: 1 к 1; 2 к 1; 1 к 2. Процесс довытеснения реализуется до стабилизации нефтенасыщенности исследуемого образца. Затем определяется коэффициент остаточной нефтенасыщенности и коэффициент вытеснения нефти водогазовой смесью.

3.3 Обработка экспериментальных данных

3.3.1 Расчет ОФП при двухфазной фильтрации флюидов в системе нефть-газ (азот, углекислый газ, газ сепарации)

Фазовые проницаемости нефти и газа рассчитывались по формуле Дарси:

$$k_{o,g} = \frac{Q_{o,g} \cdot \mu_{o,g} \cdot L}{F \cdot (P_1 - P_2)}, \quad (3.1)$$

где k_g, k_o – фазовые проницаемости по нефти и газу соответственно, мкм²;

Q_g, Q_o – объемные расходы нефти и газа соответственно, см³/с;

μ_g, μ_o – динамические вязкости нефти и газа соответственно, мПа·с;

L – длина колонки керна, 10⁻² м;

F – площадь поперечного сечения колонки керна, 10⁻⁴ м²;

P_1, P_2 – давления на измерительном участке колонки керна, 10⁻¹ МПа.

Для расчета относительных фазовых проницаемостей по нефти и газу в системе нефть – газ использовались следующие формулы

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{owi}}, \quad (3.2)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_{owi}}, \quad (3.3)$$

где k_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти, д. ед.;

k_{rg} – относительная фазовая проницаемость по газу, д. ед.;

k_{owi} – фазовая проницаемость по нефти при остаточной воде, 10⁻³ мкм².

3.3.2 Расчет насыщенностей при двухфазной фильтрации систем нефть-вода и нефть-газ

Насыщенность керна определялась:

- 1) методами электрического сопротивления и материального баланса – при двухфазной фильтрации в системе «нефть – вода»;
- 2) методом материального баланса – в системе «нефть – газ».

Водонасыщенность по методу электрического сопротивления определялась с использованием эмпирической зависимости между УЭС и водонасыщенностью керна. Нефтенасыщенность рассчитывалась из выражения $S_w + S_o = 1$.

Схемой измерений электрического сопротивления (см. Рисунок 3.1) предусмотрено расположение двух подающих ток электродов на концах модели коллектора и двух измерительных электродов, размещенных в кернодержателе на среднем и концевых кернах составной модели. Последние измеряют падение электрического напряжения – сопротивление – при заданных термобарических условиях проведения эксперимента.

Достоверное определение эмпирической зависимости при установленных значениях водонасыщенности возможно при получении показателей электрического сопротивления R_s при измерении сопротивления на 100 % насыщенных водой образцах керна ($R_{s100\%}$) и образцах с остаточной водонасыщенностью (R_{swi}).

Значение параметра насыщения RI рассчитывалось по формуле (3.4) на основе замеренных $R_{s100\%}$ и R_{swi} . Далее по формуле (3.5) определялся показатель степени логарифмической зависимости – n .

Чтобы отслеживать и рассчитывать текущую водонасыщенность в процессе эксперимента проводились измерения R_{sw} , которые по формуле (3.6) позволяли определить текущий показатель насыщения RI' .

Так как в эксперименте использовались одни и те же образцы, насыщенные одной моделью пластовой воды, было допущено, что значение n будет оставаться

одинаковым для разных значений насыщенности. Опираясь на это допущение, значение текущей водонасыщенности рассчитывалось по формуле (3.7):

$$RI = \frac{R_{swi}}{R_{s100\%}}, \quad (3.4)$$

$$n = -\frac{\lg(RI)}{\lg(S_{wi})}, \quad (3.5)$$

$$RI' = \frac{R_{sw}}{R_{s100\%}}, \quad (3.6)$$

$$S_w = (RI')^{-\frac{1}{n}}, \quad (3.7)$$

где S_{wi} , S_w – остаточная и текущая водонасыщенности соответственно;
 $R_{s100\%}$, R_{swi} , R_{sw} – электрическое сопротивление образцов керна, имеющих 100 % - ную, остаточную и текущую водонасыщенность, Ом;
 RI , RI' – параметры насыщения при S_{wi} и S_w соответственно;
 n – показатель степени в логарифмической зависимости.

Использование метода материального баланса для расчета насыщенности в системе «нефть – газ» предполагает измерение объемов закачанных и извлеченных флюидов, приведенных к единым термобарическим условиям, а также учету так называемых «мертвых» объемов. Вычисление объемов флюидов, которые были закачана в исследуемый образец составного керна при установленных термобарических условиях, производилось за счет измерения объемов вытесненной из насосов $H1$ и $H2$ водоглицериновой смеси с учетом теплового расширения в процессе нагревания.

Как было указано в описании технического устройства экспериментальной установки, объем извлеченной из образца нефти оценивался акустическим сепаратором $СВД$, позволяющим проводить измерения с высокой точностью.

Для расчета нефте- и водонасыщенности использовалась формула:

$$S_{o,w} = \frac{V_{i(o,w)} - V_{p(o,w)} - V_d \cdot f_{o,w}}{V_p}, \quad (3.8)$$

где $V_{i(o,w)}$ – объем закачанной жидкости, см³;

$V_{p(o,w)}$ – объем добытой жидкости, см³;

V_d – объем гидравлических линий до измерительных устройств, см³;

$f_{o,w}$ – доля в потоке жидкости, д. ед.;

V_p – объем пор колонки керна, см³.

В ходе определения закачанных и извлеченных флюидов делалась поправка на входные линии подачи жидкостей перед кернадержателем и линии до сепаратора – так называемые «мертвые» объемы гидравлических линий установки (V_d). Этот «мертвый» объем определялся до проведения экспериментов при заполнении линий дистиллированной водой.

3.4 Расчет коэффициента вытеснения нефти

По результатам проведения экспериментов, направленных на установления $K_{\text{выт}}$ нефти водой и газом, коэффициент вытеснения (β) в системах «нефть – вода» и «нефть – газ» рассчитывался на основании начальной и остаточной нефтенасыщенности [76] по формуле (3.9):

$$\beta = \frac{(1 - S_{wi}) - S_{or}}{(1 - S_{wi})}, \quad (3.9)$$

где S_{wi} – остаточная водонасыщенность, д. ед.;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность, д. ед.

Построение результирующих зависимостей

В ходе обобщения и анализа результатов экспериментов, связанных с двухфазной фильтрацией для определения относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ», была использована методика двойной нормировки. Подход предусматривал нормировку как по проницаемости, так и по насыщенности. Эта техника позволила более точно оценить взаимодействие фаз внутри пористой среды, обеспечивая высокую степень точности и надежности полученных данных.

В процессе нормировки по проницаемости проводилось приведение фазовых проницаемостей для двух фаз, нормируя их к максимальным значениям ФП по этим фазам в пределах: от критической газонасыщенности до остаточной нефтенасыщенности. Этот диапазон охватывает интервал от критической насыщенности газом до остаточной насыщенности нефтью. Например, когда рассматривается система «нефть – газ», текущая фазовая проницаемость по нефти соотносится с ее значением при критической газонасыщенности, тогда как текущая фазовая проницаемость по газу нормируется относительно показателей при остаточной нефтенасыщенности.

Нормировка по насыщенности — это процесс, при котором текущая насыщенность флюидом приводится в соответствие с динамическим поровым пространством, то есть объемом пор, не занятым остаточными флюидами. Этот подход позволяет масштабировать значения насыщенности от 0 до 1. Например, при работе с насыщенностями, полученными по данным ОФП в системе «нефть – газ», текущая газонасыщенность корректируется относительно объема пор, свободного от остаточной воды, нефти и критического газа ($1-S_{wi}-S_{or}-S_{crg}$).

В результате приведения всех данных по определению ОФП к единой числовой шкале, как в аспекте насыщенности, так и проницаемости, появляется возможность для тщательного анализа и обобщения информации о керне, обладающем различными фильтрационными и емкостными характеристиками.

Чтобы обобщить результаты экспериментов, направленных на определение относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть – газ», данные подвергаются нормированию следующим образом:

$$k'_{ro} = \frac{k_o}{k_{owi}}, \quad (3.10)$$

$$k'_{rg} = \frac{k_g}{k_{gor}}, \quad (3.11)$$

$$S'_g = \frac{S_g - S_{crg}}{1 - S_{wi} - S_{or} - S_{crg}}, \quad (3.12)$$

где k'_{ro} ; k'_{rg} – нормированные ОФП по нефти и газу;

k_o ; k_g – текущие ФП по нефти и газу;

k_{owi} – ФП по нефти при остаточной водонасыщенности;

k_{gor} – ФП по газу при остаточной нефтенасыщенности;

S'_g – нормированная газонасыщенность;

S_g – текущая газонасыщенность;

S_{crg} – критическая газонасыщенность;

S_{wi} – остаточная водонасыщенность;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

3.5 Обобщения результатов экспериментальных исследований

Результаты экспериментов по определению коэффициентов вытеснения нефти водой и водогазовым воздействием Таблица 3.7, Таблица 3.8.

Таблица 3.7 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии на керне пластов БУ Уренгойского месторождения

№ скв	Пласт	Лаб. № обр	Интервал отбора, м		Глубина отбора по ГИС, м	Эффективное давление, МПа	Поровое давление, МПа	Температура, °С	Минерализация воды, г/л	Вязкость воды, мПа·с	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с	Открытая пористость по воде $K_{по(в)}$, д. ед.	Абсолютная проницаемость $K_{прг(a)}$, 10^{-3} мкм ²	Остаточная водонасыщенность S_{wi} , д. ед.	Начальная нефтенасыщенность S_{oi} , д. ед.	Водонасыщенность после вытеснения нефти водой S_{wor} , д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти водой S_{or1} , д. ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой β_{ow} , д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти газом S_{or2} , д. ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой и газом β_{owg} , д. ед.
			кровля	подошва																	
50980	БУ ₁₀	162	2835,0	2850,0	2838,24	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,151	6,30	0,345	0,666	0,716	0,284	0,574	0,162	0,757
50980	БУ ₁₀	150	2835,0	2850,0	2837,66	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,150	6,25	0,330						
50980	БУ ₁₀	148	2835,0	2850,0	2837,58	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,151	6,17	0,327						
50980	БУ ₁₀	194	2835,0	2850,0	2846,44	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,171	91,48	0,280	0,731	0,708	0,292	0,601	0,209	0,714
50980	БУ ₁₀	195	2835,0	2850,0	2846,51	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,165	89,02	0,266						
50980	БУ ₁₀	106	2835,0	2850,0	2835,27	37,4	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,168	88,12	0,261						
50980	БУ ₁₄	435	3065,0	3080,0	3070,51	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,158	10,77	0,308	0,697	0,702	0,298	0,573	0,180	0,742
50980	БУ ₁₄	386	3065,0	3080,0	3067,54	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,169	10,68	0,308						
50980	БУ ₁₄	277	3040,0	3065,0	3053,45	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,143	10,57	0,291						
50980	БУ ₁₄	290	3040,0	3065,0	3054,54	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,160	27,84	0,252	0,730	0,731	0,269	0,631	0,196	0,732
50980	БУ ₁₄	407	3065,0	3080,0	3069,17	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,172	27,55	0,289						
50980	БУ ₁₄	340	3040,0	3065,0	3057,90	40,7	10,0	79	12	0,44	0,49	0,015	0,165	26,35	0,269						

Таблица 3.8 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии на керне пласта БТ₁₁ Заполярного месторождения

№ скв	Пласт	Лаб. № обр	Интервал отбора, м		Глубина отбора по ГИС, м	Эффективное давление, МПа	Поровое давление, МПа	Температура, °С	Минерализация воды, г/л	Вязкость воды, мПа·с	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с	Открытая пористость по воде Кпо(в), д. ед.	Абсолютная проницаемость Кпрг(а), 10 ⁻³ мкм ²	Остаточная водонасыщенность S _{wi} , д. ед.	Начальная нефтенасыщенность S _{oi} , д. ед.	Водонасыщенность после вытеснения нефти водой S _{wor} , д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность после вытеснения	Коэффициент вытеснения нефти водой β _{ow} , д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти газом S _{or2} , д. ед.	Коэффициент вытеснения нефти водой и газом β _{owg} , д. ед.
			кровля	подошва																	
12201	БТ ₁₁	62,1	3066,6	3091,9	3075,05	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,216	33,49	0,323	0,684	0,683	0,317	0,538	0,211	0,692
12201	БТ ₁₁	62,0	3066,6	3091,9	3075,05	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,215	31,60	0,333						
12201	БТ ₁₁	63,0	3066,6	3091,9	3075,23	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,197	33,33	0,291						
12201	БТ ₁₁	80,0	3066,6	3091,9	3078,68	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,212	9,58	0,350	0,634	0,712	0,288	0,546	0,188	0,703
12201	БТ ₁₁	7,0	3039,5	3066,6	3042,72	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,143	8,97	0,363						
12201	БТ ₁₁	64,0	3066,6	3091,9	3075,45	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,207	7,82	0,386						
12201	БТ ₁₁	84,0	3066,6	3091,9	3080,17	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,188	0,91	0,446	0,545	0,706	0,294	0,461	0,177	0,676
12201	БТ ₁₁	84,1	3066,6	3091,9	3080,17	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,189	0,90	0,434						
12201	БТ ₁₁	49,0	3066,6	3091,9	3069,71	39,5	10	78	4	0,45	0,49	0,015	0,156	0,72	0,485						

Результаты обобщения данных ОФП нефть-газ в нормированных координатах для всех газовых агентов (азота, углекислого газа, газа сепарации), полученных на керне Уренгойского, Заполярного месторождений представлены на Рисунках 3.2, 3.3, 3.4.

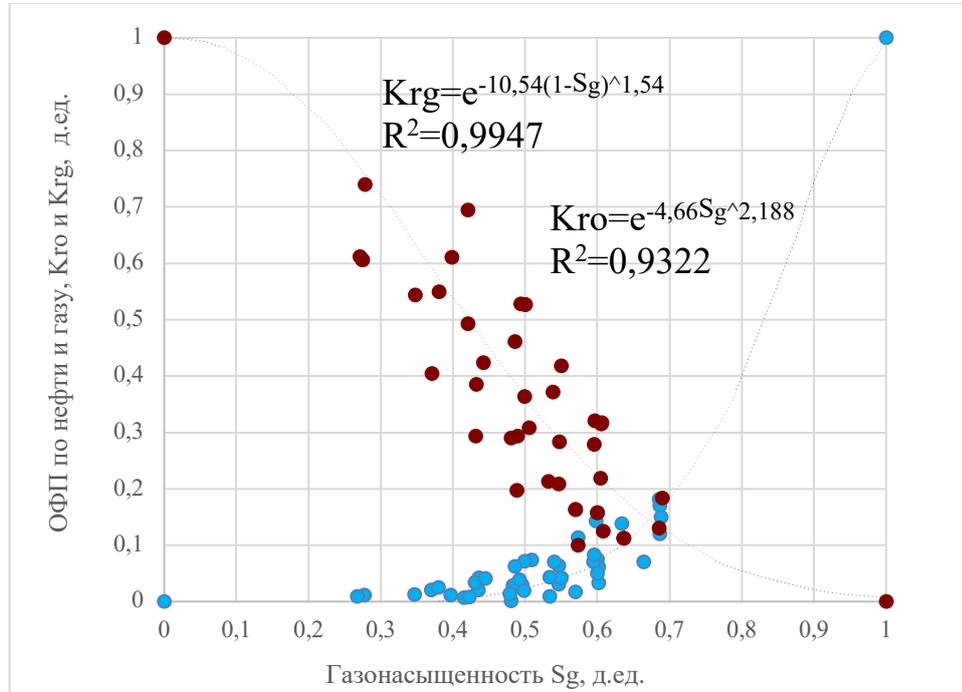


Рисунок 3.2 – Обобщение ОФП в системе нефть – азот для пластов БУ₈, БУ₁₀ и БУ₁₄ Уренгойского месторождения

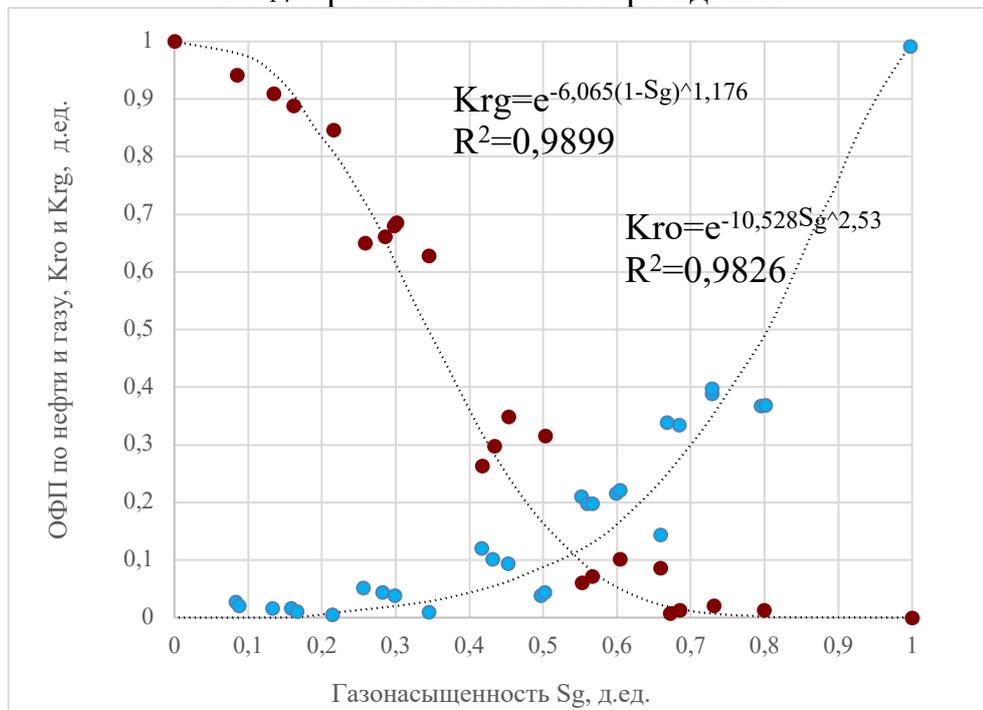


Рисунок 3.3 – Обобщение ОФП в системе нефть – газ сепарации для пластов БУ₈, БУ₁₀ и БУ₁₄ Уренгойского месторождения

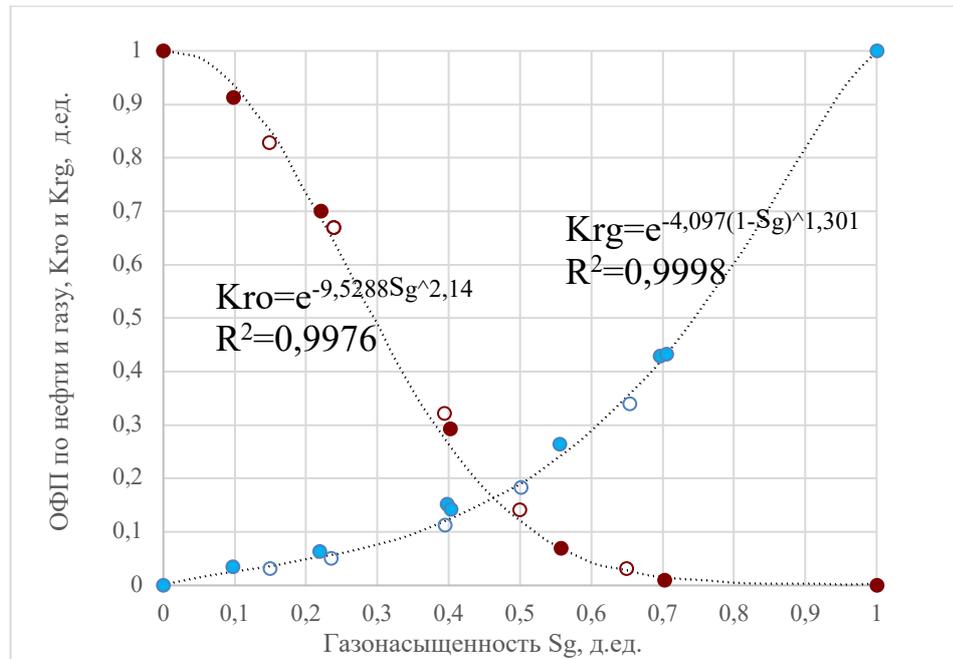


Рисунок 3.4 – Обобщение ОФП в системе нефть – углекислый газ для пластов БУ₁₀ Уренгойского и БТ₁₁ Заполярного месторождений

На Рисунке 3.2 представлено обобщение семи экспериментов по определению ОФП нефть-азот в нормированных координатах для керна пластов БУ₈, БУ₁₀, БУ₁₄ Уренгойского месторождения. На этом графике наблюдается некоторое расхождение кривых ОФП в большей степени по нефти, в меньшей степени по газу. Расхождение кривых для составных образцов, отобранных из разных пластов, объясняется различием фильтрационно-емкостных свойств керна, а значит и различием в структуре порового пространства. Коллекция керна Уренгойского месторождения для экспериментов в системе нефть-азот характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $2 \cdot 10^{-3}$ - $66 \cdot 10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,14-0,17 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,22-0,44 д. ед.

На Рисунке 3.3 представлено обобщение пяти экспериментов по определению ОФП нефть – газ сепарации в нормированных координатах для керна пластов БУ₈, БУ₁₀, БУ₁₄ Уренгойского месторождения. На этом графике наблюдается некоторое расхождение кривых ОФП в равной степени, как по нефти, так и по газу. Расхождение кривых для составных образцов, отобранных из разных пластов, объясняется различием фильтрационно-емкостных свойств керна, а значит и различием в структуре порового пространства. Коллекция керна

Уренгойского месторождения для экспериментов в системе нефть-газ сепарации характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $5 \cdot 10^{-3}$ - $51 \cdot 10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,14-0,17 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,26-0,34 д. ед.

На Рисунке 3.4 представлено обобщение двух экспериментов по определению ОФП нефть-углекислый газ в нормированных координатах для ядра пласта БУ₁₀ Уренгойского и БТ₁₁ Заполярного месторождений. На этом графике наблюдается практически полное совпадение кривых ОФП как по нефти, так и по газу. Совпадение кривых для составных образцов, отобранных из разных пластов, объясняется близкими значениями фильтрационно-емкостных свойств ядра и одинаковыми вязкостями флюидов в ТБУ. Коллекция ядра для экспериментов нефть-углекислый газ характеризуется абсолютной проницаемостью в диапазоне $12 \cdot 10^{-3}$ - $19 \cdot 10^{-3}$ мкм², по открытой пористости 0,15-0,20 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,31-0,37 д. ед.

Применение данных эмпирических моделей ОФП в нормированных координатах для расчетов гидродинамического моделирования разработки нефтегазовых залежей возможно при выполнении следующих условий:

- 1) обратный пересчет данных ОФП из нормированных координат в физические координаты;
- 2) расчет значений ОФП в концевых точках через петрофизические параметры (S_{wi} , $K_{прг(a)}$).

Первое условие выполняется в обратном порядке согласно формулам (3.4), (3.5) и (3.6). Для выполнения второго условия требуются эмпирические корреляции значений ОФП в концевых точках с петрофизическими параметрами. Для каждой системы флюидов эмпирические корреляции будут разными. Для ядра исследуемых пластов Уренгойского, Заполярного месторождений данные эмпирические корреляции представлены в Таблица 3.9.

Таблица 3.9 – Вспомогательные эмпирические корреляции между значениями ОФП в крайних точках и петрофизическими параметрами керн пластов Уренгойского и Заполярного месторождений

Параметры для корреляции	Вид ОФП	Эмпирическая корреляция	Коэфф-т корреляции	№ рисунка
$S_{wi} - K_{пр(a)}$	Все ОФП	$S_{wi} = 0,00797 \cdot Ka^{-6,308}$	0,9098	-
$S_{gcr} - S_{wi}$	Все ОФП	$S_{gcr} = 0,04825 \cdot S_{wi}^{-0,332}$	0,1237	-
$k_{owi} - K_{пр(a)}$	Все ОФП	$k_{owi} = 0,3107 \cdot Ka^{1,39}$	0,9629	-
$k_{огcr} - k_{owi}$	Все ОФП	$k_{огcr} = 0,919 \cdot k_{owi}^{1,0103}$	0,9982	-
$k_{гор} - k_{owi}$	Все ОФП	$k_{гор} = 0,2729 \cdot k_{owi}^{0,918}$	0,9622	-
$K_{выт} - S_{wi}$	ОФП н – CO ₂	$K_{выт} = 0,619$	-	6.5
$K_{выт} - S_{wi}$	ОФП н – N ₂	$K_{выт} = 0,115 \cdot \ln(S_{wi}) + 0,6623$	0,3199	6.3, 6.6, 6.9
	ОФП н – ГС	$K_{выт} = 0,0287 \cdot \ln(S_{wi}) + 0,5337$	0,0325	6.4, 6.8
$S_{ог} - S_{wi}$	ОФП н – CO ₂	$S_{ог} = 0,264$	-	6.5
	ОФП н – N ₂	$S_{ог} = 0,101 \cdot S_{wi}^{-0,999}$	0,8158	6.3, 6.6, 6.9
	ОФП н – ГС	$S_{ог} = 0,166 \cdot S_{wi}^{-0,621}$	0,7726	-

В процессе замещения нефти газом, таким как азот, газ сепарации и углекислый газ, проводилось определение относительных фазовых проницаемостей. В случаях, когда нефть вытеснялась путем водогазового воздействия, осуществлялась трехфазная фильтрация, в ходе которой устанавливались значения остаточной насыщенности и коэффициента вытеснения нефти. Вся совокупность лабораторных экспериментов на керне для всех исследуемых образцов детально представлена в Таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Общее количество выполненных лабораторных экспериментов по определению ОФП и коэффициентов вытеснения

Месторождение	№ скв	Пласт	Кол-во экспериментов	Вид опыта
Уренгойское	50980	БУ ₈ , БУ ₁₁ , БУ ₁₄	7	ОФП н – N ₂
	50980	БУ ₈ , БУ ₁₁ , БУ ₁₄	5	ОФП н – CH ₄
	50980	БУ ₁₁	1	ОФП н – CO ₂
	50980	БУ ₁₁ , БУ ₁₄	4	ВГВ
Заполярное	12201	БТ ₁₁	3	ОФП н – CH ₄
	12201	БТ ₁₁	1	ОФП н – CO ₂
	12201	БТ ₁₁	3	ВГВ
	102, 106,	БТ ₆₋₈ , БТ ₁₀ , БТ ₁₁	5	ОФП н – N ₂

В ходе экспериментов по вытеснению легкой нефти различными агентами на керне Уренгойского и Заполярного месторождений установлено, что наибольшую эффективность продемонстрировала технология последовательной закачки газа и

воды (ВГВ), а также метод вытеснения с использованием углекислого газа. В то время как технологии, основанные на применении азота и газом сепарации, показали меньшую результативность (см. Рисунок 3.5).

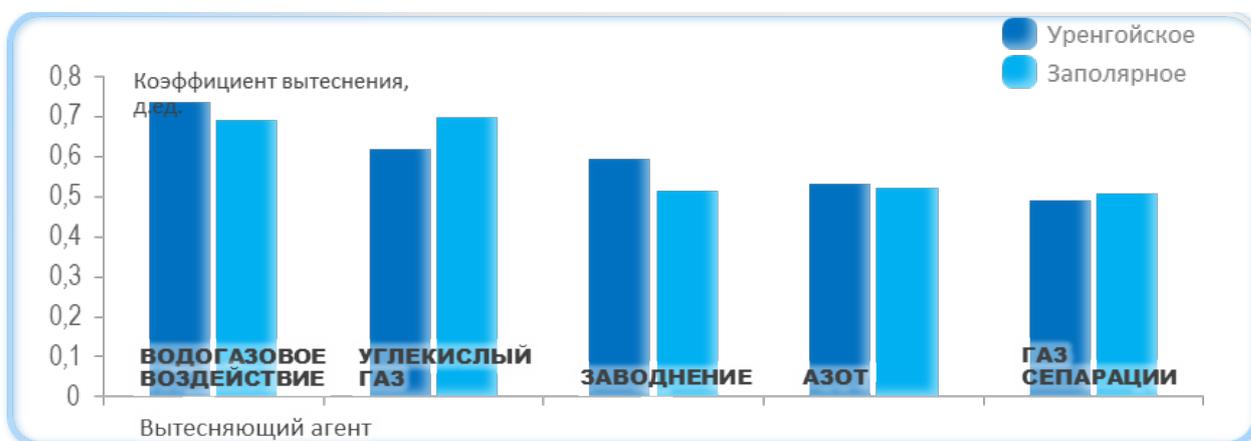


Рисунок 3.5 – Диаграмма эффективности вытеснения нефти различными агентами на керне Уренгойского, Заполярного месторождений

Высокая эффективность процесса последовательной закачки воды и газа обусловлена формированием водогазовой смеси, подвижность которой значительно ниже по сравнению с водой, что позволяет заметно уменьшить скорость фильтрации агента вытеснения, повышая градиент давления. В совокупности это приводит к росту показателя вытеснения нефти из поровой среды. Кроме того, на результативность ВГВ позитивно влияют определенные геолого-физические условия исследуемых объектов, к которым можно отнести: низкую вязкость нефти, высокую пластовую температуру и начальное давление пласта. Эти условия способствуют уменьшению подвижности газа, замедляя таким образом продвижение и прорыв фронта вытеснения водогазовой смесью. Совокупность этих факторов дает в результате более эффективное извлечение нефти.

Углекислый газ демонстрирует относительную эффективность в вытеснении нефти, превосходя как азот, так и газ сепарации (ГС), главным образом благодаря хорошей растворимости в нефти. Когда нефть достигает предельного насыщения углекислым газом, объем растворенного газа значительно превосходит объем метана, содержащегося в такой же нефти при тех же условиях температуры и давления.

Высокий газовый фактор углекислого газа способствует более значительному снижению вязкости нефти в сравнении с метаном или азотом. Также известно, что вязкость углекислого газа в пластовых условиях заметно выше, чем вязкость азота и метана. Эти аспекты в итоге приводят к более низкому соотношению вязкостей углекислого газа и нефти. В системе «азот – нефть» соотношение вязкостей составляло 30; «метан – нефть» – 34. В отличие от этих систем среднее соотношение между вязкостью углекислого газа и нефти составило 13. Такое низкое соотношение вязкостей способствует вытеснению нефти, которое максимально приближено к идеальному поршневому процессу, обеспечивая тем самым высокие показатели коэффициента вытеснения.

Стоит подчеркнуть, что, согласно литературным данным, содержащих результаты прочих исследований, использование углекислого газа в роли вытесняющего агента проявляет наибольшую эффективность на залежах с высоким пластовым давлением и низкой вязкостью нефти, что как раз отвечает характеристикам месторождений, с которых брался керн для исследований, описанных в данной работе.

Следует указать, что при растворении углекислого газа наблюдается сильное увеличение объема нефти. Это обуславливает наличие в остаточной после вытеснения нефти растворенного углекислого газа. При переходе к термобарическим условиям пласта от лабораторных, необходимо учитывать объемный коэффициент нефти, чтобы результаты расчета остаточной нефтенасыщенности были точными.

Вытеснение нефти метаном и азотом показывает меньшую эффективность, как уже упоминалось, из-за их низкой растворимости в нефти и высокого отношения вязкости нефти к вязкости газа (более 30). Результаты описанных в данной работе экспериментов по вытеснению нефти азотом и метаном оказались примерно одинаково эффективными, несмотря на то, что второй (метан) растворяется в нефти лучше.

Метан не растворяется в нефтях подгазовых зон из-за предельного насыщения такой нефти газовой фазой, а азот в принципе слаборастворим в жидких углеводородах. Нефть, насыщенная метаном имеет вязкость 0,49 мПа•с, а азотом – 0,63 мПа•с, при этом значения вязкостей самих этих газов отличаются в равной пропорции, что объясняет примерно идентичное соотношение вязкостей в системах «нефть – метан» и «нефть – азот» (30 и 34 соответственно).

Таким образом, в результате получены следующие выводы и рекомендации:

3. В результате проведенных опытов и лабораторных испытаний, была исследована эффективность различных технологий по разработке нефтяных оторочек. Для исследований процесса вытеснения применялись рабочие агенты: азот, углекислый газ, газ сепарации, а также методы циклического водогазового воздействия.

Экспериментальными исследованиями установлено, что при математическом моделировании системы нефть-азот следует принимать значения: абсолютной проницаемости в диапазоне $2 \cdot 10^{-3}$ – $66 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытой пористости 0,14–0,17 д. ед., по остаточной водонасыщенности 0,22–0,44 д. ед.; систем нефть – газ сепарации (ГС) величины абсолютной проницаемостью в диапазоне $5 \cdot 10^{-3}$ – $51 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытой пористости 0,14–0,17 д. ед., остаточной водонасыщенности 0,26 – 0,34 д.ед. соответственно для пласта БУ₁₀ Уренгойского и пласта БТ₁₁ Заполярного месторождений при моделировании системы нефть – углекислый газ (УГ) значения абсолютной проницаемости в диапазоне $12 \cdot 10^{-3}$ – $19 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытой пористости 0,15–0,20 д. ед., остаточной водонасыщенности 0,31–0,37 д. ед. Изучением керна пластов БТ₆₋₈ и БТ₁₀₋₁₁ Заполярного месторождения установлено следующее, что для математических экспериментов в системе нефть-азот использовать величины абсолютной проницаемостью в диапазоне $3 \cdot 10^{-3}$ – $128 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытой пористости 0,15–0,18 д. ед., остаточной водонасыщенности 0,23–0,39 д. ед. Исследованиями керна пласта БТ₁₁ Заполярного месторождения установлено, что при изучении математической модели системы принимать значения абсолютной проницаемости в диапазоне $1 \cdot 10^{-3}$ – $27 \cdot 10^{-3}$ мкм²,

открытой пористости 0,15–0,20 д. ед., остаточной водонасыщенности 0,33–0,49 д. ед.

4. В результате проведённых 54 лабораторных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами на керне Уренгойского и Заполярного месторождений, было выявлено, что последовательная закачка газа и воды (ВГВ) проявляет себя как высоко эффективная технология.

Исследованиям физических моделей газовых методов увеличения нефтеотдачи выявлено, что эффективность циклического водогазового воздействия на нефтяные оторочки Уренгойского и Заполярного месторождений выше, чем применение без воды азота, диоксида углерода и газа сепарации. Для геолого-физических условий эксплуатации пласта БУ₈, БУ₁₀, БУ₁₁ (Уренгойского месторождения) величины коэффициента вытеснения, соответственно: 0,736 (ВГВ); 0,532 (азот); 0,489 (газ сепарации); 0,620 (углекислый газ).

Для пластов БТ₆₋₈ и БТ₁₀₋₁₁ Заполярного месторождения, соответственно: 0,690 (ВГВ), 0,522 (азот); 0,480 (газ сепарации); 0,701 (углекислый газ).

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ АПРОБАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ВОДОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА НЕФТЯНЫЕ ОТОРОЧКИ УРЕНГОЙСКОГО И ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обоснование технологии воздействия на пласт велось с применением вычислительных экспериментов на выбранной цифровой модели [78,79].

В соответствии с Концепцией технического регулирования в ПАО «Газпром» [80] и Концепцией научно-технологического развития в области геологоразведочных работ ООО «Газпром недра» [81] формирование методологии научного обоснования, выбора и корректировки технологии разработки достигается за счет снижения рисков, ошибок. Длительность жизненного цикла месторождений и необратимость воздействия на геологическую среду результатов применения неверно выбранных технологий, определяет важность принятия правильных управленческих решений на как можно более раннем этапе разработки нефтяных оторочек. Следует, в соответствии с системным подходом, применять геолого-технологические исследования на полигонах, оперативно предоставляющие информацию о свойствах эксплуатационного объекта и состоянии технологических процессов добычи нефти и газа. Создание объективно-ориентированной базы знаний, позволит осмысленно использовать накопленную информацию с целью оперативной корректировки технологии водогазового воздействия на нефтяные оторочки.

4.1 Анализ результатов моделирования добычи нефти с применением водогазового воздействия

Таблица 4.1 отражает зависимость свойств газовых агентов вытеснения от давления пластов Уренгойского и Заполярного месторождений.

Таблица 4.1 – Изменение свойств закачиваемых агентов

Агенты закачки					
Свойства CO ₂			Свойства N ₂		
Рпл, МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с	Рпл, МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с
60	0,0020	0,0898	59,9	0,0031	0,0367
55	0,0021	0,0849	55,0	0,0033	0,0352
50	0,0022	0,0800	50,0	0,0035	0,0336
45	0,0023	0,0750	49,3	0,0035	0,0334
40	0,0024	0,0697	48,3	0,0036	0,0331
35	0,0026	0,0641	47,2	0,0036	0,0327
30	0,0029	0,0578	45,0	0,0037	0,0320
25	0,0033	0,0506	40,0	0,0041	0,0304
20	0,0041	0,0417	35,0	0,0045	0,0288
15	0,0057	0,0312	30,0	0,0051	0,0272
10	0,0095	0,0230	25,0	0,0059	0,0257
5	0,0219	0,0194	20,0	0,0072	0,0244
3	0,0384	0,0188	15,0	0,0093	0,0231
2	0,0591	0,0185	10,0	0,0137	0,0221
1	0,1212	0,0183	5,0	0,0269	0,0214
0,6	0,2041	0,0182	4,5	0,0298	0,0213
0,3	0,4112	0,0182	4,0	0,0335	0,0213
0,2	0,6184	0,0182	3,0	0,0445	0,0212
0,1	1,2398	0,0182	2,0	0,0666	0,0211
-	-	-	1,0	0,1330	0,0210
-	-	-	0,1	1,3274	0,0209

Трехмерная геологическая и преобразованная на ее основе фильтрационная модели Уренгойского месторождения детально охарактеризованы в Таблицах 4.2 и 4.3. В процессе моделирования применена расширенная модель «нелетучей» нефти, известная как «BLACK OIL» из пакета программного обеспечения «ECLIPSE 100» компании Schlumberger. Эта модель позволила более точно отразить гидродинамические процессы и структуру месторождения, что является критически важным для успешного анализа и планирования добычи.

При создании гидродинамической модели относительные фазовые проницаемости определялись посредством масштабирования. Базой для их построения стали экспериментальные данные, собранные в результате исследования 12 образцов керн, извлеченных из шести скважин.

Таблица 4.2 – Сравнительная характеристика трехмерных моделей пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения

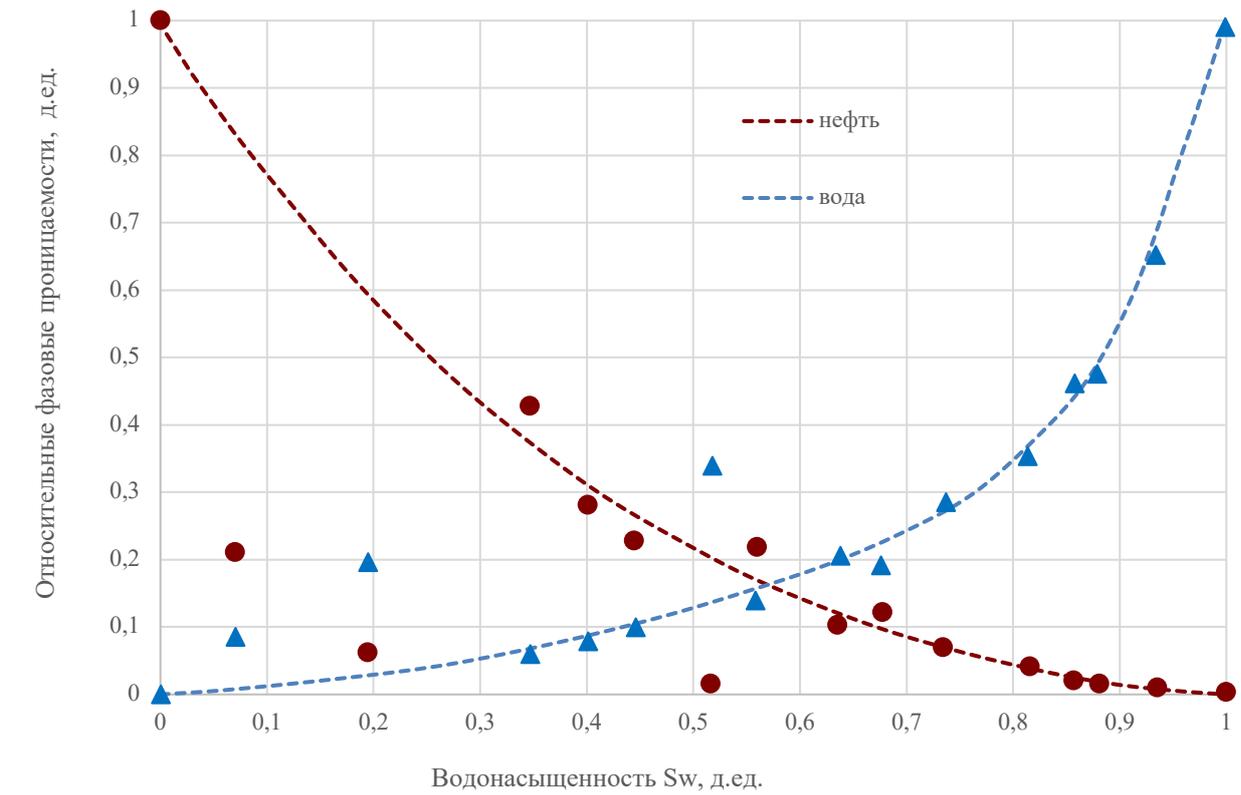
Пласт	Модель	Число блоков сетки, ед.			Размер ячеек X*Y, м	Средняя толщина слоя, м	Число ячеек в модели, млн. ед.
		NX	NY	NZ			
БУ ₁₁ ²	Геологическая	300	970	80	100*100	0.23	23.28
	Фильтрационная	150	485	16	200*200	1.13	1.16

Таблица 4.3 – Сопоставление запасов по 2D геологической и 3D фильтрационной моделям

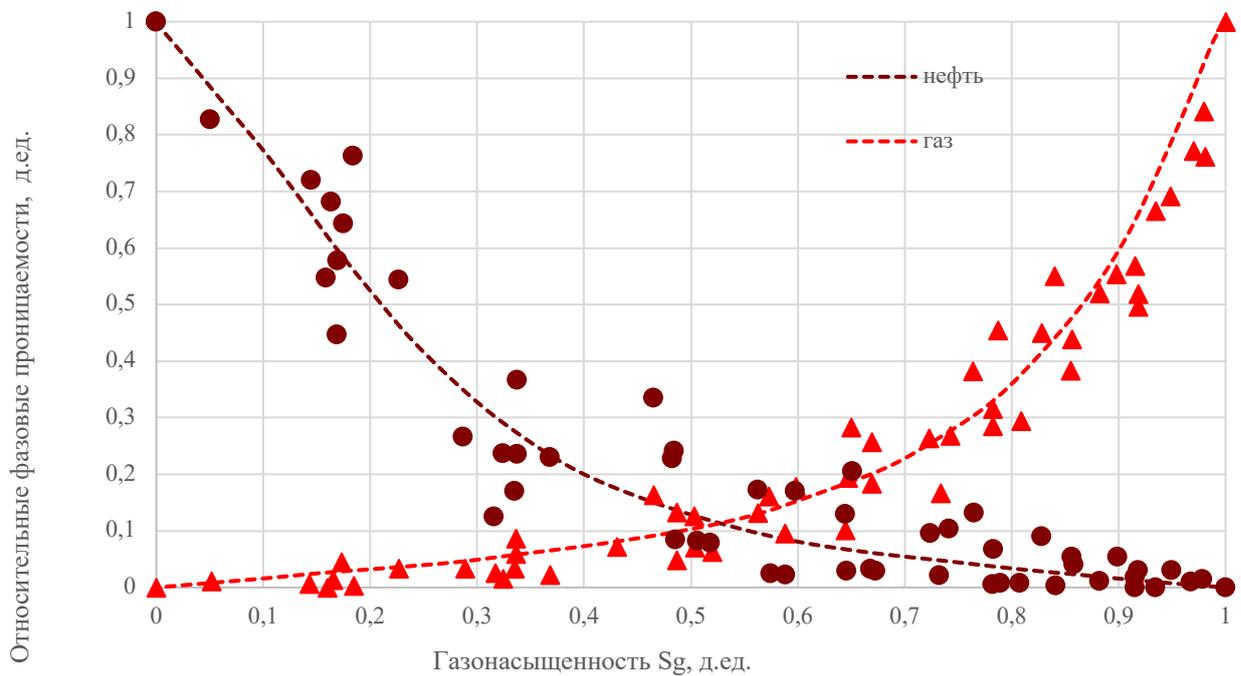
Пласт	Запасы свободного газа, млн. м ³			Запасы нефти, тыс. т			Поровый газонас. объем, млн. м ³			Поровый нефтенас. объем, млн. м ³		
	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %
БУ ₁₁ ²	31889	30324	-4,9	111595	114923	3,0	234	232	-0,6	327	340	4,0

Характеристики опытных образцов керна представлены в широком спектре заданных условий проведения эксперимента. Был использован метод двойной нормировки значений проницаемости и насыщенности. В основе подхода двойной нормировки лежит принцип нормировки проницаемости каждого флюида относительно его максимального значения при критическом или остаточном значении насыщенности после вытеснения. На Рисунке 4.1 приводятся результаты такой нормировки для систем «нефть – вода» и «нефть – газ».

Отмечается, что функциональная связь между критическими насыщенностями по нефти и воде (ОФП) с остаточной водонасыщенностью была установлена в результате обработки и интерпретации результатов лабораторных экспериментов (Рисунок 4.2).



а)



б)

Рисунок 4.1 – Результаты усреднения приведенной проницаемости:
а) система нефть-вода; б) система нефть-газ

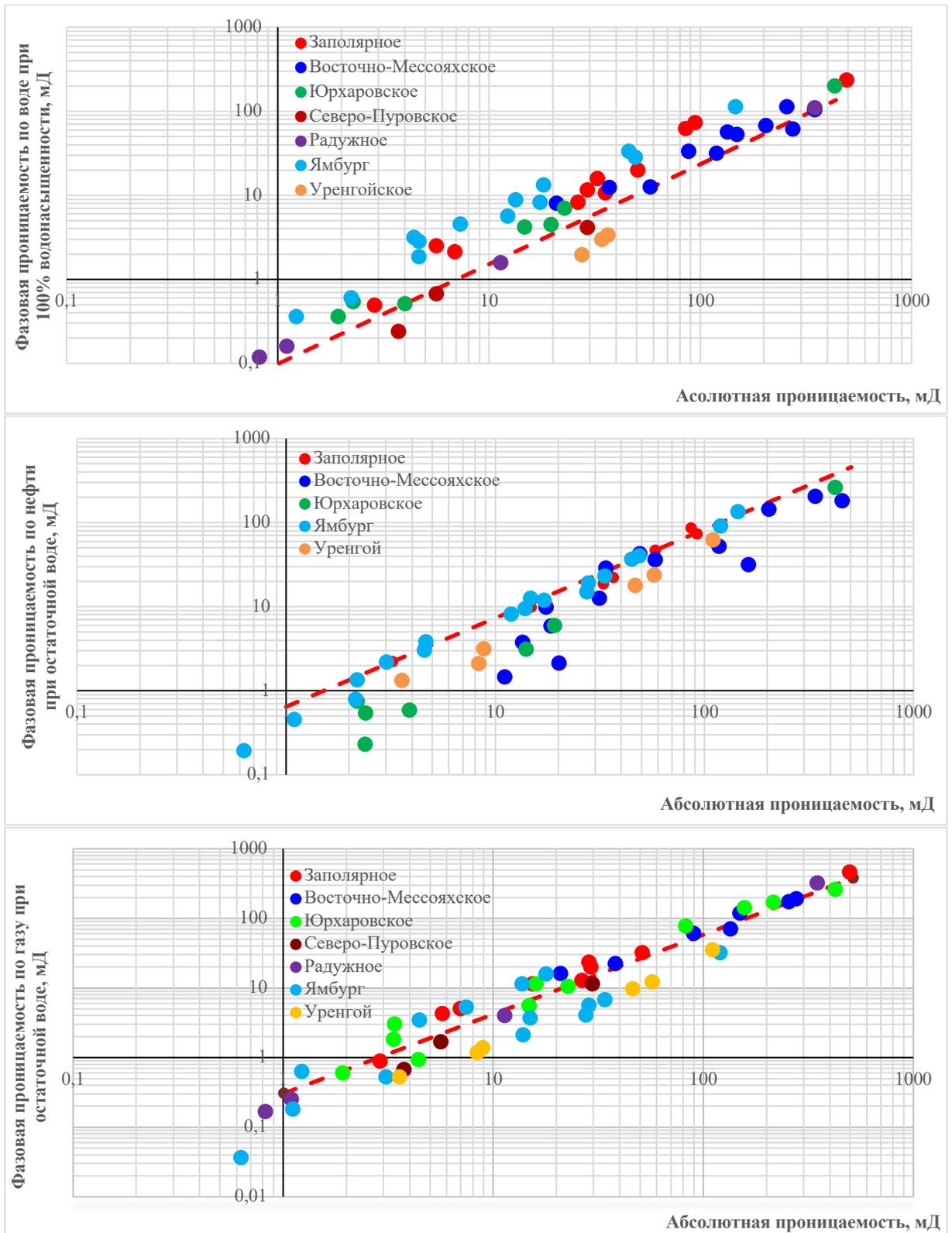


Рисунок 4.2 – Зависимости, принятые для масштабирования ОФП фазовым проницаемостям

Исследования показывают, что фильтрации газа в поровой среде представляет собой довольно сложный процесс. Особенность этого процесса

заключается в том, что при одинаковой остаточной водонасыщенности критическая газонасыщенность в системе «газ – вода» оказывается выше, чем в системе «газ – нефть». Такая разница объясняется сложностью взаимодействий в системе «газ – нефть», где участвует третья фаза – остаточная вода. Именно её присутствие снижает результирующее поверхностное натяжение, что приводит к более низким значениям критической газонасыщенности по сравнению с системой «газ – вода».

Чтобы построить модель использовались кривые ОФП, создание и масштабирование которых осуществлялось посредством установления зависимостей фазовых проницаемостей в краевых точках. Абсолютная проницаемость взаимосвязана с проницаемостями по воде, газу и нефти, что отражено на Рисунке 4.3. Указанная взаимосвязь наблюдается также и на других месторождениях.

После выявления всех промежуточных взаимосвязей был завершён процесс создания и настройки модельных кривых относительных фазовых проницаемостей посредством денормализации усреднённых кривых. Конечные результаты усреднённых ОФП для систем «нефть – газ» и «нефть – вода» можно увидеть в на Рисунке 4.4.

Для достижения усреднённых значений капиллярного давления применялся метод J-функции, который устанавливает связь между капиллярным давлением и характеристиками породы вместе с насыщающим её флюидом. Исследования, проведенные в 1988 году ВНИГИК, а также анализы керна из скважины 10300, выполненные в 2002 году, демонстрируют данные, укладываемые в единую корреляционную зависимость от уровня водонасыщенности (Рисунок 4.5).

Значение неснижаемой, остаточной водонасыщенности была установлена по результатам центрифугирования керновых образцов. Также в ходе этих экспериментов определены кривые капиллярного давления.

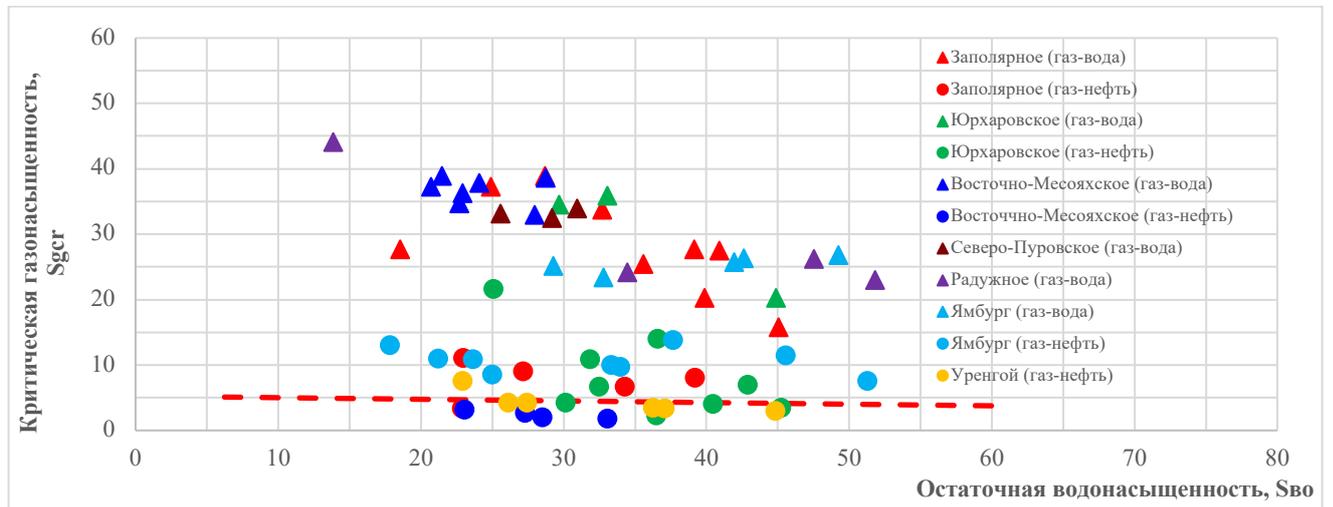
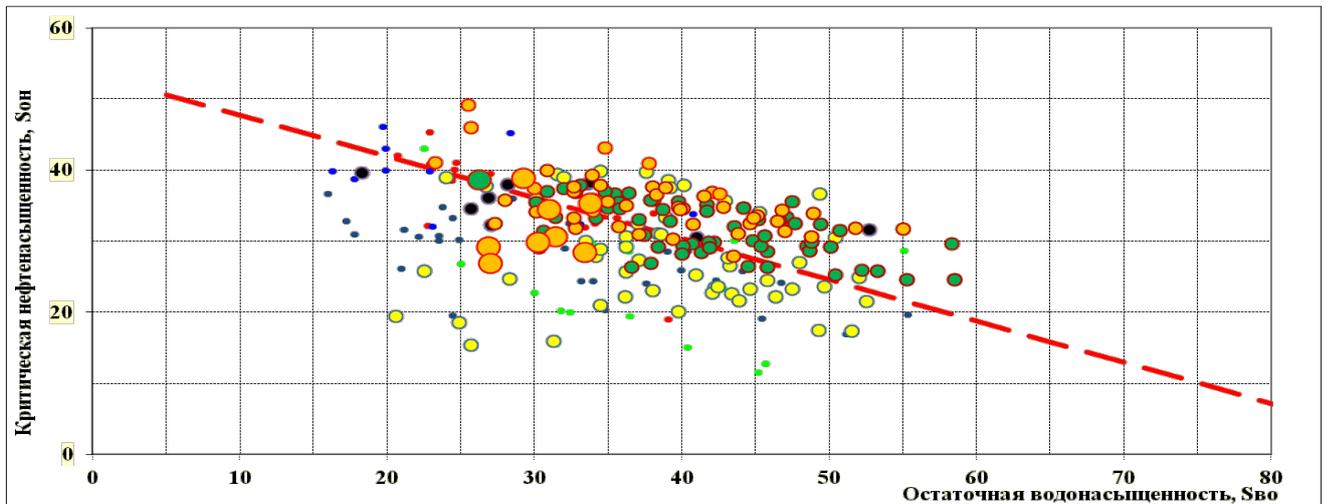
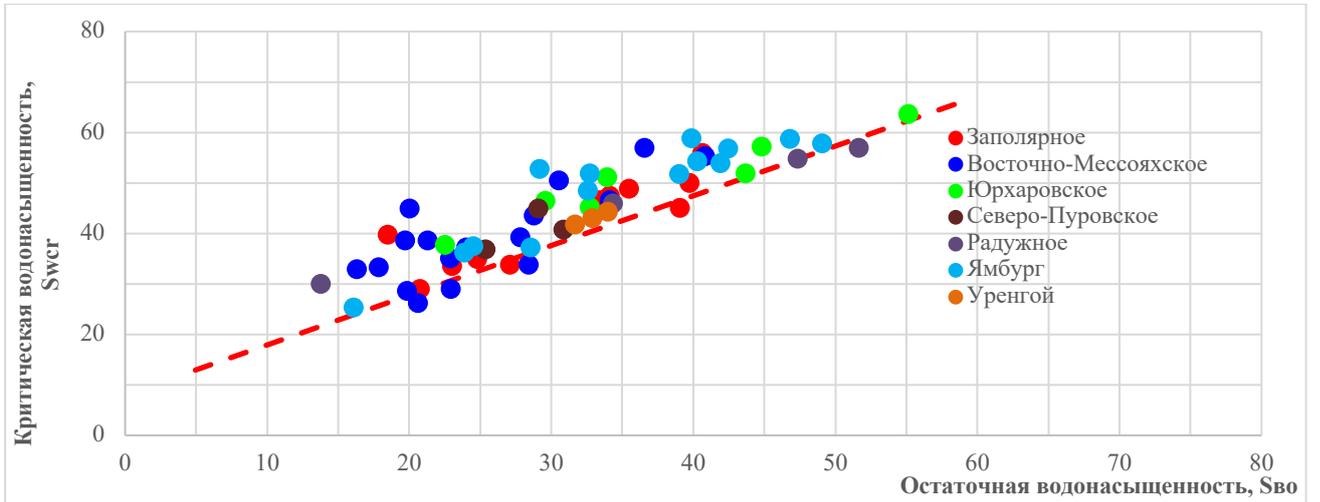


Рисунок 4.3 – Зависимости, принятые для масштабирования ОФП по критическим насыщенностям

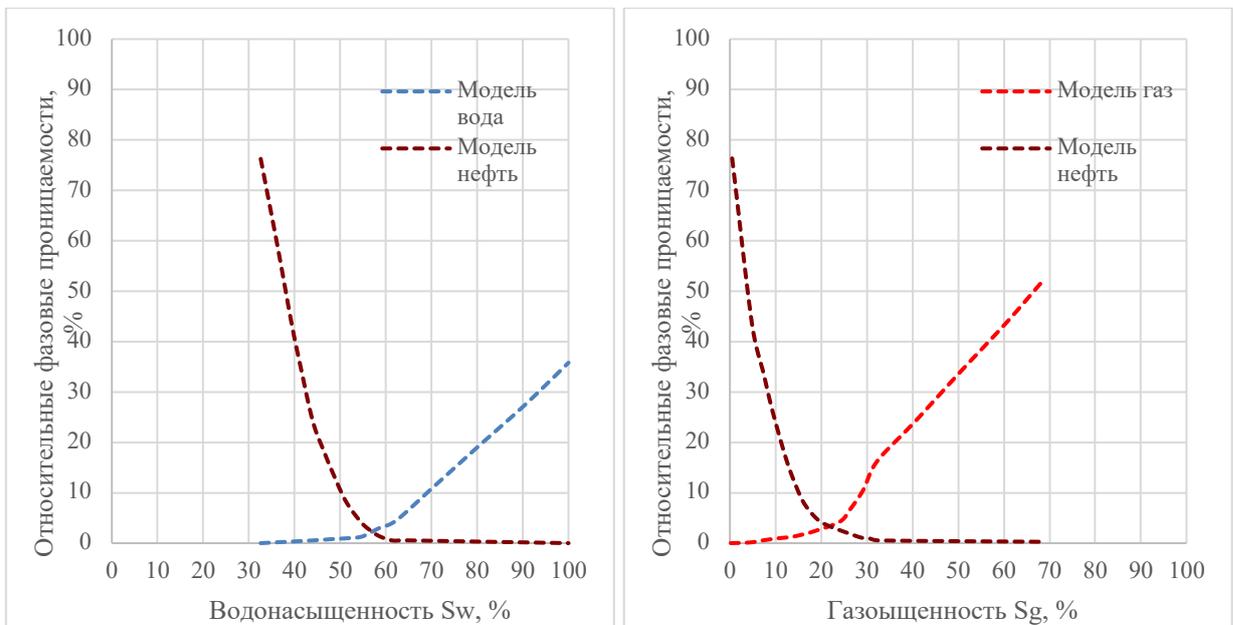


Рисунок 4.4 – Усредненные кривые относительных фазовых проницаемостей

На Рисунке 4.6 представлены данные, полученные в ходе экспериментов по определению остаточной водонасыщенности, вместе с принятыми зависимостями для трехмерной модели фильтрации. Этот же Рисунок 4.6 демонстрирует корреляционную связь между проницаемостью и открытой пористостью.

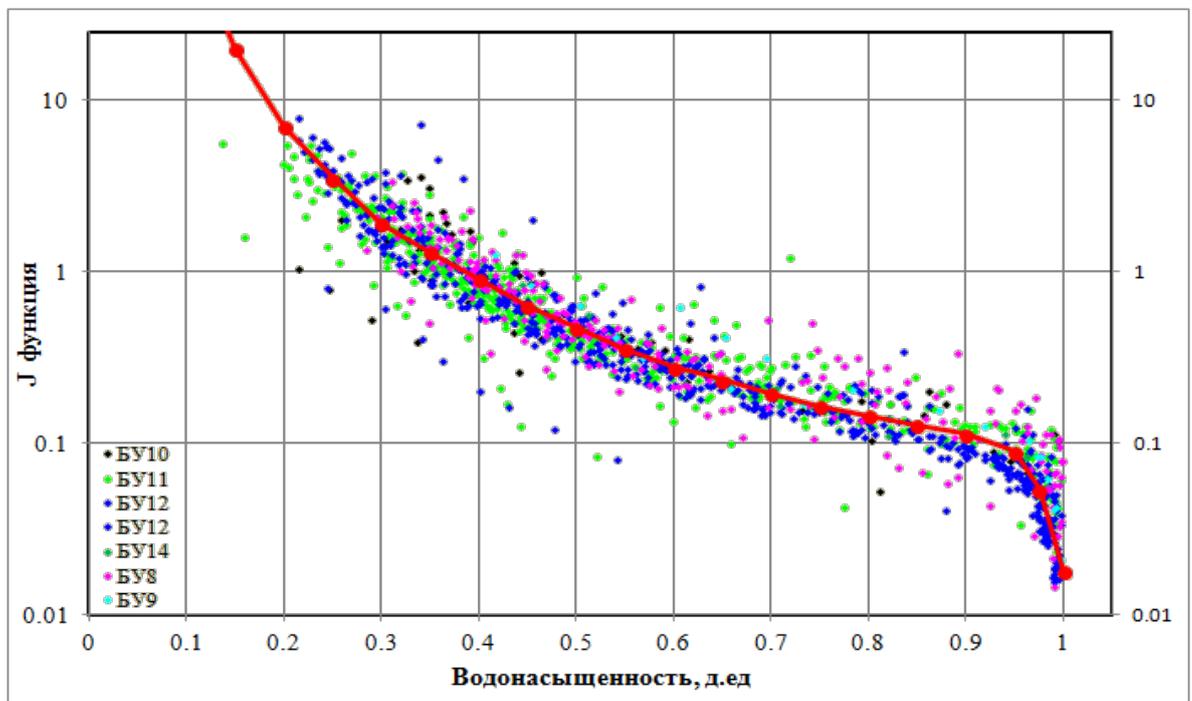


Рисунок 4.5 – Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (J-функция)

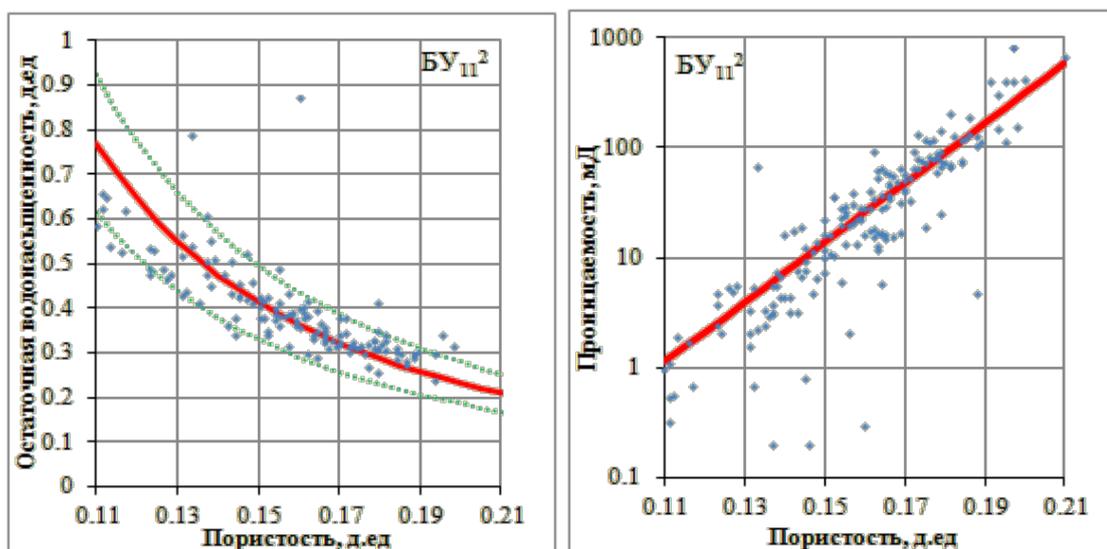


Рисунок 4.6 – Зависимость остаточной водонасыщенности и абсолютной проницаемости от открытой пористости для пласта БУ₁₁²

Исследования пластовых газоконденсатных систем неоднократно подвергались обобщению, претерпевая изменения при каждом новом подсчете запасов, проведенных в 1979, 1983, 1989 и 1995 годах. Разработка моделей газоконденсатных смесей производилась на базе сведений о термобарических параметрах пласта. Согласно указанным работам по пересчету запасов наблюдаются несущественные различия в составе пластовых газов, а также в потенциальном содержании C₅⁺.

В процессе моделирования удалось выявить расчетные зависимости, которые отражают, как изменяется потенциальное содержание конденсата, а также свойства газа и самого конденсата при понижении давления. На основе полученных результатов были сформированы PVT-таблицы, которые стали основой для подготовки данных выгрузки. Эти данные предназначены для дальнейшего использования в моделировании с помощью ПО «Eclipse 100».

Изменяющиеся свойства нефти в пластовых условиях моделировались с использованием программного модуля PVTi, входящего в программный комплекс «Eclipse». Важным условием было обеспечить совпадение вычисленного давления насыщения с фактическим. Согласно пересчету запасов от 2005 года, давление насыщения образцов пластовых нефтей, определенных как представительные и отобранных для анализа PVT, соответствует начальному пластовому давлению.

Поэтому в зонах, где есть газонефтяной контакт, давление насыщения реальной пластовой нефти приравнено начальному пластовому давлению.

Также было важно добиться соответствия между расчетными параметрами, такими как газовый фактор, объемный коэффициент при стандартной сепарации и плотность нефти в стандартных условиях, и заранее установленными параметрами.

Согласно последней проектной документации на Уренгойском месторождении в 2016 году в рамках формирования системы поддержания пластового давления планировалось перевести в нагнетание 20 скважин из имеющегося фонда. Эти скважины либо простаивали, либо работали с небольшими дебитами. Чтобы вывести скважины из бездействия с 2016 по 2018 годы была разработана программа геолого-технических мероприятий, включающая бурение бокового ствола. С 2019 года планировалось введение в эксплуатацию ранее неохваченных разработкой залежей, используя бурение новых скважин, которые бы располагались по равномерной сетке с расстоянием в 800 метров. Предполагалась трансформация проектной сетки в площадную обращенную 7-точечную систему разработки.

Ниже приведены варианты разработки, рассчитанные с одинаковым темпом бурения и ввода, а также ограничениями на работу скважин.

Для залежей 2 и 3 пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения рассмотрены следующие варианты разработки:

вариант 1 (*базовый*) – разработки нефтяных частей залежей с закачкой воды в систему поддержания пластового давления;

вариант 2 – разработки нефтяных частей залежей с закачкой азота в систему ППД;

вариант 3 – разработки нефтяных частей залежей с закачкой газа сепарации в ППД;

Варианты 4, 5, 6 – разработки нефтяных частей залежей с ППД путем организации ВГВ циклической закачкой газа и воды, соотношение объемов (приведенных к пластовым условиям) воды и газа сепарации 2:1, 1:1, 1:2, соответственно, по вариантам 4, 5, 6.

Граничные условия для вариантов разработки были:

- расчетный период 56 лет;
- выбытие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции 98 %;
- выбытие добывающих скважин при дебите нефти менее 1 м³/сут;
- забойное давление добывающих скважин 5,5 МПа;
- забойное давление нагнетательных скважин 33,0 МПа;

ОФП задавались через их масштабирование при разработке фильтрационной модели. Для того чтобы адекватно описать процессы в зонах, где присутствует агент вытеснения, достаточным было использование модифицированного значения остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$), которое было установлено на основе данных, полученных в результате экспериментов, выполненных с использованием азота. Значения $K_{но}$, полученные при вытеснении нефти азотом и метаном, демонстрируют сходные трендовые зависимости. Эти зависимости хорошо согласуются с экспериментальными данными для неокомских пластов всех рассматриваемых месторождений, что подтверждает их достоверность (см. Рисунок 4.7). Такой системный подход позволяет сделать более точные прогнозы и улучшить понимание процессов вытеснения.

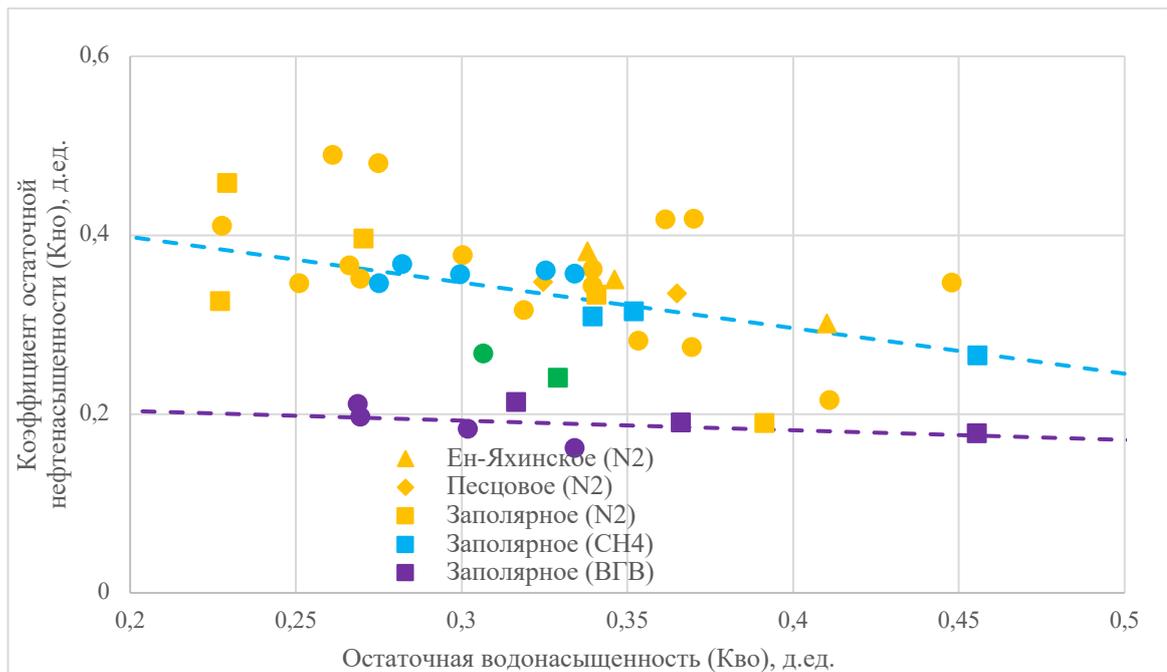


Рисунок 4.7 – Зависимость величины остаточной нефтенасыщенности принятая для масштабирования ОФП

В первом варианте, где поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды, на окончание расчетного периода средняя обводненность скважин достигла 95 %, а значение газового фактора – 83 м³/т.

Во втором варианте, предусматривающем закачку азота для поддержания давления, за тот же срок средняя обводненность была снижена до 72 %, а газовый фактор – до 26 тыс. м³/т. Несмотря на это, по сравнению с первым вариантом с водой в качестве агента вытеснения, второй вариант продемонстрировал небольшой рост накопленной добычи нефти на 5 %. Примечательно, что при этом отбор жидкости за проектный период почти в три раза меньше, а извлечение газа возросло почти в 20 раз. В то же время объем вытесняющего агента в пластовых условиях превысил объем закачанной воды в пять раз.

При рассмотрении технологических параметров варианта 3 с применением закачки в ППД газа сепарации, была выявлена практически полная идентичность вариантов 2 и 3 (при отклонениях не более 5 %). Наиболее существенное различие кроется в объемах потребностей в вытесняющем агенте. Для варианта с азотной закачкой максимальная потребность составляет 1,5 миллиарда кубометров в год, в то время как для варианта с закачкой газа сепарации эта цифра значительно меньше — всего 106 миллионов кубометров.

Газовый фактор составил 26 м³/т, а средняя обводненность продукции – 72 % на момент завершения разработки. Таким образом, при сравнении вариантов 3 и 1 (закачка воды), прослеживается незначительное повышение накопленной добычи нефти (на 5 % относительно первого варианта).

Однако, объем отобранной жидкости оказался почти в 3 раза меньше, в то время как объем извлеченного газа увеличился в 20 раз. Объем закачанного газа в пластовых условиях оказался в 5 раз больше объемов закачки воды, предусмотренной первым вариантом.

В варианте 4 для поддержания пластового давления предлагается водогазовое воздействие, принцип которого лежит в циклической закачке газа и воды, где на каждый объем газа в пластовых условиях приходится два объема воды (1:2). Принимая во внимание низкую цену добываемого на месторождении газа

сепарации, именно он был выбран в качестве агента вытеснения в варианте 4.

Количество скважин в фонде и последовательность ввода аналогична в вариантах с водогазовым воздействием и вариантах, предусматривающих закачку только воды или только определенного газа.

По варианту 4 средняя обводненность скважин достигла 95 %, а газовый фактор – 928 м³/т за весь проектный срок. Если сравнивать с первым вариантом, где использовалась закачка воды, то в четвертом варианте отмечается небольшой прирост в накопленной добыче нефти на 4 %. Несмотря на это, общий объем извлеченной жидкости оказался на 7 % меньше, а накопленная добыча газа увеличилась вдвое. Также стоит отметить, что объем закачки превысил показатели первого варианта на 20 %.

Вариант 5 – водогазовое воздействие с соотношением 1:1. В данном варианте запроектировано поддержание пластового давления посредством циклической закачки в пласт газа и воды в равных объемах — один объем газа при пластовых условиях на один объем воды. Проектные решения относительно фонда скважин идентичны вариантам с закачкой воды или газа.

К завершению расчетного периода средняя обводненность скважин достигла 94 %, а газовый фактор – 1779 м³/т. В сравнении с вариантом 1, где использовалась закачка воды, вариант 5 характеризуется небольшим приростом общей добычи нефти (на 6 %). Однако, при этом отбор жидкости за весь период разработки ниже на 11 %, а накопленный отбор газа выше в три раза. Важно отметить, что объем закачанной смеси в пластовых условиях на 47 % больше объема закачанной воды, предусмотренный первым вариантом, и на 20 % превышает объем водогазовой смеси четвертого варианта.

Вариантом 6 предусмотрено водогазовое воздействие с циклической закачкой воды и газа в соотношении два объема газа в пластовых условиях к одному объему воды. По общему количеству скважин и их вводу в эксплуатацию, этот вариант аналогичен вариантам, в которых рассмотрена закачка либо только воды, либо только газа.

По варианту 6 получена средняя обводненность – 94 %, газовый фактор –

3586 м³/т на конец расчетного периода. В сравнении с первым вариантом, где применялась закачка воды, в шестом варианте было зафиксировано наибольшее среди вариантов с водогазовым воздействием увеличение накопленной добычи нефти – 6 %. При этом общий объем накопленной добычи жидкости оказался на 11 % меньше, а добыча газа в три раза превысила показатели при поддержании пластового давления (вариант 1) водой и оказалась в пять раз ниже, чем при закачки только газа. Объем закачанной смеси воды и газа в пластовых условиях удвоился по сравнению с первым вариантом и на 62 % превысил объем закачки водогазовой смеси в 4 варианте. При этом объемы закачки по данному варианту в три раза ниже, чем при закачке только газа. Основные технологические показатели вариантов разработки представлены на Рисунке 4.8.

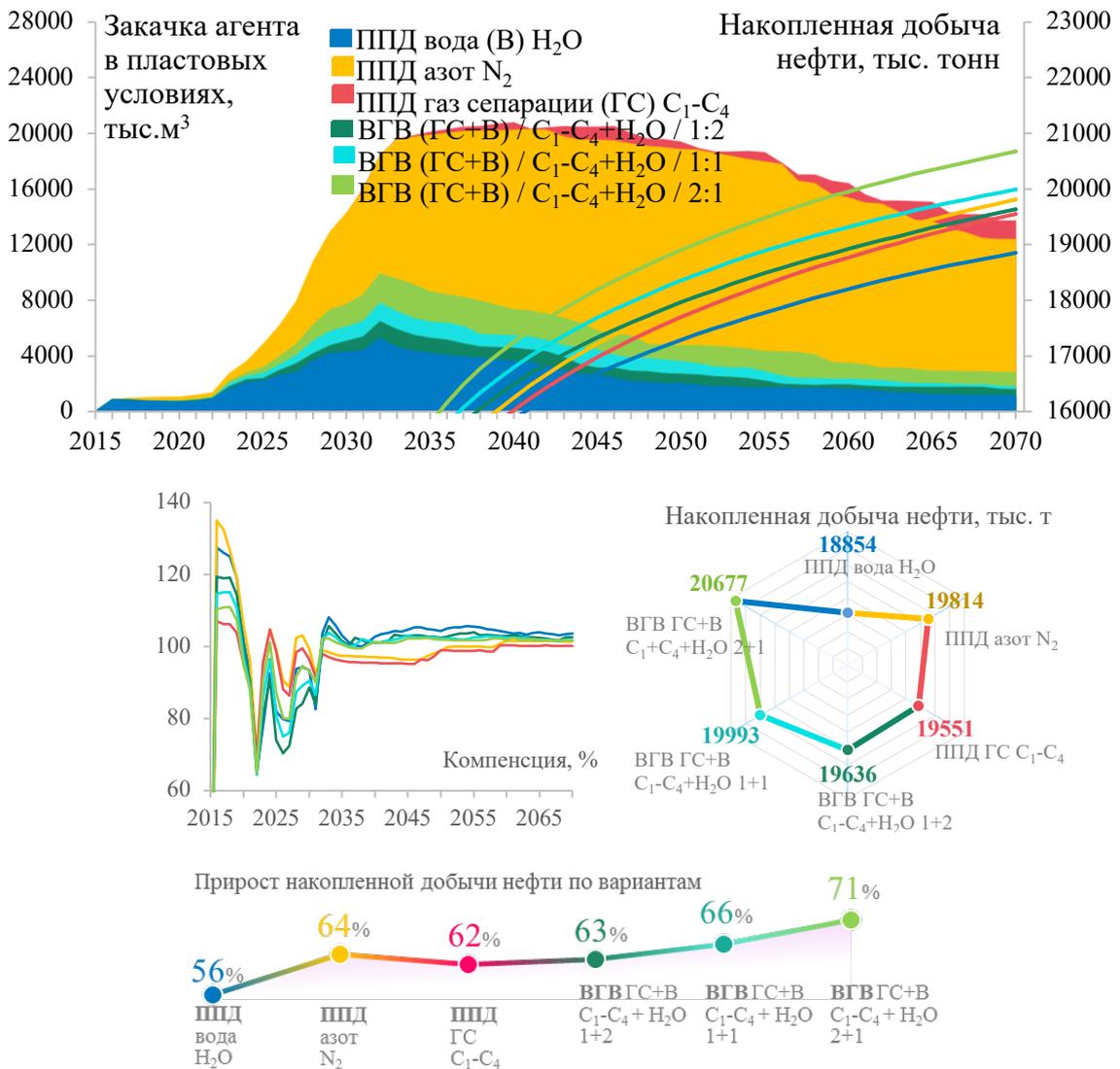


Рисунок 4.8 – Основные технологические показатели по расчетным вариантам Уренгойского НГКМ

По всем вариантам получена стабилизация пластового давления на уровне текущих значений. Большие показатели подвижности газа обуславливают в 3-4 раза большие объемы (в пластовых условиях) его закачки относительно закачки воды.

При сравнении вариантов с поддержанием пластового давления минимальный прирост добычи был отмечен при закачке воды. Вариант с использованием азота в качестве агента вытеснения показал увеличение на 5 %, метана – на 7 %, а использование водогазовой смеси – на 11 %.

В ходе создания фильтрационной модели Заполярного месторождения ОФП были заданы масштабированием. Для их создания использовались данные лабораторных исследований по 11 образцам керна, полученных из 7 скважин. Характеристики исследованных образцов варьируются в широком диапазоне, что свидетельствует о разнообразии экспериментальных условий. По этой причине наблюдается различие данных результатов для разных образцов между собой. Таким образом, существует необходимость получения усредненных зависимостей. Для этого был применен метод двойной нормировки насыщенности и проницаемости (Рисунки 4.9, 4.10, 4.11).

Функциональная связь между критическими значениями насыщенности кривых ОФП по нефти и воде и значениями остаточной водонасыщенности прослеживается по результатам обработки полученных экспериментальных данных (Рисунки 4.12, 4.13).

При одинаковой остаточной водонасыщенности критическая газонасыщенность в системах «газ – вода» достигает более высоких значений по сравнению с системами «газ – нефть», что свидетельствует о протекании сложного процесса (Рисунок 4.14).

Для создания модельных кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и их последующего масштабирования также устанавливались зависимости фазовых проницаемостей в краевых точках. Как показывает Рисунок 4.15, фазовые проницаемости для газа, нефти и воды демонстрируют значительную зависимость с абсолютной проницаемостью. На эту тенденцию указывают и другие

Рисунки 4.16-4.18, подтверждающие, что подобная связь характерна и для других месторождений.

Построение модельных кривых относительных фазовых проницаемостей осуществлялся.

После выявления всех промежуточных зависимостей, была произведена денормализация усреднённых кривых, что позволило создать модельные кривые ОФП. На Рисунке 4.19 представлены результаты усреднённых кривых для систем «нефть – газ» и «нефть – вода».

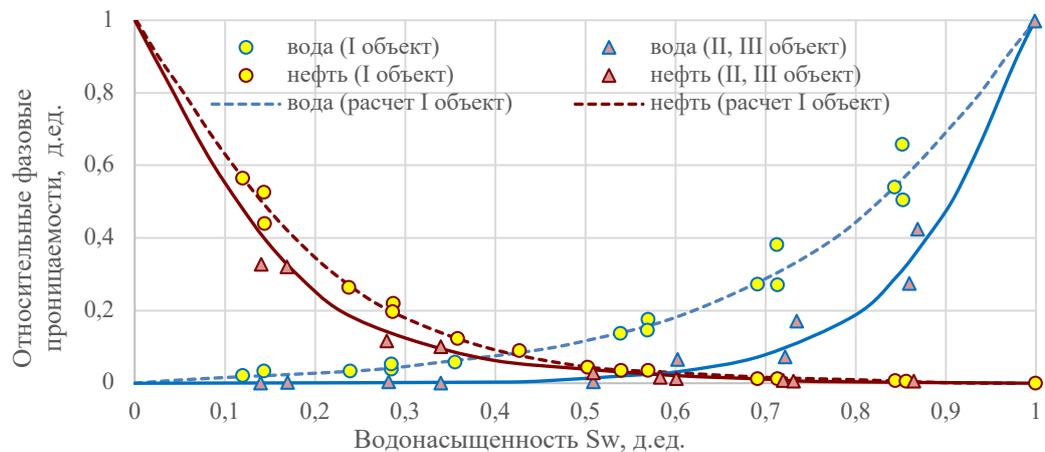


Рисунок 4.9 – Результаты усреднения приведённой проницаемости («нефть – вода»)

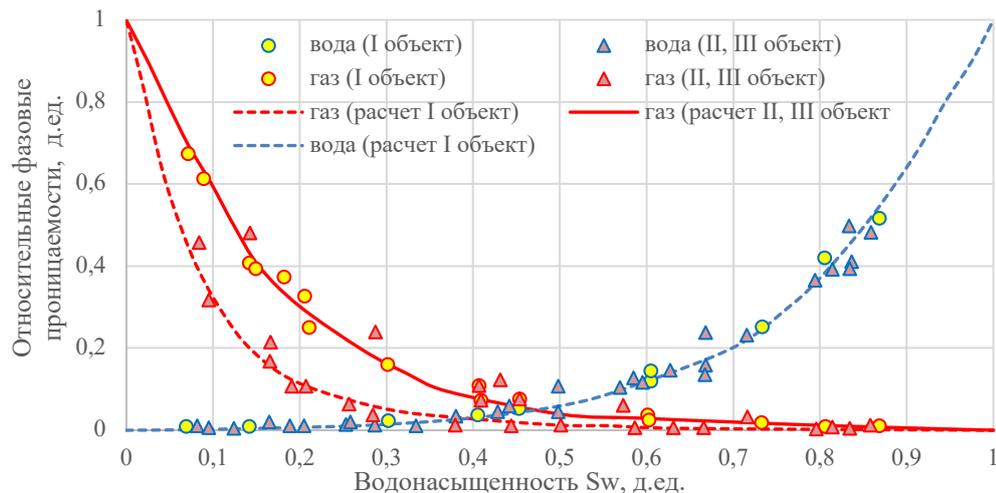


Рисунок 4.10 – Результаты усреднения приведённой проницаемости (система «газ – вода»)

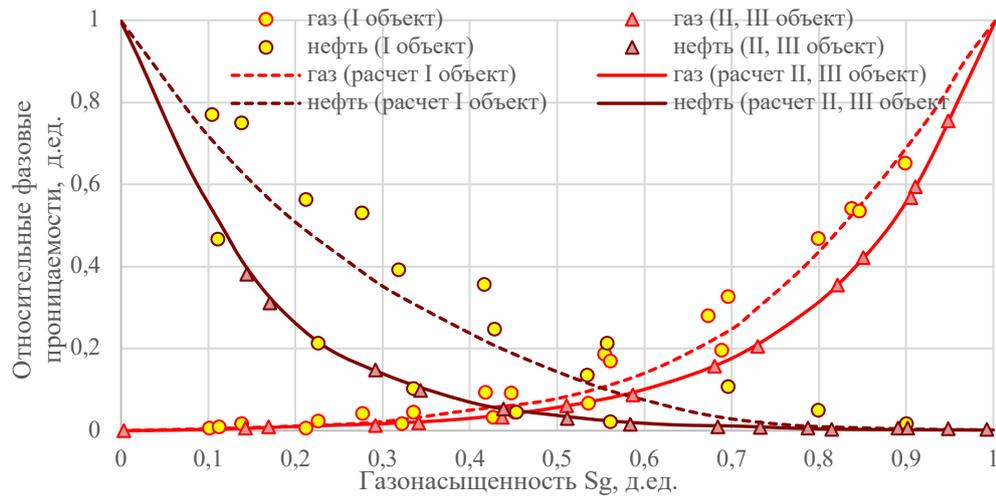


Рисунок 4.11 – Результаты усреднения приведённой проницаемости (система «нефть – газ»)

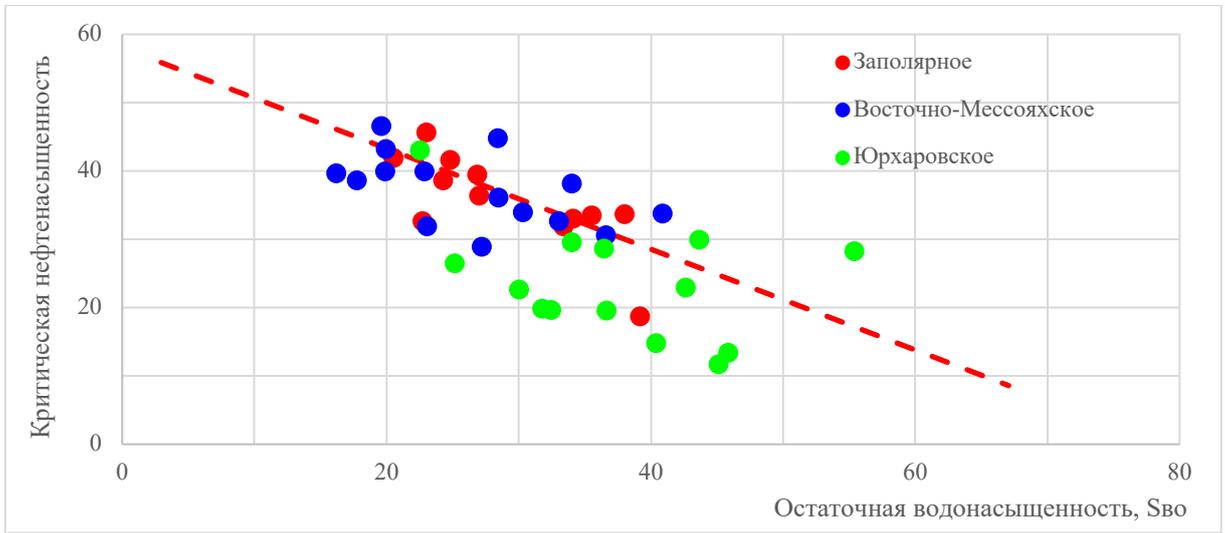


Рисунок 4.12– Зависимость критической нефтенасыщенности от остаточной водонасыщенности

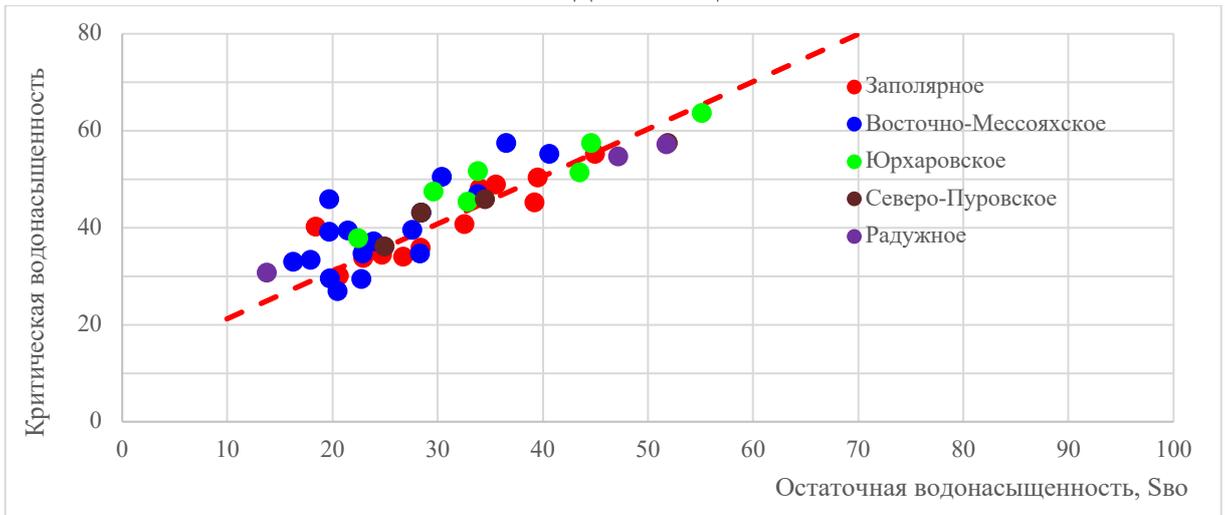


Рисунок 4.13– Зависимость критической водонасыщенности от остаточной водонасыщенности

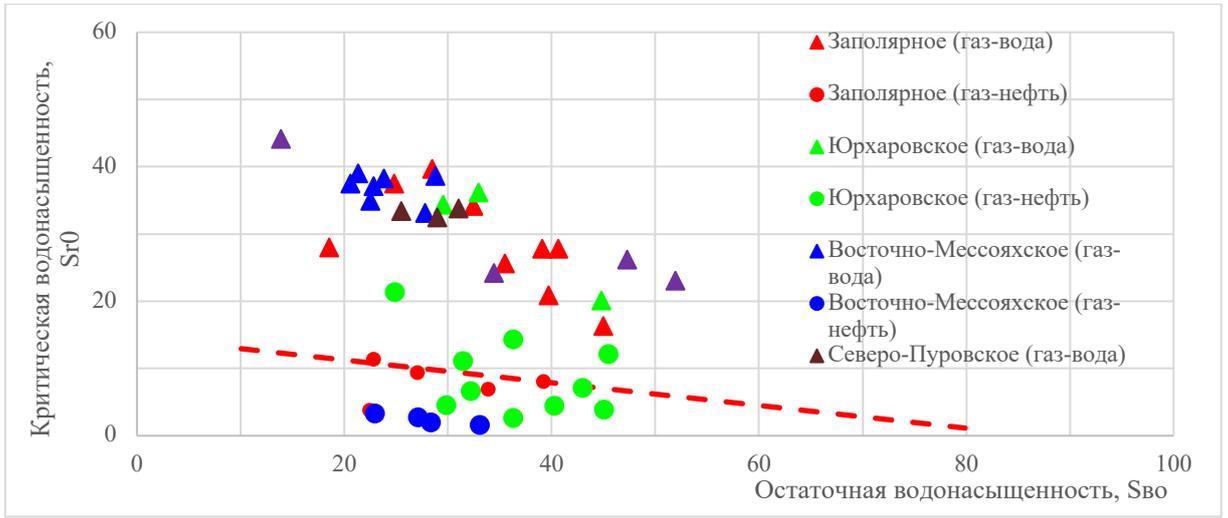


Рисунок 4.14– Зависимость критической газонасыщенности от остаточной водонасыщенности

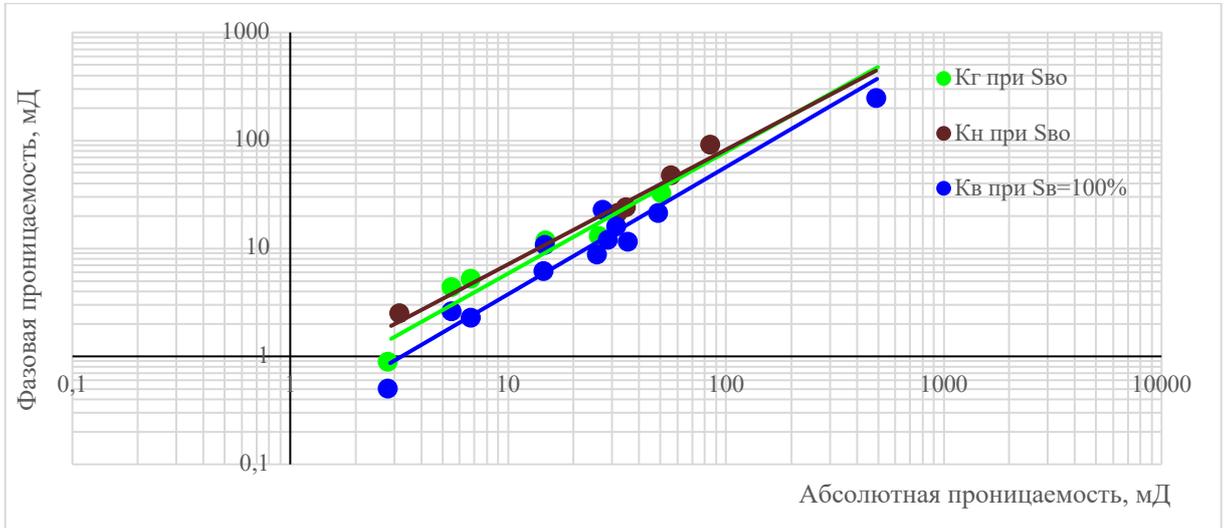


Рисунок 4.15 – Зависимости фазовых проницаемостей по газу и нефти при остаточной водонасыщенности и по воде при максимальной водонасыщенности принятые для моделирования

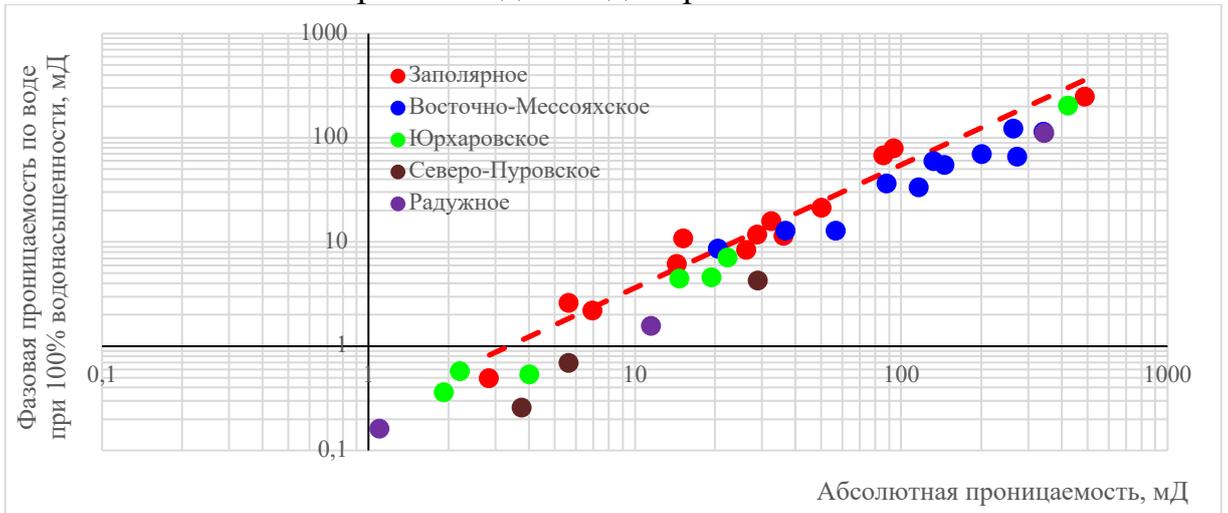


Рисунок 4.16 – Зависимость фазовой проницаемости по воде при максимальной водонасыщенности от абсолютной проницаемости

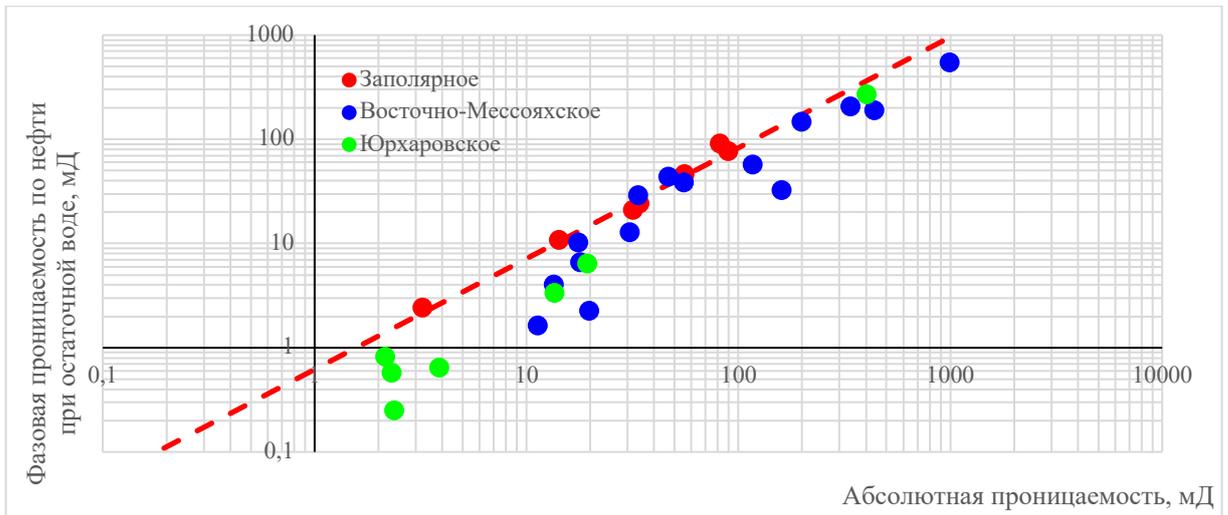


Рисунок 4.17 – Зависимость фазовой проницаемости по нефти при остаточной воде от абсолютной проницаемости

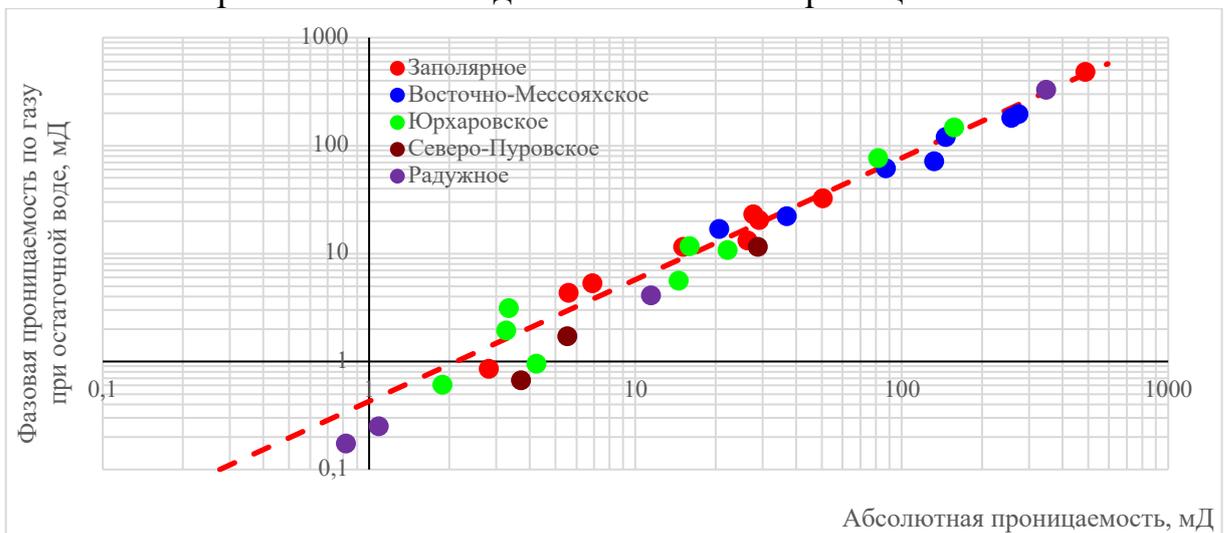


Рисунок 4.18 – Зависимость фазовой проницаемости по газу при остаточной воде от абсолютной проницаемости

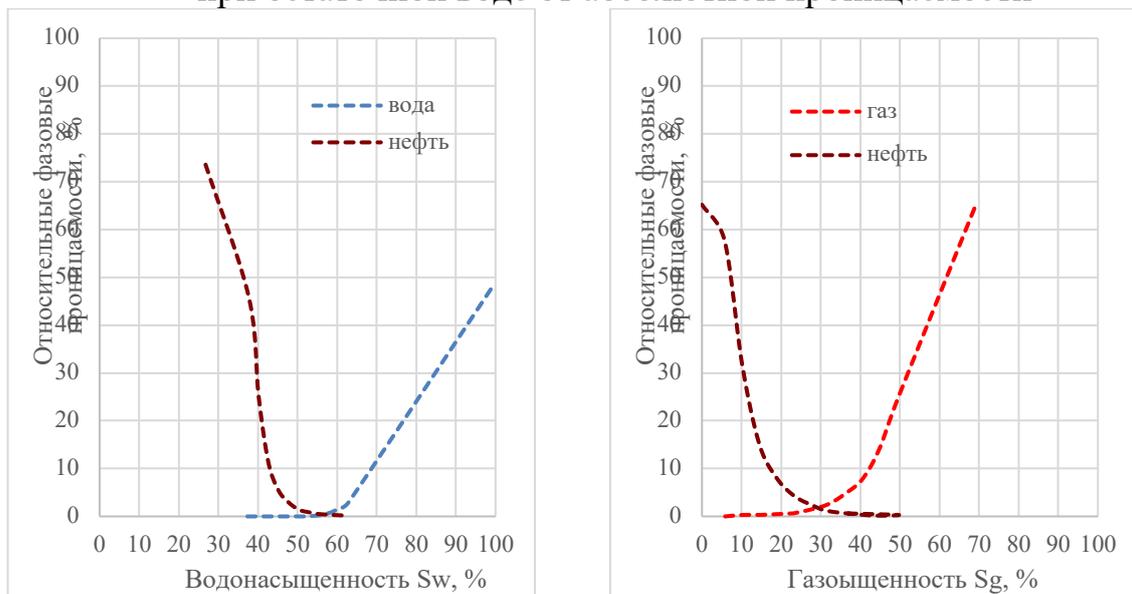


Рисунок 4.19 – Кривые относительных фазовых проницаемостей залежей БТ₁₀¹ – БТ₁₃

Эксперименты по центрифугированию и капиллярметрии образцов керна, проведенные с целью определения кривых капиллярного давления, позволяют также установить и величину остаточной водонасыщенности. Для усреднения данных капиллярного давления использовался метод J-функции, связывающий капиллярное давление со свойствами породы и насыщающего его флюида (Рисунки 4.20, 4.21).

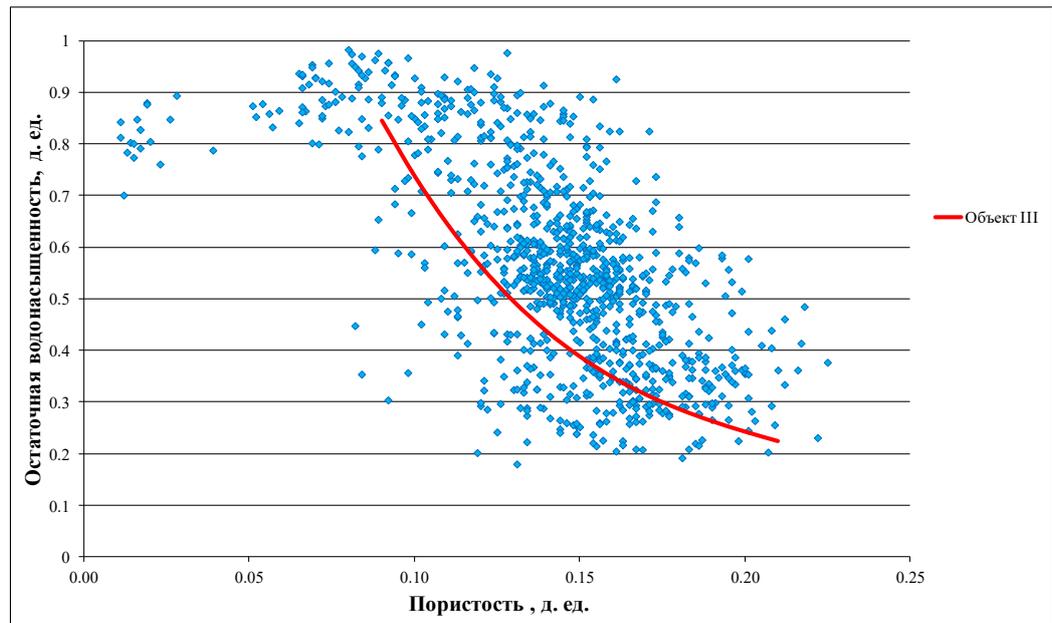


Рисунок 4.20 – Зависимость остаточной водонасыщенности от открытой пористости

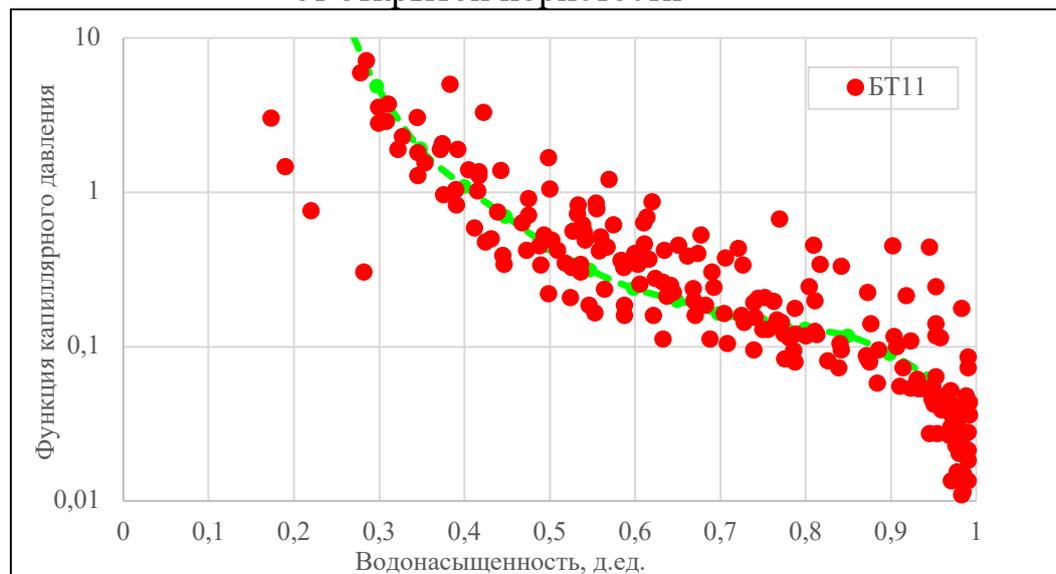


Рисунок 4.21 – Зависимость функции капиллярного давления от водонасыщенности

В настоящее время действующим проектным документом по разработки пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ (III эксплуатационный объект) Заполярного месторождения является «Технологический проект разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 5913 от 27.02.2014). Проектными решениями предусмотрено:

- обращенная семиточечная система заводнения с закачкой воды с расстоянием между скважинами – 800 метров;
- общий фонд скважин – 159, в том числе 110 добывающих горизонтальных, 41 нагнетательная наклонно-направленная и 8 – добывающих газовых;
- фонд скважин для бурения – 159, в том числе 110 добывающих с горизонтальным окончанием длиной 600 метров, 41 нагнетательная с вертикальным забоем; 8 – газовых с горизонтальным окончанием длиной 500 метров;

Проектный уровень добычи: нефти – 1075 тыс.тонн/год.

газа газовой шапки – 1678 млн.м³/год.

конденсата – 254 тыс.тонн/год.

Накопленная добыча нефти – 17045 тыс. т.

Накопленная добыча растворенного газа – 2113 млн. м³.

Накопленная добыча газа газовой шапки – 45057 млн. м³.

Накопленная добыча конденсата – 6619 тыс. т.

Достижение КИН – 0,222.

Для оценки эффективности применения различных агентов для воздействия на пласт выполнены расчеты технологических показателей по следующим вариантам:

Вариант 1 (базовый) предложен для освоения нефтяных залежей с поддержанием пластового давления посредством закачки воды. Вариант 2 ориентирован на закачку газа, в частности азота. Вариант 3 предполагает использование газа сепарации.

Варианты 4, 5 и 6 включают организацию водогазового воздействия с циклической закачкой воды и газа, при этом соотношение объемов (в пластовых

условиях) составляет: в варианте 4 – 2 к 1, в варианте 5 – 1 к 1, и в варианте 6 – 1 к 2.

Характеристики граничных условий каждого из рассмотренных вариантов:

- продолжительность расчетного периода составляет 97 лет;
- добывающие скважины выводятся из эксплуатации, если дебит нефти падает ниже $1 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- скважины также выводятся при обводненности продукции в 98 %;
- забойное давление добывающих скважин устанавливается на уровне 5,5 МПа;
- давление на забое нагнетательных скважин составляет 40,0 МПа.

Во всех рассмотренных вариантах сохраняются решения проектного документа, за исключением режима разработки или агентов воздействия на пласт. В вариантах с ППД годовые уровни закачки рабочего агента задавались таким образом, чтобы по возможности обеспечить в полном объеме компенсацию добываемого флюида (газ, нефть, вода), приведенных к пластовым условиям. Динамика бурения и ввода в эксплуатацию скважин для представленных вариантов:

- бурение и ввод 8 нефтяных скважин для проведения ОПР в первые 3 года;
- бурение и ввод 143 скважин на полное развитие в течение 8 лет с максимальным темпом в 24 скважины в год.

В варианте 1 сохранены решения действующего проектного документа и предусматривается разработка залежи с поддержанием пластового давления путем закачки воды. За расчетный период достижение КИН – 0,221.

На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 96 %, а газовый фактор $222 \text{ м}^3/\text{т}$.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов группы БТ₁₁ не позволяют добиться 100 % компенсации путем закачки воды. Средняя и накопленная компенсация составила 46 %.

Вариант 2 предусматривает разработку залежи с поддержанием пластового давления путем закачки газа (азот). За расчетный период достижение КИН – 0,239.

На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 91,7 %, газовый фактор – 35,5 тыс. м³/т. Организация системы ППД путем закачки азота позволяет увеличить конечный КИН на 4 %, относительно варианта 1, с реализацией системы ППД закачкой воды, при средней компенсации 85 %.

Вариант 3 аналогичен варианту 2, за исключением рабочего агента, используемого для закачки в пласт. В данном варианте в качестве рабочего агента используется газ сепарации. За расчетный период достижение КИН – 0,231.

На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 91,7 %, ГФ – 36,9 тыс. м³/т. Варианты 2 и 3 по технологическим показателям сопоставимы между собой. Отличие заключается в несколько больших накопленных объемах добычи и закачки газа в варианте 3 по сравнению с вариантом 2. Накопленный объем нефти за рассматриваемый период, также несколько выше в варианте 3 на 0,2 %, при средней компенсации 89 %.

Вариант 4 предусматривает организацию системы ППД путем циклической закачки в пласт воды и газа (газ сепарации). На один объем закачанного газа (при пластовых условиях) приходится два объема закачанной воды (1:2). За расчетный период достижение КИН – 0,279. На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 93,9 %, газовый фактор – 2131 м³/т.

Внедрение системы ППД ВГВ позволяет получить дополнительную добычу нефти за расчетный период в объеме 3678 тыс. т (на 19 %) относительно варианта 1 (ППД закачкой воды), и выше чем по варианту 2 (с закачкой азота) и 3 (с закачкой газа сепарации) на 5 и 4,8 %, соответственно, при средней компенсации 43 %.

Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта, при компенсации отборов водогазовым воздействием, а также более высокую подвижность газового агента закачки фактическое соотношение газ – вода, соответственно, составило 49 % и 51 %.

Вариант 5 предусматривает организацию системы ППД путем циклической закачки в пласт воды и газа (газ сепарации). На один объем закачанного газа (при пластовых условиях) приходится один объем закачанной воды (1:1). За расчетный период достижение КИН – 0,280.

На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 94 %, газовый фактор – 3140 м³/т.

Увеличение объема закачиваемого газа в пласт позволяет получить прирост в накопленной добычи нефти на 0,8 %, относительно варианта 4, при средней компенсации 48 %. Фактическое соотношение газ – вода, соответственно, составило 67 % и 33 %.

Вариант 6 предусматривает организацию системы ППД путем циклической закачки в пласт воды и газа (газ сепарации). На два объема закачанного газа (при пластовых условиях) приходится один объем закачанной воды (2:1). За расчетный период достижение КИН – 0,282 (Рисунок 4.22).

На конец расчетного периода средняя обводненность скважин составила 94 %, газовый фактор – 4429 м³/т, при действующим фонде добывающих скважин 51 единица и нагнетательных в количестве 37 скважин. Увеличение объема закачиваемого газа в пласт позволяет получить прирост в накопленной добычи нефти на 2 %, относительно варианта 4 (соотношение закачиваемых объемов газа и воды 1:2), и на 1,1 % по сравнению с вариантом 5 (соотношение закачиваемых объемов газа и воды 1:1), при средней компенсации 53 %. Фактическое соотношение газ – вода, соответственно, составило 82 % и 28 %.

В ходе детального изучения вычислительных экспериментов на геолого-гидродинамических моделях пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения, было обнаружено, что внедрение ППД посредством закачки азота позволяет достичь небольшого роста конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на 5,1% по сравнению с традиционной технологией закачки воды. При этом вариант использования газа сепарации приводит к увеличению КИН на 3,7 %. Наиболее эффективные результаты показали варианты с водогазовым воздействием: прирост КИН, в сравнении с закачкой воды, составил 4,1 %, 6,0 % и 9,7 % при различных пропорциях закачки газа сепарации и воды — 1 к 2, 1 к 1 и 2 к 1 соответственно.

В результате исследования вычислительных экспериментов на геолого-гидродинамической моделях пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения установлено, что разработка с ППД закачкой азота позволяет незначительно

увеличить конечный КИН на 5,1 % по сравнению с вариантом с закачкой воды, а ППД с закачкой газа сепарации на 3,7 %. Значительное повышение КИН выявлено в вариантах с организацией водогазового воздействия. Увеличение относительно варианта с ППД водой составило 4,1 %, 6,0 % и 9,7 %, соответственно, при различных соотношениях объемов закачиваемых агентов газа сепарации и воды 1:2, 1:1 и 2:1.

Для пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ Заполярного месторождения установлено, что при всех вариантах заводнения с применением газа величина КИН изменяется значительно от 0,239 до 0,282 (от 4 % до 26 %).

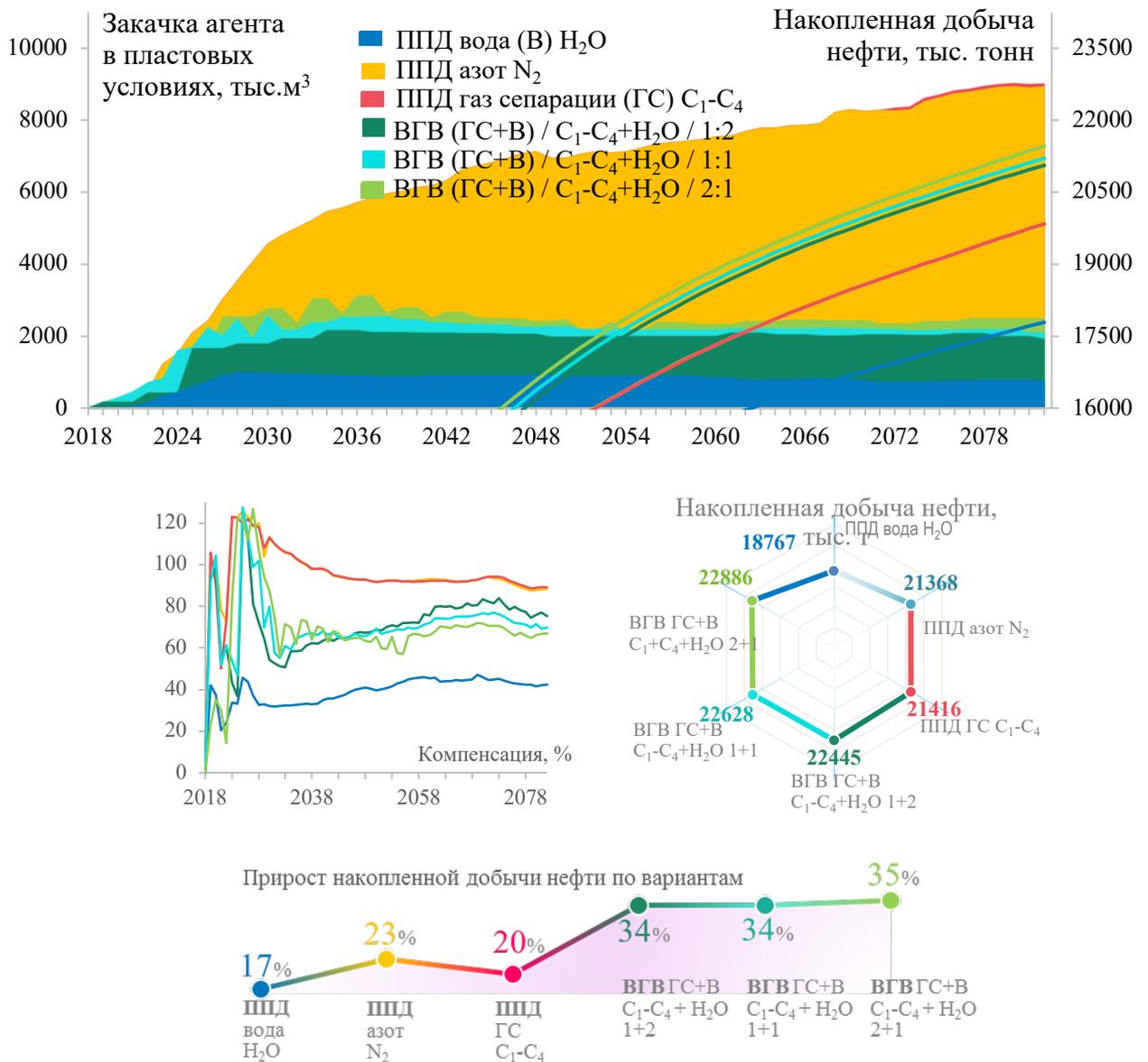


Рисунок 4.22 – Основные технологические показатели разработки по пластам БТ₁₁ Заполярного НГКМ

4.2 Обоснование по испытанию в промысловых условиях и опытно-промышленных масштабах технологии водогазового воздействия на нефтенасыщенные зоны нефтегазоконденсатных залежей

В результате выполнения вычислительных экспериментов на геолого-гидродинамической модели кольцевой оторочки пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения установлено, что варианты с организацией ППД различными вытесняющими агентами характеризуются увеличением конечных значений КИН (Рисунок 4.8). Для литологически экранированной козырьковой оторочки пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ Заполярного месторождения установлено (Рисунок), что внедрение водогазового воздействия также обеспечивает прирост значения КИН.

Анализ результатов технико-экономических расчетов (Приложение А) показал, что для нефтяных оторочек Уренгойского и Заполярного месторождений наиболее предпочтительно использование водогазового воздействия. Данное обстоятельство обусловлено сравнительно небольшими капитальными вложениями в реализацию этого способа воздействия по сравнению с закачкой азота или углекислого газа, требующих создания специальных технологических установок для производства азота или углекислого газа. Учитывая огромные поровые объемы рассматриваемых пластов, закачка азота и углекислого газа потребует производства существенных объемов этих реагентов.

В то же время, при водогазовом воздействии реагенты закачки, вода и газ являются продуктами процесса добычи и подготовки добываемых углеводородов, то есть не требуют строительства специфических технологических объектов. При необходимости для целей закачки могут использоваться и поверхностные источники воды.

В целом, совокупный анализ технологических, экономических и организационных факторов реализации различных методов вытеснения нефти с учетом особенностей геологического строения продуктивных пластов рассматриваемых месторождений, результатов оценки технологической эффективности, полученной при экспериментах на керновом материале, и

проведенной сравнительной технико-экономической оценки (Приложение А) позволяет предложить в качестве основных агентов закачки – водогазовое воздействие для пластов Уренгойского и Заполярного [82,83,84].

Тема исследования нефтяных оторочек остается недостаточно изученной, что, в сочетании с высокой степенью выработки газовых запасов, приводит к значительному снижению энергетического потенциала, а также неопределенности относительно текущего положения газонефтяных и водонефтяных контактов, промышленной важности невыработанных запасов нефти. Таким образом, согласно исследованиям [85,86,87,88,89], если запасы нефти подтвердятся в ходе бурения разведочных и эксплуатационных скважин, освоение неразрабатываемых ныне участков потребует серьёзных финансовых вливаний и временных ресурсов.

Проблема в первую очередь связана с отсутствием наземной инфраструктуры, необходимой для транспортировки и подготовки продукции в данных регионах, а также с удалённостью этих мест от действующих центров сбора и переработки нефти. При выборе площадок для тестирования технологий повышения КИН посредством закачки различных агентов в пласт, учитывались несколько ключевых факторов. Важную роль играло наличие соответствующей инфраструктуры, детальность изученности геологических характеристик, исчерпывающий объем данных о текущем этапе разработки месторождения. Также значительное внимание уделялось уменьшению взаимного воздействия между нефтяными и газовыми скважинами, а также их техническому состоянию.

Учитывая эти критерии, наибольший потенциал имеют залежи 2 и 3 пласта БУ₁₁², которые являются перспективными для проведения опытных работ.

В залежах 2 и 3 пласта БУ₁₁² сосредоточено значительное количество нефти, составляющее около 10 % от общего значения геологических запасов месторождения. На третью залежь приходится 73 % от этих запасов, при том что большая часть – 63 % – залегает в чисто нефтяной зоне, не контактирующей с газом и водой (см. Рисунок 4.23). Третья залежь детально исследована благодаря

активному разведочному и эксплуатационному бурению. Особенностью данной зоны является небольшое относительно нефтенасыщенных коллекторов присутствие газонасыщенных пород. Эти характеристики делают третью залежь особо привлекательной для внедрения систем поддержания пластового давления с использованием нетрадиционных агентов воздействия.

В районе третьей залежи БУ₁₁² было пробурено всего 15 разведочных скважин, из которых только 3 прошли испытания, показав средний нефтяной дебит 58 тонн в сутки, и 95 эксплуатационных нефтяных скважин, показавших при испытаниях средний дебит в 97 тонн в сутки. Разработка нефтяных запасов началась в 1991 году общим количеством скважин – 98. На 1 января 2015 года в текущем действующем фонде находится 70 скважин, со средним дебитом по нефти в 6 т/сут и средней обводненностью 62 %. Газовый фактор составил в среднем – 220 м³/т. Значительное снижение дебита нефти в сравнении с начальными показателями обусловлено главным образом истощением пластовой энергии. Давление на дату анализа составляет 40 % от начального пластового, при этом отбор от геологических запасов нефти составил 14 %.

Для оценки перспектив и принятия решения о дальнейшем внедрении системы поддержания пластового давления был выбран участок залежи 3 в районе ЦПС-2, в непосредственной близости кустов 2042 и 2040. Эти кусты включены в проект дообустройства с внедрением технологии водогазового воздействия на пласт БУ₁₁² (Рисунок 4.24). Среди прочего выбранный участок характеризуется значительным снижением пластового давления (до 7-8 МПа) и высокой степенью выработки запасов нефти (Рисунок 4.25). В Таблице 4.4 представлены геолого-физические характеристики в области выбранного для работ полигона.

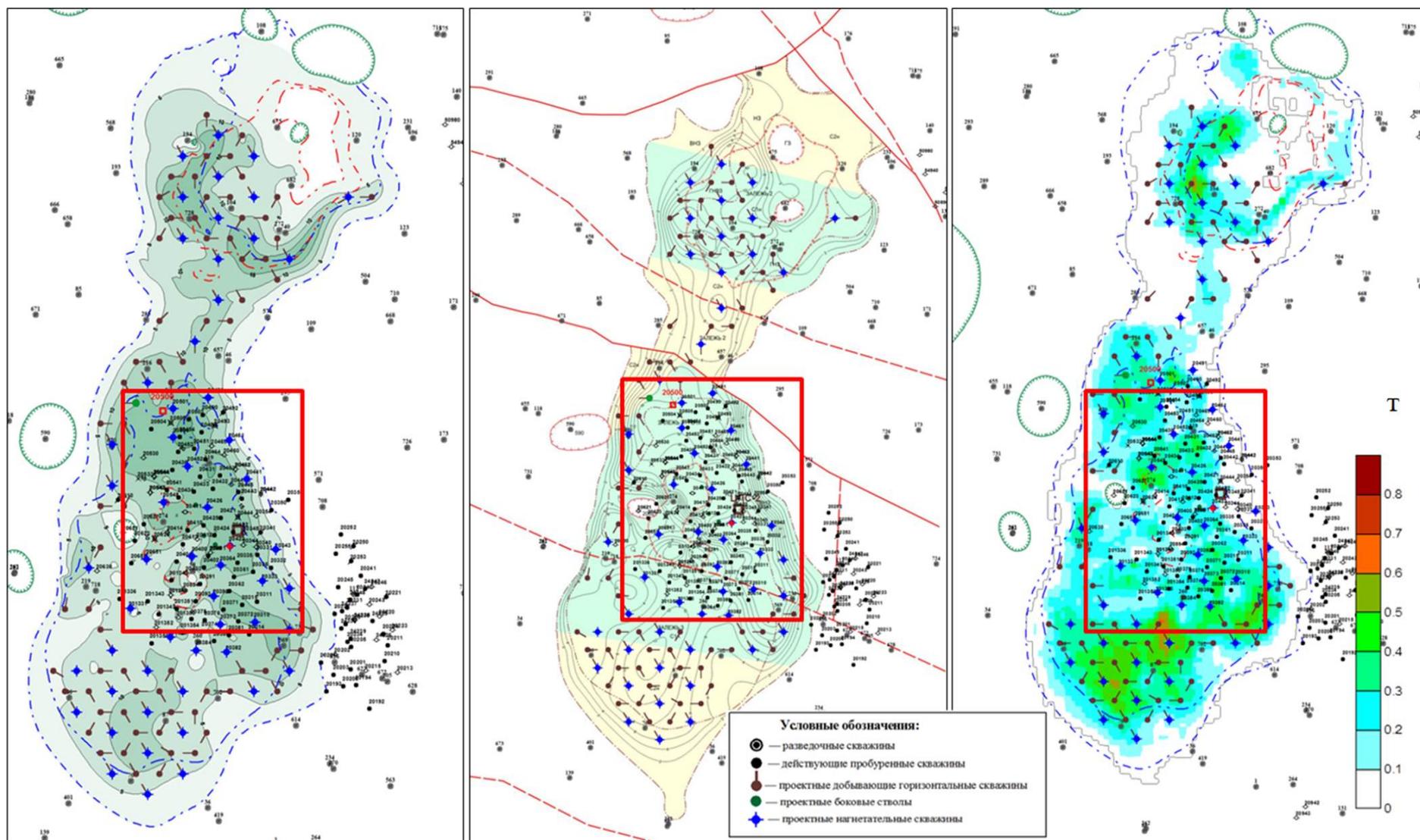


Рисунок 4.23 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, ПП и карта плотности текущих подвижных запасов нефти

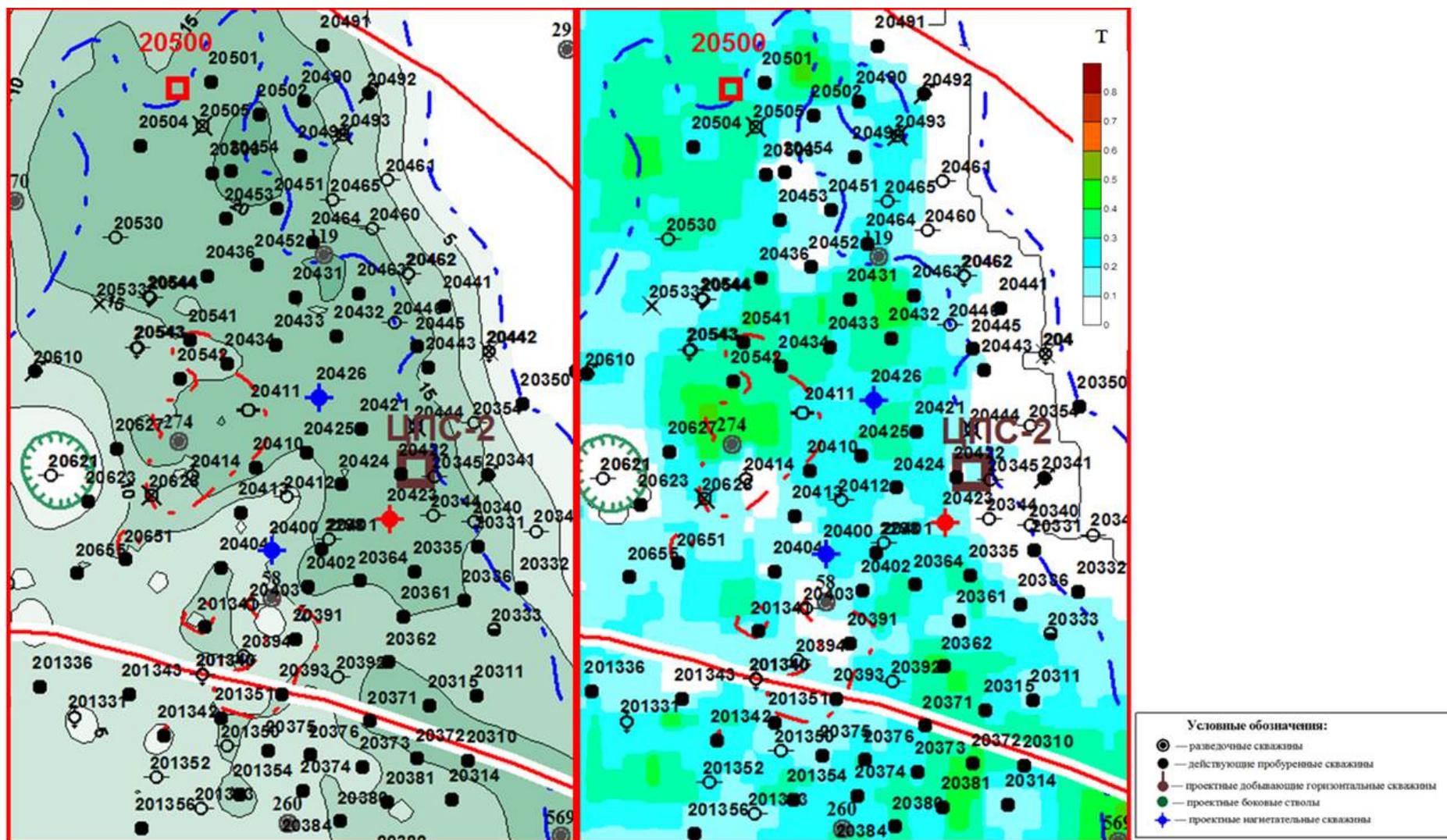


Рисунок 4.24 – Участок опытных работ на карте эффективных начальных нефтенасыщенных толщин и карте плотности текущих подвижных запасов нефти

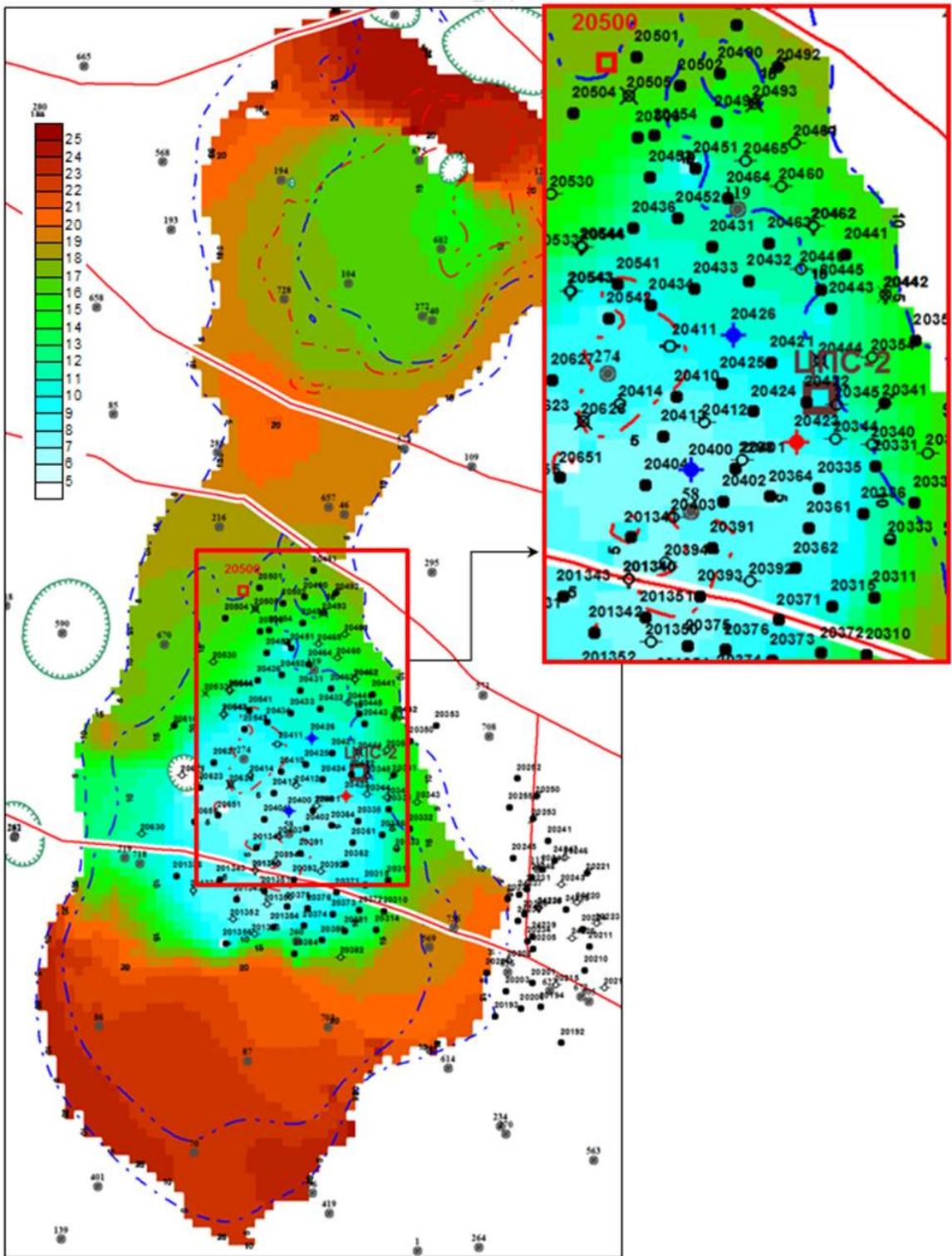


Рисунок 4.25 – Карта пластового давления на полигоне реализации варианта с ППД

Таблица 4.4 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов в районе полигона

Наименование	Пласт БУ ₁₁ ² Залежь 2	Пласт БУ ₁₁ ² Залежь 3	Пласт БУ ₁₁ ² Залежь 2 и 3	Пласт БУ ₁₁ ² район полигона (куст 2042 и 2040)
Средняя общая толщина, м	20,9	19,8	20,1	35,8
Нефтенасыщенная толщина, м	4,98	8,94	7,9	15,3
Коэффициент пористости (нефт.оторочки), д.ед.	0,16	0,15	0,15	0,15
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0,57	0,54	0,55	0,56
Коэффициент текущей нефтенасыщенности, д.ед.	0,45	0,4	0,44	0,37
Начальное пластовое давление, МПа	28,1	28,1	28,1	28,1
Текущее пластовое давление, МПа	18	14,1	15,1	7,88
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	25,9	19,8	21,4	19,2
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,57	0,59	0,58	0,43

В ходе эксплуатации наблюдалось значительное снижение продуктивности (более чем в 20 раз) скважин на предложенных кустах. Частично восстановить продуктивность удалось применением ГРП. Однако эффект от гидроразрыва наблюдался только при первых операциях (Таблица 4.5) и отсутствовал на поздних стадиях при проведении повторных ГРП.

Таблица 4.5 – Параметры работы скважин, предлагаемых для перевода под закачку

№ скв. Дата ГРП	Состояние	Дата	Q _ж	Q _н	Q _в	Q _г	%	ГФ	ΣQ _н	ΣQ _в	ΣQ _г
			м ³ /сут	т/сут	м ³ /сут	тыс. м ³ сут					
20423 20.10.2006	ввод	01.01.1991	152,6	126	0,76	18,9	0	150	0	0	0
	до ГРП	01.09.2006	2,9	2,44	0	8,0	0	593	132,2	4,0	44,5
	после ГРП	01.12.2006	44,7	37,0	0,1	6,0	0,4	411	133,0	4,0	44,9
	текущее	01.01.2015	7,5	3,1	3,8	0,7	66,6	217	169,0	18,0	66,7
20426 18.12.2012	ввод	01.04.1991	78,3	65	0	8,5	0	130	0	0	0
	до ГРП	01.02.2013	5,4	2	3	0,8	57,7	409	78,5	14,2	380,2
	после ГРП	01.04.2013	19,7	5,4	13,3	0,4	78,4	83	78,6	14,6	380,2
	текущее	01.01.2015	9,5	1,3	8,0	0,1	84,1	56	80,2	21,0	380,3
20400 14.11.2002	ввод	01.09.1991	24,7	20	0,65	1,0	2,7	50	0	0	0
	до ГРП	01.10.1999	4,7	3,8	0,17	3,0	4,3	487	34,7	0,6	12,3
	после ГРП	01.12.2002	12,0	10,0	0,0	6,0	0	600	35,0	3,0	12,5
	текущее	01.01.2015	7,0	5,0	0,9	1,2	13,4	241	78,1	7,4	38,5

На основании работ [90, 91, 92] предлагается внедрить систему поддержания пластового давления на выбранном участке, разбив процесс на несколько этапов:

1. На первом этапе планируется перевести скважину 20423 под закачку воды (газа). Это позволит тщательно исследовать приемистость пласта и параметры закачки в реальных условиях.

2. Последующим шагом станет перевод скважин 20400 и 20426 под нагнетание воды.

3. На заключительном этапе предусмотрена возможность перехода нагнетательных скважин на циклическую закачку воды и высоконапорного газа. В случае реализации поддержания пластового давления путем водогазового воздействия, газ возможно добывать из скважины 20500 и подготавливать на кустовой площадке 2050.

В значительном числе скважин фонда наблюдаются перетоки газа по заколонному пространству, вызванные повреждением цементного камня. Эта проблема актуально и для скважин 20423, 20426 и 20400, которые планируется перевести в нагнетательный фонд. В связи с этим, прежде чем приступить к переводу под закачку агентов вытеснения, необходимо выполнить изоляцию заколонных перетоков, а также мероприятия по восстановлению гидродинамической связи с нефтенасыщенными пластами в случае такой необходимости.

Получив и проанализировав промысловые данные о работе первых нагнетательных скважин, реализующих предложенный метод воздействия на пласт, необходимо масштабировать процесс вытеснения нефти из залежи путем перевода под закачку еще 17 пробуренных скважин [93, 94, 95, 96]. Предлагаемые скважины отмечены на Рисунке 4.26. Прежде чем приступить к этому этапу, необходимо провести работы по оценке технического состояния скважин, чтобы обеспечить их надежную и эффективную эксплуатацию.

В ходе выбора полигона для проведения опытных работ был изучен район кустов 2042 и 2040 ЦПС-2, включенный в проект дообустройства месторождения с реализацией ВГВ на залежи 3 пласта БУ₁₁².

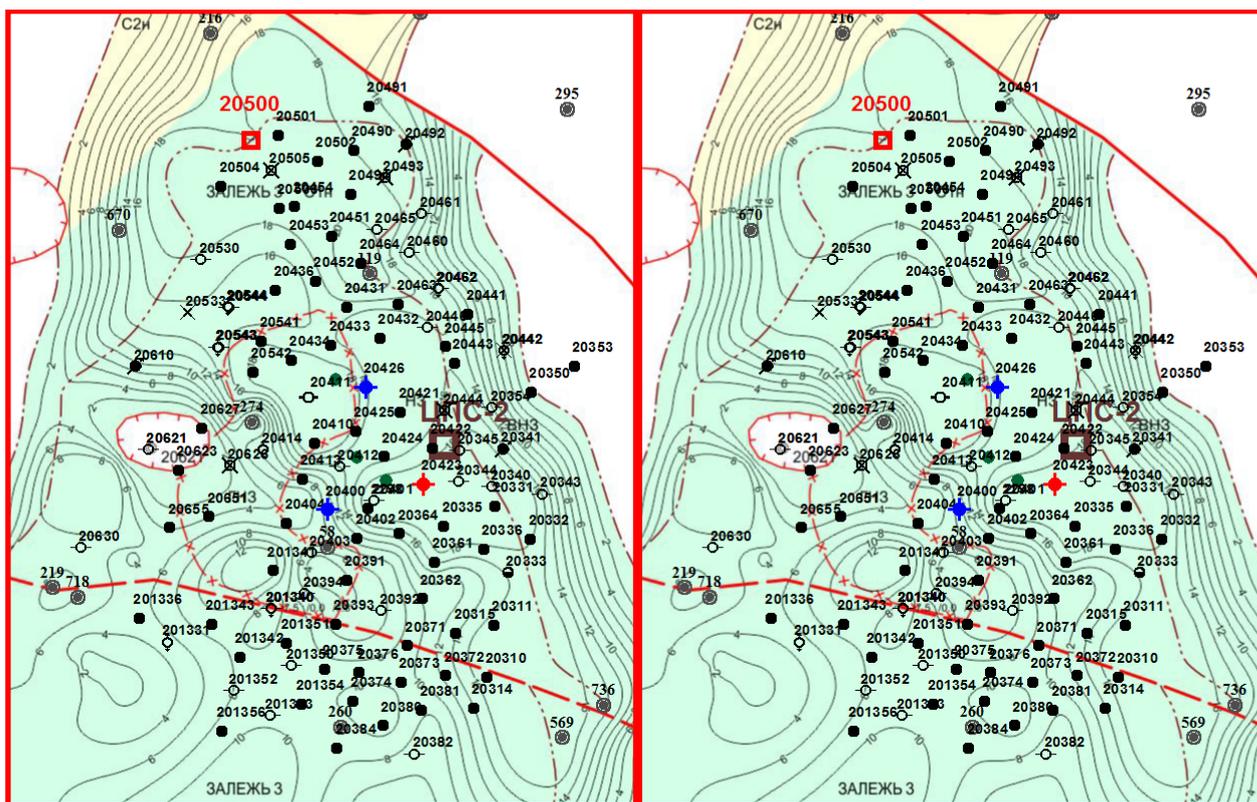


Рисунок 4.26 – Организация полигона для реализации ППД на пробуренном фонде залежи 3 пласта БУ₁₁²

Запасы нефти Заполярного месторождения содержатся в пластах БТ₆₋₈, БТ₁₀¹, БТ₁₁⁰ и БТ₁₁. Наиболее изученными являются запасы пластов БТ₁₁⁰ (кат. С₁ 95 %) и БТ₁₁ (кат. С₁ 69 %), промышленная значимость нефтяной оторочки БТ₆₋₈ несмотря на наличие категории С₁ не подтверждается результатами испытания скважин. К тому же, проведение опытных работ в пределах оторочек пластов БТ₆₋₈, БТ₁₀¹ осложняет разработка газовых шапок. Участок для проведения опытных работ целесообразно выбирать в пределах пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁, которые в настоящее время не разрабатываются [101-105].

Согласно утвержденному проектному документу, проведение пробной эксплуатации пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁, сгруппированных в один эксплуатационный объект III, планируется в течение трех лет, начиная с 2018 г. В ходе пробной эксплуатации нефтяных скважин и анализа полученных промысловых данных необходимо установить:

– возможность совместной эксплуатации пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁. Так как эти пласты характеризуются различиями флюидальных контактов, это может осложнить их разработку горизонтальными скважинами ввиду опасности прорыва

свободного газа и пластовых вод. Это потребует повышенного внимания к процессу крепления при строительстве таких скважин (Таблица 4.6);

Таблица 4.6 – Сведения о положении контактов в продуктивных залежах пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ Заполярного месторождения.

Пласт	Залежь	Тип залежи	ГНК (ГВК)			ВНК		
			(а.о.), м			(а.о.), м		
			от	до	принято	от	до	принято
Пласт БТ ₁₁ ⁰	северо-западная	пластовая, СТЛЭ	-2985,0	-2985,0	-2985,0	-	-	-
	восточная	пластовая, СТЛЭ	-3094,0	-3094,0	-3094,0	-3152,2	-3152,2	-3152,2
	южная	пластовая, СТЛЭ	-3111,0	-3111,0	-3111,0	-3150,0	-3150,0	-3150,0
Пласт БТ ₁₁	восточная	пластовая, СТЛЭ	-3069,3	-3069,3	-3069,0	-3152,3	-3152,3	-3152,0
	южная	пластовая, СТЛЭ	-3138,0	-3138,0	-3138,0	-3174,0	-3174,2	-3174,0

– в период пробной эксплуатации рассматривается строительство 6 скважин: 3 скважины с длиной забоя – 400 м; 3 скважины с длиной забоя – 600 м. Это позволит определить целесообразность увеличения длины горизонтального окончания с 400 до 600 метров.

Испытания указанных пластов, в ходе которых 9 из 45 скважин дали приток нефти, производились на этапе разведочного бурения.

При этом наилучшей продуктивной характеристикой, а также значением полученного дебита нефти характеризуются разведочные скважины №№ 51, 66, 65, 79, для которых максимальный суточный дебит нефти во время испытаний составил 176 м³/сут. Учитывая результаты испытания и анализ зоны с низкими значениями мощности эффективных нефтенасыщенных толщин (Рисунок 4.27), участками для пробной эксплуатации, могут быть разведочные скважины 51 и 66.

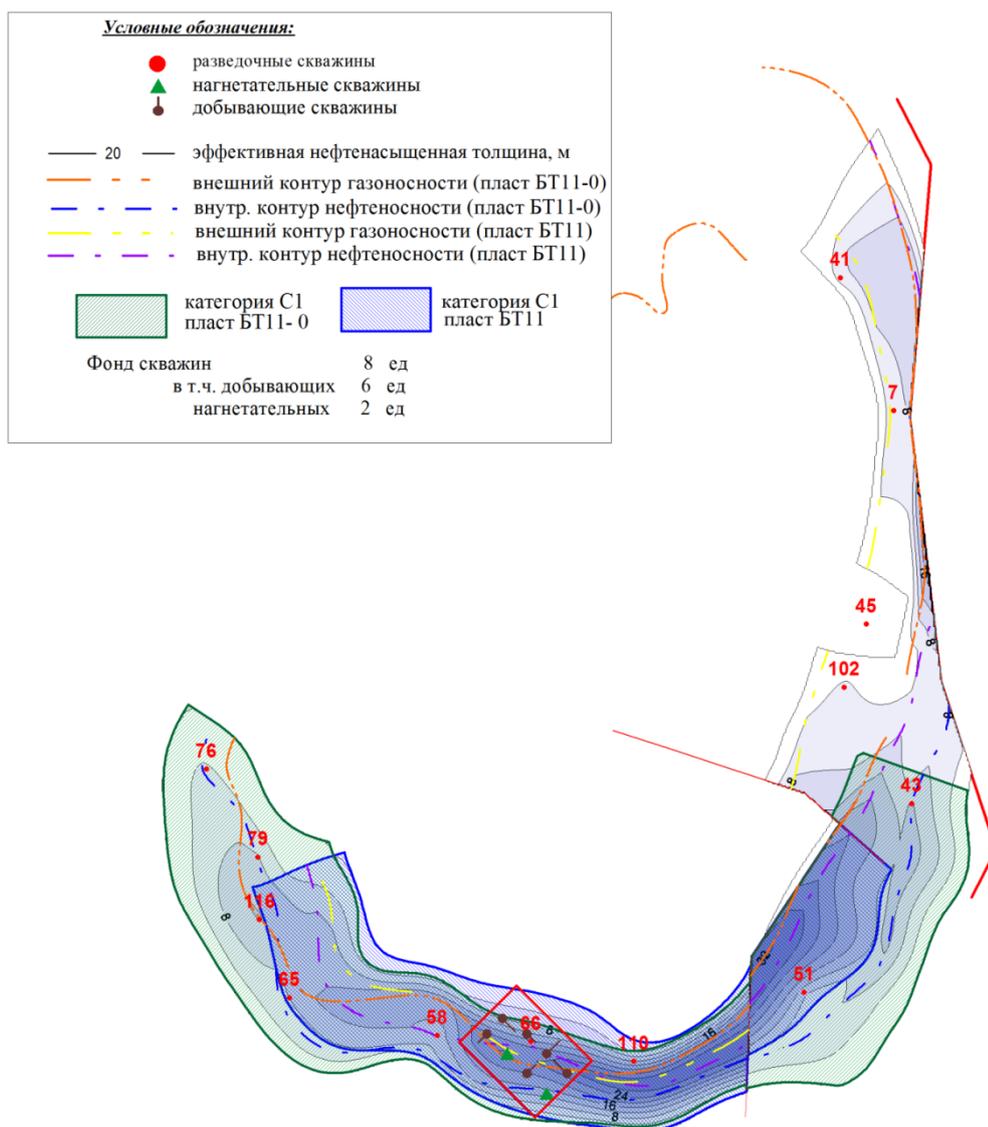


Рисунок 4.27 – Полигон для реализации ППД на Заполярном НГКМ на карте эффективных нефтенасыщенных толщин пластов БТ₁₁⁰- БТ₁₁

По результатам испытания скважины 51, промышленный приток нефти был получен из пласта БТ₁₁, и составил 110 м³/сут. Испытания пласта БТ₁₁⁰ не проводилось. По результатам испытания разведочной скважины 66, промышленный приток нефти был получен как во время испытания пласта БТ₁₁⁰, так и во время испытания пласта БТ₁₁, и составил 138 м³/сут и 75 м³/сут нефти соответственно.

Анализ геолого-промысловых материалов показал, что только зона расположения одной разведочной скважины характеризуется испытанной продуктивностью двух пластов, потому для дальнейшего проектирования проведения ОПР был выбран район разведочной скважины 66, где и предлагается

организовать опытный полигон для проведения работ по закачке в пласт различных агентов воздействия. Основная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов в районе полигона представлена в Таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов в районе полигона Заполярного месторождения

Наименование	В среднем по пластам	Район полигона
Средняя общая толщина, м	11,2	12,7
Нефтенасыщенная толщина, м	7,6	9,6
Коэффициент пористости (нефт.оторочки), д.ед.	0,139	0,136
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0,5	0,49
Начальное пластовое давление, МПа	30,9	30,9
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	27	16,9
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,72	0,73

Следующим шагом возможно рассмотреть переход к нагнетанию воды (газа) в скважину 20423. Цель этого этапа заключается в понимании, как изменяются динамика поглощения и рабочие параметры в процессе закачки. На этом этапе целесообразно применение индикаторных методов исследований. Трассерные исследования способствуют повышению качества принимаемых решений по выбору воздействия на пласт за счет многократного увеличения информативности получаемых с промысла данных [83].

Опытно-промышленные работы (ОПР) по пластам БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ предусматривают бурение восьми скважин, в том числе шесть добывающих и двух нагнетательных.

4.3 Технологическое оборудование для водогазового воздействия на нефтегазоконденсатные залежи Уренгойского месторождения

Основные показатели варианта водогазового воздействия на нефтесодержащие пласты Уренгойского месторождения приведены в Таблице 4.8.

Для обеспечения приведенных характеристик с применением отдельных насосных и компрессорных станций [97-100] требуется оснащение БКНС насосами типа ЦНС 180-1050, обеспечивающими подачу в 180 м³/ч, напор 1050 м при

номинальной мощности двигателя в 800 кВт. Максимальное количество насосов – 5 единиц (три рабочих, два – резервных) потребуется в период с 2030 по 2038 гг. при соотношении вода : газ сепарации – 2:1 и с 2032 по 2036 гг. при соотношении вода : газ сепарации – 1:1. Для варианта с соотношением воды : газ сепарации – 1:2 – максимальное число насосных агрегатов – 3 штуки (два – рабочих, один – резервный) требуется с 2028 по 2057 гг. Производительность требуемой установки подготовки газа для приведенных соотношений воды и газа сепарации составляет 0,5, 0,7 и 1 млрд. м³/год, соответственно.

Таблица 4.8 – Основные характеристики варианта водогазового воздействия на Уренгойском месторождении

Основные показатели варианта:	Соотношение вода/газ		
	2:1	1:1	1:2
Используемый газ	газ сепарации		
Давление нагнетания для воды, МПа	4,9		
Давление нагнетания для газа, МПа	24,5		
Максимальный расход воды, ст.м ³ /ч	482,1	433,4	365,6
Максимальный расход газа, ст.м ³ /ч	29763	53311	90982

В качестве компрессорных агрегатов предлагается использовать следующие:

1) четырехцилиндровые поршневые компрессоры Ariel JGT/4, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 21011 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 1106 кВт (соотношение вода : газ сепарации – 2:1) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2028 по 2037 гг. (два – рабочих, один – резервный);

2) двухцилиндровые поршневые компрессоры Ariel KBZ/2, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 32302 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 1779 кВт (соотношение вода : газ сепарации – 1:1) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2028 по 2042 гг. (два – рабочих, один – резервный);

3) четырехцилиндровые поршневые компрессоры Ariel KBU/4, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 55034 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 2951 кВт (соотношение вода : газ сепарации –

1:2) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2028 по 2044 гг. (два – рабочих, один – резервный).

4.4 Технологическое оборудование для водогазового воздействия на нефтегазоконденсатные залежи Заполярного месторождения

Основные показатели варианта водогазового воздействия на нефтесодержащие пласты Заполярного месторождения приведены в Таблице 4.9.

Для обеспечения приведенных характеристик с применением отдельных насосных и компрессорных станций требуется оснащение БКНС насосами типа ЦНС 63-1800, обеспечивающими подачу в 63 м³/ч, напор 1800 м при номинальной мощности двигателя в 800 кВт. Максимальное количество насосов – 3 единицы (два рабочих, один – резервный) потребуется в период с 2032 по 2108 гг. при соотношениях вода: газ сепарации – 2:1 и 1:1. Для варианта с соотношением воды:газ сепарации – 1:2 – максимальное число насосных агрегатов – 3 штуки (два – рабочих, один – резервный) требуется с 2031 по 2058 гг. Производительность требуемой установки подготовки газа для приведенных соотношений воды и газа сепарации составляет 0,5 млрд. м³/год.

Таблица 4.9 – Основные характеристики варианта водогазового воздействия на Заполярном месторождении

Основные показатели варианта:	Соотношение вода/газ		
	2:1	1:1	1:2
Используемый газ	газ сепарации		
Давление нагнетания для воды, МПа	14,7		
Давление нагнетания для газа, МПа	29,4		
Максимальный расход воды, ст.м ³ /ч	87,3	84,3	82,1
Максимальный расход газа, ст.м ³ /ч	31803,7	34132,4	42233,6

В качестве компрессорных агрегатов предлагается использовать следующие:

1) двухцилиндровые поршневые компрессоры Agiel KBZ/2, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 20113 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 1183 кВт (соотношение вода : газ сепарации –

2:1) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2025 по 2097 гг. (два – рабочих, один – резервный);

2) двухцилиндровые поршневые компрессоры Ariel KBZ/2, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 32302 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 1779 кВт (соотношение вода : газ сепарации – 1:1) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2025 по 2099 гг. (два – рабочих, один – резервный);

3) четырехцилиндровые поршневые компрессоры Ariel JGC/4, с двумя ступенями сжатия, обеспечивающие закачку 24247 ст. м³/ч (одним агрегатом), с номинальной мощностью двигателя 1533 кВт (соотношение вода : газ сепарации – 1:2) или аналогичные, при этом максимальное число агрегатов придется на период с 2026 по 2095 гг. (два – рабочих, один – резервный).

Таким образом, результаты исследований фильтрационных характеристик вытеснения нефти газовыми агентами позволили выявить преимущества водогазового воздействия при разработке нефтяных оторочек. ОПР на полигонах позволят выявить основные закономерности вытеснения нефти последовательной закачкой газа сепарации и воды, на основании которых будут реализованы расстановка нагнетательных и добывающих скважин и режимы закачивания рабочих агентов, обеспечивающих максимальную эффективность разработки нефтегазовых залежей Заполярного и Уренгойского месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обоснована логистическая структура используемых методов исследования параметров терригенного коллектора и пластовых флюидов нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений, способствующая решению прогностических задач вытеснения нефти газовыми агентами и повышению точности прогнозирования технологических показателей разработки при водогазовом воздействии.

2. Установлена эффективность водогазового воздействия с применением газа сепарации повышать коэффициент вытеснения нефти по сравнению с технологией заводнения, на основе результатов интерпретации проведённых вычислительных экспериментов и фильтрационных исследований по моделированию технологии вытеснения нефти газовыми агентами.

3. Доказано, что циклическое воздействие на нефтяную оторочку водой и газом сепарации при численном значении соотношения 1 часть воды/ 2 части газа сепарации, обеспечивает улучшение фильтрационных характеристик вытеснения нефти и повышает коэффициент извлечения нефти по сравнению с применением только газовых агентов воздействия или заводнения.

4. Обоснован алгоритм разработки технологии водогазового воздействия на нефтяные оторочки нефтегазовых залежей, предусматривающий создание экспериментального полигона, что обеспечит комплексное опытно-промышленное исследование технологических условий эффективного воздействия на терригенные коллектора при промышленной разработке месторождений.

5. Выявлены закономерности изменения характера поведения относительных фазовых проницаемостей, по результатам исследований физических моделей и вычислительных экспериментов процесса вытеснения нефти газом сепарации, диоксидом углерода и азотом, необходимые для формирования и принятия решений по технологиям разработки нефтяных оторочек нефтегазовых залежей.

6. Принятые к внедрению разработанные в диссертации положения, учитывающие особенности вытеснения нефти газовыми агентами и способность водогазового воздействия повышать эффективность освоения нефтяных оторочек

нефтегазовых залежей, позволяют апробировать технологию водогазового воздействия на кольцевой оторочке пласта БУ₁₁² Уренгойского НГКМ и козырьковой оторочке пласта БТ₁₁ Заполярного НГКМ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ГДМ – гидродинамическая модель
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГС – скважина с горизонтальным окончанием
- ГФХ – геолого-физические характеристики
- Кво – блочная кустовая насосная станция
- БКНС – компрессорная насосная станция
- Кп – коэффициент пористости
- Кпр – коэффициент проницаемости
- ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
- МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы
- ННС – наклонно-направленные скважины
- НФП – низкий фильтрационный потенциал
- ОПР – опытно-промышленные работы
- ППД – поддержание пластового давления
- ПСС – плотность сетки скважин
- ПТД – проектно-технический документ
- ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы
- ТЭО – технико-экономическая оценка
- ТЭП – технико-экономические показатели
- УВС – углеводородное сырье
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- ЧНЗ – чисто нефтяная зона
- ЭННТ – эффективные нефтенасыщенные толщины
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ВГВ – водогазовое воздействие
- ОФП – относительные фазовые проницаемости

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Грачев С.И. Детерминированные и стохастические модели для контроля и регулирования гидросистем нефтяных промыслов: монография в 2 томах. Т. 1./С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.Т. Хусаинов. – Тюмень: ТИУ, – 2016. – 396 с.
2. Вафин Р.В. Основы извлечения вязких недонасыщенных газом нефтей из карбонатных коллекторов водогазовым воздействием на пласт. Автореф. д-ра техн. наук, ГУП «ИПТЭР», Уфа, – 2009. – 44 с.
3. Шарафутдинов Р.Ф. Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами / Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко // Экспозиция нефть газ – 2016. - №4(50). – С.54-59. (авторское участие 30 %).
4. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. - М.:ВНИИОЭНГ, 1994. – 346 с.
5. Chemical Floods: Costly but Emerging// J. of Petrol. Technol. – 1981. – V. 33. – № 12. – P. 2409-2411.
6. Lake L. EOR Fundamentals. University of Texas at Austin. The Society of petroleum engineer. (по материалам сайта www.oil-Info.ru.)
7. Martin F.D. Mechanical degradation of polyacrilamide solutions in core plugs from several carbonate reservoirs. SPE / DOE 4th Symp. Enhanc. Oil Recov. Tulsa, Okla, Apr. 16-18, 1984. Proc. V.1. Dallas, Tex., 1984. – P. 209-222.
8. Novosad J. The effect of rock heterogeneity and wettability on chemical flooding. «3rd Eur. Veet. Impr. Oil Recovery, Roma, 16-18 Apr., 1985. Proc. Vol. 2». Roma, 1985. – P. 145-153.
9. Seymour R.B. Polimerov solubles en aqua utilizados para mejorar la recuperacion de petroleo // Rev. Plast. Mod. – 1985. – V. 36. – № 353. – С. 592, 597.
10. Проведение полимерного заводнения на месторождениях США// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1986. – № 15. – С. 1-7.
11. Оценка преимуществ и недостатков полимерного заводнения в США // ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1986. – № 10. – С. 11-14.

12. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности//ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1974. – 97 с.

13. Алмаев Р.Х. Исследование эффективности применения водных растворов ОП-10 совместно с полимерами акриламида/ Р.Х. Алмаев, Л.В. Базекина, А.В.Губцина, Р.К. Ханов // Тр. ин-та/ БашНИПИнефть. – 1984. – Вып. 69. – С. 102-109.

14. Гарейшина А.З. [и др.]. Сравнительная оценка биологической деструкции полимерных растворов// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1987. – №2. – С.8-10.

15. Кукин В.В. Повышение эффективности использования полимеров путем снижения механической деструкции / В.В. Кукин, И.Д. Пик, Ю.В. Соляков, И.А. Швецов // Разработка нефтяных месторождений и увеличение нефтеотдачи пластов//Тр. ин-та/ Гипростокнефть. – 1982. – С. 104-108.

16. Кирсанов С.А. Методические основы построения актуализации и оценки качества цифровых гидродинамических моделей месторождений с залежами газа С.А. Кирсанов, Р.Ф. Шарифутдинов, С.И. Грачев, А.С. Самойлов. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. – 196 с.

17. Кукин В.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов / В.В. Кукин, Ю.В. Соляков //ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1982. – 45 с.

18. Леви Б.И. Влияние катионообменных процессов на эффективность полимерного заводнения / Б.И. Леви, В.М. Санкин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – № 5. – С. 14-17.

19. Мазер А.О. Экспериментальное изучение влияния смачиваемости на эффективность полимерного заводнения. Деп. Во ВНИИОЭНГ 16.01.85 г., № 1135нг-85 Деп. - 97 с.

20. Оганджаниянц В.Г., Афанасьев Д.Е., Щербинова Т.Г. Характеристики фильтрации водных растворов ПАА в низкопроницаемых коллекторах// Методы повышения нефтеотдачи пластов/ Тр. ин-та/ВНИИнефть. – 1986. – Вып. 96. – С. 5- 13.

21. Трофимов А.С. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов /А.С. Трофимов, С.В. Бердников, И.Е. Платонов и др. –Санкт-Петербург:ООО «НПО «Профессионал». – 2010. – 252 с.

22. Швецов И.А. Исследование возможности применения полимерного заводнения на месторождении Каламкас / И.А. Швецов, К.Г. Уркаев, А.Н. Горбатова, Г.А. Бакаев – В кн.: Разработка нефтяных месторождений и увеличение нефтеотдачи пластов: Тр. ин-та/Гипростокнефть. – 1982. – С. 109-115.

23. Оценка биодegradации полиакриламидов в процессе полимерного заводнения нефтяных пластов и способы ее предотвращения/ Л.И. Яюс, Е.Е. Лебедева, А.З. Гарейшина, Р.С. Гиниятуллин// 3 Всес. конф. по биоповреждениям. Донецк, 19-21 окт., 1987. Тез. докл. Ч. 1. – М.: 1987. – 147 с.

24. Полимер для обработки призабойной зоны скважин в целях уменьшения обводненности продукции// Э.И. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 13. – С. 19-20.

25. РД 39-23-666-81. Комплексное исследование водорастворимых полимеров (методические указания). Куйбышев: Гиростокнефть, 1981. – 84 с.

26. Уркаев К.Г., Швецов И.А., Соляков Ю.В. Влияние проницаемости пористой среды на фильтрационные свойства растворов полимеров / К.Г. Уркаев, И.А. Швецов, Ю.В. Соляков // Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 7. – С. 17-19.

27. Стреков А.С. Оценка влияния геолого-физических параметров нефтяного пласта на фильтрационные свойства полимерных растворов // Изв. АН АзССР. – Сер. Науки о Земле. – 1986. – №5. – С. 96-99.

28. Агзамов Ф.А., Морозов Д.В. Применение биополимеров для водоизоляции пластов – 8 с.// По материалам сайта http://www.ogbus.ru/authors/Agzamov/Agzamov_1.pdf

29. Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 12. – С. 22-24.

30. Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., Рахимкулов И.Ф. Адсорбция полимеров акриламида на кварцевых песчаниках// Нефтепромысловое дело. – 1982. – №6. – С. 13-15.

31. Калашников В.Н. Гидродинамика разбавленных растворов полимеров// Тр ин-та/МИНГ. – 1991. – № 228. – С. 43-57.

32. Батулин Ю.Е. Технология разработки нефтегазовых и водонефтегазовых залежей с обширной подгазовой зоной и тонкой нефтяной оторочкой. /Материалы совещаний //Комплексность выработки запасов нефти и газа при разработке нефтегазовых залежей. Москва: ВНИИОЭНГ, - 1991.- С.11-26.

33. Батулин Ю.Е., Медведев Н.Я., Сонич В.П., Юрьев А.Н. Методы разработки сложнопостроенных нефтегазовых залежей и низкопроницаемых коллекторов //Нефтяное хозяйство, 2002.- № 6.- С. 104-109.

34. Трофимов А.С. Альтернативность технологии заводнения на основе газовых методов повышения нефтеотдачи /С.А. Трофимов, С.В. Мигунова //5-я науч.-техн. конф. В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: Тес. Докл. –М., 2003.- С. 77-78.

35. Андреева Н. Н. Результаты опытно-промышленных работ водогазового воздействия на Самотлорском месторождении / Н.Н. Андреева, С.А. Трофимов, С.В. Мигунова //Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Материалы Всерос. конф. Ухти: УГТУ, 2003. - С. 190-191.

36. Андреева Н.Н. Газовые методы повышения нефтеотдачи / Н.Н.Андреева, С.А. Трофимов, С.Н. Мигунова // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы: Материалы Всерос. конф. – Ухта: УГТУ, 2003. – С.190-191.

37. Трофимов А.С. Экологическое обоснование использования водогазового воздействия в условиях Западной Сибири / С.А. Трофимов, Е.И. Гаврилов, С.В. Мигунова // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. Междунар. симпоз. - М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. - С. 387-388.

38. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: «Струна», -1998. – 628 с.

39. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. / Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 52 с.

40. Трофимов А.С. Газовое и водогазовое воздействие с использованием методов регулирования на Самотлорском месторождении / С.А. Трофимов, Н.Р.Кривова, С.П. Шатило, С.В. Гусев, А.Л. Зарубин, Ф.Ф. Галлиев, Д.Гилимьянов, С.В. Мигунова // Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи: IV Междунар. симпоз. - М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2005.-С. 216-223.

41. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность - 2006, - №2, - С.27-30.

42. Трофимов А.С. Водогазовое воздействие / С.А. Трофимов, С.В. Мигунова, И.Е. Платонов, С.Т. Полищук// Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: 6-я науч.-техн. конф. посвящ. 75-летию РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина: Тез. докл.-М., – 2005.-Т.1 . – С. 146-147.

43. Трофимов А.С. Анализ реализации водогазового воздействия на нефтяные пласты первоочередного опытного участка Самотлорского месторождения. В кн. «Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов», / А.С. Трофимов, С.П. Верес, С.В. Гусев, И.П. Талызина // М.: МНТК Нефтеотдача, – 1989. - С.60-64.

44. Трофимов А.С., Мигунова С.В., Гаврилов Е.И. Экологическое обоснование использования водогазового воздействия в условиях Западной Сибири // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного симпозиума, 17-19 марта 2004 г. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, – 2004. – 387 с.

45. Трофимов А.С., Поняев С.В., Мигунова С.В. Газовые методы, как методы увеличения нефтеотдачи // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного симпозиума, 17-19 марта 2004 г. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, – 2004. – С. 400.

46. Трофимов А.С., Поняев С.В., Мигунова С.В. Результаты водогазового воздействия на пласт АВ11 Самотлорского месторождения // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Труды международного симпозиума, 17-19 марта 2004 г. – М.: Институт нефтегазового бизнеса - 2004. – С. 410.

47. Трофимов А.С., Вашуркин А.И. Выбор расчетной модели для изучения водогазового воздействия на пласт/ Исследование в области геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Сборник научных трудов СибНИИ НП. – Тюмень, – 1982. - 253 с.

48. Трофимов А.С., Вашуркин А.И., Ложкин Г.В. Обобщение лабораторных исследований водогазового воздействия на пласт, ДСП // Вопросы подсчета запасов и нефтеотдачи месторождений Западной Сибири: Сборник научных трудов СибНИИ НП. – Тюмень - 1983. - 102 с.

49. Трофимов А.С. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения / А.С. Трофимов, Е.П. Ефремов, А.И. Вашуркин, Г.К. Цымлянский, С.В. Королев // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. - 301 с.

50. Трофимов А.С., Демченко В.А., Верес С.П. Регулирование газового воздействия пеногелевыми системами // Тез. докл. 2-й Всесоюзной научно-технической конференции ТИИ. – Тюмень - 1989. - 132 с.

51. Трофимов А.С., Верес С.П., Юй-Де-Мин Т.С., Гусев С.В. Состояние опытно-промышленных работ по внедрению водогазового воздействия на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов координационного совещания-семинара по газовым методам повышения нефтеотдачи пластов: Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов. – М. - 1989. - 254 с.

52. Трофимов А.С. Анализ реализации водогазового воздействия на нефтяные пласты первоочередного опытном участка Самотлорского месторождения, ДСП / А.С. Трофимов, С.П. Верес, С.В. Гусев, И.П. Талызина // Сборник научных трудов координационного совещания-семинара по газовым методам повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов. – М. - 1989. - 97 с.

53. Трофимов А.С. Анализ текущего состояния и перспективы применения методов ПНП на месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз» / А.С. Трофимов, С.В. Гусев, О.В. Дмитриев, С.А. Жданов // Нефтепромысловое дело. – М. - 1992. – 72 с.

54. O.M.McLaughlin, R.S.Haszeldeine, A.E.Fallick, G.Rogers. Cementation and diag-onetic fluid mixing in South Brae oil field, North Sea, U.K. AAPG Bulletin, Vol./Issue 74; Annual Convention and Exposition of the AAPG; 3-6 June 1990, San Francisco, CA (USA).

55. SPE 71487. A.Drummond, T.Fishlock, P.Naylor, B.Rothkopf. An evaluation of post-waterflood depressurization of the South Brae field, North Sea. Paper presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September - 3 October 2001, p.p. 1-8.

56. SPE 62990. D.J.Jethwa, B.W.Rothkopf, C.I.Paulson. Successful miscible gas injection in a mature U.K. North Sea field. Paper presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, October 2000, p.p. 1-10.

57. SPE 97262. O.S.Shokoya, S.A.Metha, R.G.Moore, B.Maini. Effect of oil and flue-gas compositions on oil recovery in the flue-gas/light-oil injection process. Paper presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 9-12 October 2005, p.p. 1-14.

58. G.J.Fulco. Case history of miscible gas flooding in the Powder River Basin North Buck Draw Unit. Paper presented at the 1999 SPE Rocky Mountain Regional Meeting held in Gillette, Wyoming, 16-18 May 1999, p.p. 1-19.

59. SPE 90288. F.Rodriguez, J.L.Sanches, A.Galindo-Nava. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant Akal reservoir in the Cantarell Complex. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26-29 September 2004, p.p. 1-5.

60. O.S.Shokoya, S.A.Metha, R.G.Moore, B.B.Maini. An environmentally-friendly process for improved recovery from light oil reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology, August 2005, Vol. 44, No 8, p.p. 49-54.

61. Шарафутдинов Р.Ф. Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами / Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, А.С. Самойлов, А.Н. Нестеренко // Экспозиция нефть газ – 2016. - №4(50). – С.54-59. (авторское участие 30 %).

62. Шарафутдинов Р.Ф. Использование гидродинамического моделирования при оценке влияния величины текущего пластового давления на время освоения скважины после проведения гидроразрыва пласта / Р.Ф. Шарафутдинов, И.Ю. Левинский, В.С. Смирнов, А.С. Гушинец // Экспозиция нефть газ – 2016. - №4(50). – С.41-43. (авторское участие 35 %).

63. Намиот А.Ю., Фаткуллин А.А. Экспериментальное исследование вытеснения нефти азотом при высоких давлениях. В кн. «Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов», М.: МНТК Нефтеотдача, – 1989, – С.33-35.

64. Шарафутдинов Р.Ф. Особенности физического моделирования на керне вытеснения нефти газовыми агентами. / Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, М.Г. Ложкин, А.С. Самойлов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз» / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; гл. ред. В.Н. Маслов. – Тюмень, 2017. – С.116-121. (авторское участие 55 %).

65. Шарафутдинов Р.Ф. Анализ специальных исследований керна месторождений севера Тюменской области / Р.Ф. Шарафутдинов, И.Ю. Левинский, С.Г. Солдатов, М.А. Моисеев // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»: 2011 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз», - Тюмень. – 2011. – С.191-192. (авторское участие 45 %).

66. ГОСТ 9293-74 Азот газообразный и жидкий. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2007. - 137 с.

67. ГОСТ 8050-85 Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия. (С изм. 1-3). – М.: Издательство стандартов, 1985. - 24 с.

68. ТУ 51-841-87 Метан газообразный высокой чистоты. Технические условия. – Министерство газовой промышленности, 1987. - 23 с.

69. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей – М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. - 53 с.

70. Шарафутдинов Р.Ф. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами (статья) / Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, М.А. Моисеев, А.С. Самойлов // Экспозиция нефть газ – 2017. - №3(56). – С.28-33. (авторское участие 35 %).

71. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации // Породы горные. Методы определения коллекторских свойств: Сб. ГОСТов. - М.: Издательство стандартов, 1985. - 17 с.

72. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением // Породы горные. Методы определения коллекторских свойств: Сб. ГОСТов. - М.: Издательство стандартов, 1985. - 8 с.

73. СТЛ 223.13.17.140/2013 Породы горные. Методика измерений насыщенности при разных капиллярных давлениях, создаваемых путем центрифугирования.– Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013.

74. СТЛ 223.13.17.112/2013 Породы горные. Методика измерений насыщенности при разных капиллярных давлениях, создаваемых методом полупроницаемой мембраны.– Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013.

75. ОСТ 39-235-89 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М., 1989.

76. Ушаков В.С. Исследования вытеснения нефти газовыми агентами на моделях керна нижнемеловых отложений Уренгойского и Заполярного месторождений. / В.С. Ушаков, Р.Ф. Шарафутдинов // Академический журнал Западной Сибири. № 1 (68), Том 13. - 2017. - С.15-16. (авторское участие 60 %).

77. Шандрыгин А.Н. Современные МУН и ОПЗ. Обоснование применения в ТЭО КИН и проектных документах / Материал Семинара SPE 05.2012 г. - 43 с.

78. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1987. - 19 с.

79. Шарафутдинов Р.Ф. Обоснование технологий воздействия на пласт, плотности сетки и системы размещения скважин с использованием газо-гидродинамической модели на примере нефтегазоконденсатных залежей Заполярного НГКМ / Р.Ф. Шарафутдинов, И.Ю. Левинский, С.Г. Солдатов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»: 2011 г., ООО «ТюменНИИгипрогаз», - Тюмень. – 2011. – С.193-194. (авторское участие 60 %).

80. Концепция технического регулирования в ОАО "Газпром". Утвержд. приказом ОАО "Газпром" от 17 сентября 2009 г. N 302.- 30 с.

81. Паспорт Программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года. – Москва, 2016.- 77 с.

82. Предложения к выбору типа цифровой гидродинамической модели и к особенностям моделирования закачки газа для увеличения нефтеотдачи / Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, А.С. Самойлов, А.В. Шварц, Т.П. Глазов //Наука и техника в газовой промышленности №4(96), ООО «Газпром ВНИИГАЗ», – 2023. – С. 3-13.

83. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. — М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 659 с.

84. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи / В.А. Коротенко, А.Б. Кряквин, С.И. Грачев, А.А. Хайруллин, А. А. Хайруллин // ТюмГНГУ. – 2014 г. – 220 с.

85. Аналитический обзор зарубежного опыта по газовому и водогазовому воздействию на пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов: Аналитический отчет / И.А. Куренков // Москва, 2007 г. – с. 234.

86. Миронов Т.П. [и др.]. Добыча нефти в США/ // ОИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1980. – 52 с.

87. Мицеллярно-полимерное заводнение с использованием бактерицидов в США// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1986. – № 19. – С. 9-10.

88. Опыт проведения полимерного заводнения на месторождениях США// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1986. – № 12. – С. 9-14.

89. Сравнение экономических показателей методов повышения нефтеотдачи и некоторых процессов получения искусственного жидкого топлива// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. Зарубежный опыт. – 1982. – № 16. – С. 1-5.

90. Сургучев М.Л. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов/ М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 230 с.

91. Современное состояние химических методов повышения нефтеотдачи// ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 14. – С. 3-7.

92. Состояние изученности методов повышения нефтеотдачи пластов/М.Л. Сургучев, С.А. Жданов, В.Е. Кашавцев, Г.С.Малютина// Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 11. – С. 27-29.

93. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. – ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 16. – С. 6-8.

94. Берлин А.В. Классификация физико-химических МУН / А.В. Берлин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»». - Выпуск 22 – 2011. – С. 20-30.

95. Берлин А.В. Микронеоднородность нефтесодержащих пород// Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 6. – С.34-36.

96. Берлин А.В. Результаты лабораторных исследований физико-химического воздействия в карбонатных коллекторах// Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3. – С. 53-56.

97. Исследование условий эффективного применения химических реагентов для повышения нефтеотдачи пластов при заводнении. Этап 1. Мишкинское месторождение/ Отчет о НИР/ Рук. А.В. Берлин. Ижевск, 1993, фонды УдмуртНИПИнефть (ныне фонды ЗАО «ИННЦ»).

98. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 120-122.

99. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Боксерман, И.Т. Мищенко // Нефть и Капитал. «Технологии ТЭК». – 2006. – № 6 (31). – С. 47-52.

100. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г. Состояние и перспективы внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в мире / Х.Х. Гумерский, Ю.Г. Мамедов // Интервал. – 2001. – № 12(35). – С. 10-17.

101. Иванова Е.Г. Добыча нефти в результате реализации методов повышения нефтеотдачи в США и других странах Мира // ЭИ. Сер. Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – 1992. – № 11. – С. 1-9.

102. Телин А.Г. [и др.]. Оценка факторов, влияющих на коэффициенты вытеснения нефти для условий месторождений АО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 32-35.

103. Хисамутдинов Н.И. [и др.]. Опыт применения физико-химического циклического заводнения для повышения нефтеотдачи пластов. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1991. – 80 с.

104. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.

105. Гусев С.В. Роль потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / С.В. Гусев // Материалы Международной научно-практической конференции. Казань. – 2007. – С.38-43.

106. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 42-45.

107. Концепция технического регулирования и стандартизации ПАО «Газпром».- Утвержд. приказ. ПАО «Газпром» от 19 сентября 2023 г. № 353.- 10 с.

108. Программа мероприятий по техническому регулированию и стандартизации в ПАО «Газпром» и его дочерних обществах на 2023-2025 годы. – Утвержд. распоряжением ПАО «Газпром» от 17 мая 2023.- № 205. – 121 с.

109. Степанова Г.С., Жустарев В.В. Термодинамическое обоснование метода газового воздействия на месторождении Тенгиз. В кн. «Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов», М.: МНТК Нефтеотдача, – 1989.- С. 23-25.

110. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойл пресс. – 2006. – 200 с.

111. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами / Д.Г. Антониади // - М.: Недра, – 1995. – С. 311.

112. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, – 1988. – 422 с.

113. Елецкий С.В. Новые ARP-модели для решения некоторых задач управления разработкой месторождений нефти и газа /С.В. Елецкий, А.А. Ручкин. – Тюмень, ТННЦ, – 2019. - 138 с.

114. Шарафутдинов Р.Ф. Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных/ Р.Ф. Шарафутдинов, А.С. Самойлов, Н.Ю. Колотыгина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – 2024. - №3. – 114-124 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сопоставительная технико-экономическая оценка эффективности методов разработки нефтяных оторочек при воздействии на пласт различными рабочими агентами с учетом результатов проведенных лабораторно-экспериментальных исследований и сопоставительной оценки технологической эффективности

Результаты проведенных лабораторно-экспериментальных исследований эффективности технологий разработки нефтяных оторочек при воздействии на пласт различными рабочими агентами показали, что наиболее эффективными методами воздействия являются: применение последовательной закачки газа и воды (ВГВ) и вытеснение углекислым газом. Вытеснение высоковязкой нефти наиболее эффективно при использовании в качестве вытесняющего агента раствора ПАА. Наименее эффективными методами воздействия, с точки зрения технологической эффективности, оказались закачка азота и газа сепарации (Таблица А.1).

С целью обобщения полученных результатов и выполнения сопоставительной технико-экономической оценки эффективности методов разработки нефтяных оторочек при воздействии на пласт различными рабочими агентами с учетом результатов проведенных лабораторно-экспериментальных исследований выполнены технико-экономические расчеты согласно методике, описанной ниже для пласта БУ₁₁² Уренгойского НГКМ, пластов БТ₁₁⁰⁻¹¹ Заполярного НГКМ, являющихся наиболее перспективными для организации опытных работ.

Опыт проектирования разработки нижнемеловых отложений рассматриваемых месторождений свидетельствует, что наиболее эффективной системой поддержания пластового давления является семиточечная обращенная система, предусматривающая соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2:1.

Исходя из указанного условия, выполнено моделирование процесса разработки рассматриваемых объектов при сопоставимых условиях (геологические запасы, система воздействия на пласт, количество скважин 3 ед. - 2 добывающих и 1 нагнетательная, плотность сетки - 16 га/скв., коэффициент охвата - 0,5 д. ед, период расчета 30 лет), отличающихся объемом извлекаемых запасов и, соответственно, динамикой технологических показателей разработки.

Таблица А.1 – Результаты экспериментальных исследований эффективности применения водогазового воздействия на нефтяные оторочки

Месторождение	Объемы прокачки воды при заводнении, п.о.	Метод увеличения нефтеотдачи (МУН)	Объемы прокачки и воды МУН, п.о.	Агент МУН	Объемы прокачки и агента МУН, п.о.	Кoeff-т вытеснения при заводнении	Кoeff-т вытеснения при МУН
Уренгойское БУ ₈ , БУ ₁₁ , БУ ₁₄	10	ВГВ	11	Газ сепарации	2	0,596	0,736
		Вытеснение Азотом	0	Азот	10		0,532
		Вытеснение газом сепарации	0	Газ сепарации	10		0,489
		Вытеснение углекислым газом	0	Углекислый газ	10		0,620
Заполярье БТ ₆₋₈ , БТ ₁₀ , БТ ₁₁		ВГВ	11	Газ сепарации	2	0,515	0,690
		Вытеснение Азотом	0	Азот	10		0,522
		Вытеснение газом сепарации	0	Газ сепарации	10		0,480
		Вытеснение углекислым газом	0	Углекислый газ	10		0,701

*Концентрация полиакриламида в растворе ПАА составляет 0,2% по массе

При плотности сетки 16 га/скв., известном поровом объеме каждого рассматриваемого месторождения), моделировался элемент залежи («куб») и определялись геологические запасы нефти. При этом, для каждого рассматриваемого объекта, учитывая геологические условия, объем геологических запасов в «кубе» являлся индивидуальным.

Исходя из коэффициентов вытеснения нефти, полученных по результатам проведенных лабораторно-экспериментальных исследований, рассчитывались извлекаемые запасы нефти при применении различных агентов закачки (Таблица А.1).

Используя извлекаемые запасы и статистические данные о темпах выработки запасов нефти, роста обводненности продукции и газового фактора, выполнялись расчеты основных технологических показателей разработки объекта на перспективу, которые использовались для технико-экономического сопоставления. Объемы закачиваемого агента рассчитывались с учетом результатов лабораторных исследований на керне, выполненных в рамках настоящего договора.

Расчетные динамики годовой добычи нефти и объемов закачки различных агентов по элементам залежей пластов Уренгойского и Заполярного месторождений представлены в Таблицах А.2-А.3. Дополнительно выполнены расчеты динамики годовой добычи нефти при закачке воды, как наиболее традиционного метода повышения нефтеотдачи.

Основные результаты выполненных расчетов, предлагаемых для сопоставительной технико-экономической оценки, показали следующее:

За расчетный период (30 лет) из элемента залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения наибольшее количество нефти 42 тыс. т извлечено при водогазовом воздействии с суммарной закачкой воды и газа в объемах 273 тыс. т и 72 млн. м³ соответственно (Рисунок А.1). Данный метод воздействия предполагает максимальные ежегодные объемы закачки агента, которые в среднем составляют 7-10 тыс. т воды и 2-2,5 млн. м³ газа сепарации. Поддержание пластового давления закачкой воды либо воздействие на элемент залежи пласта углекислым газом позволяет извлечь 34-35 тыс. т нефти. При этом ежегодный объем закачки воды составляет 6-8 тыс. т, углекислого газа - 1,5-2,3 млн. м³. Закачка азота в объеме 1,5-2 млн. м³ в год в качестве агента для повышения коэффициента нефтеотдачи позволила извлечь 30 тыс. т нефти. Минимальная накопленная добыча нефти - 28 тыс. т получена при закачке в элемент залежи пласта газа сепарации в объемах 1,8 - 1,2 млн. м³ ежегодно.

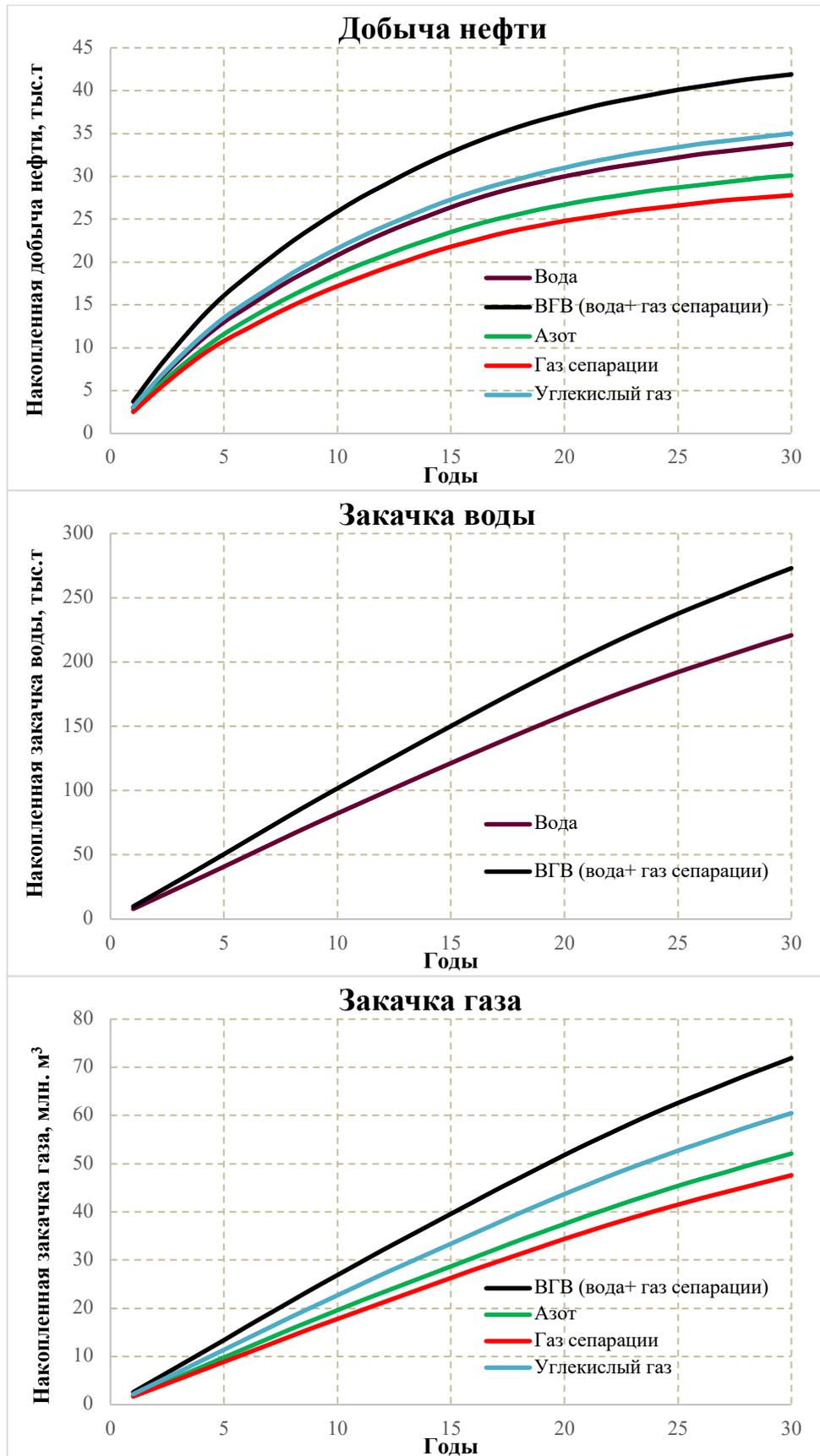


Рисунок А.1 – Динамика накопленной добычи нефти, закачки воды и газа по элементу залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения

Таблица А.2 – Динамика добычи нефти и объемов закачки реагентов на элементе залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения

Агент МУН	Вода		ВГВ (вода+газ сепарации)			Азот		Газ сепарации		Углекислый газ	
Годы	Добыча нефти, тыс. т	Закачка воды, тыс.т	Добыча нефти, тыс. т	Закачка воды, тыс.т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³
1	3.0	7,9	3,7	9,8	2,6	2,7	1,9	2,5	1,7	3,1	2,2
2	2,9	8,2	3,6	10,1	2,7	2,6	2.0	2,4	1,8	3.0	2,3
3	2,6	8,2	3,2	10,1	2,7	2,3	1,9	2,2	1,8	2,7	2,3
4	2,4	8,2	3.0	10,2	2,7	2,1	2.0	2.0	1,8	2,5	2,3
5	2,1	8,3	2,6	10,3	2,7	1,9	2.0	1,7	1,8	2,2	2,3
6	1,7	8,4	2,2	10,4	2,8	1,6	2.0	1,4	1,8	1,8	2,3
7	1,7	8,4	2,1	10,4	2,7	1,5	2.0	1,4	1,8	1,7	2,3
8	1,6	8,4	2.0	10,4	2,7	1,4	2.0	1,3	1,8	1,7	2,3
9	1,4	8,2	1,8	10,1	2,7	1,3	1,9	1,2	1,8	1,5	2,2
10	1,4	8.0	1,7	9,9	2,6	1,2	1,9	1,1	1,7	1,4	2,2
11	1,3	7,9	1,6	9,8	2,6	1,1	1,9	1.0	1,7	1,3	2,2
12	1,2	7,9	1,4	9,7	2,6	1.0	1,8	1.0	1,7	1,2	2,2
13	1,1	7,8	1,4	9,7	2,5	1.0	1,8	0,9	1,7	1,1	2,1
14	1.0	7,8	1,3	9,7	2,5	0,9	1,8	0,9	1,7	1,1	2,1
15	1.0	7,7	1,2	9,5	2,5	0,9	1,8	0,8	1,7	1.0	2,1
16	0,9	7,7	1,1	9,6	2,5	0,8	1,8	0,7	1,7	0,9	2,1
17	0,8	7,6	1.0	9,4	2,5	0,7	1,8	0,7	1,6	0,8	2,1
18	0,7	7,5	0,9	9,3	2,4	0,6	1,8	0,6	1,6	0,7	2,1
19	0,6	7,4	0,8	9,1	2,4	0,6	1,7	0,5	1,6	0,7	2.0
20	0,6	7,3	0,7	9.0	2,4	0,5	1,7	0,5	1,6	0,6	2.0
21	0,5	7,1	0,7	8,8	2,3	0,5	1,7	0,4	1,5	0,6	1,9
22	0,5	6,9	0,6	8,5	2,2	0,4	1,6	0,4	1,5	0,5	1,9
23	0,4	6,6	0,5	8,2	2,2	0,4	1,6	0,4	1,4	0,5	1,8
24	0,4	6,4	0,5	7,9	2,1	0,4	1,5	0,3	1,4	0,4	1,7
25	0,4	6,3	0,5	7,7	2.0	0,3	1,5	0,3	1,3	0,4	1,7
26	0,4	5,9	0,4	7,3	1,9	0,3	1,4	0,3	1,3	0,4	1,6

Продолжение таблицы А.2

27	0,3	5,8	0,4	7,1	1,9	0,3	1,3	0,3	1,2	0,3	1,6
28	0,3	5,8	0,4	7,2	1,9	0,3	1,4	0,2	1,2	0,3	1,6
29	0,3	5,7	0,3	7,0	1,8	0,3	1,3	0,2	1,2	0,3	1,5
30	0,3	5,5	0,3	6,8	1,8	0,2	1,3	0,2	1,2	0,3	1,5

Таблица А.3 – Динамика добычи нефти и объемов закачки реагентов на элементе залежей пластов БТ₁₁-БТ₁₁⁰ Заполярного месторождения

Агент МУН	Вода		ВГВ (вода+газ сепарации)			Азот		Газ сепарации		Углекислый газ	
Годы	Добыча нефти, тыс. т	Закачка воды, тыс.т	Добыча нефти, тыс. т	Закачка воды, тыс.т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³	Добыча нефти, тыс. т	Закачка газа, млн.м ³
1	1,7	1,9	2,3	2,5	0,7	1,7	0,5	1,6	0,5	2,3	0,7
2	1,6	1,8	2,1	2,3	0,6	1,6	0,5	1,5	0,4	2,2	0,7
3	1,5	1,6	2,0	2,2	0,6	1,5	0,5	1,4	0,4	2,0	0,6
4	1,4	1,6	1,9	2,1	0,6	1,4	0,4	1,3	0,4	1,9	0,6
5	1,3	1,5	1,7	2,1	0,6	1,3	0,4	1,2	0,4	1,8	0,6
6	1,2	1,5	1,6	2,0	0,5	1,2	0,4	1,1	0,4	1,6	0,5
7	1,1	1,4	1,4	1,9	0,5	1,1	0,4	1,0	0,4	1,5	0,5
8	1,0	1,5	1,3	2,0	0,5	1,0	0,4	0,9	0,4	1,3	0,5
9	0,9	1,4	1,2	1,9	0,5	0,9	0,4	0,8	0,4	1,2	0,5
10	0,9	1,4	1,1	1,9	0,5	0,8	0,4	0,7	0,4	1,1	0,5
11	0,7	1,4	1,0	1,9	0,5	0,7	0,4	0,7	0,4	1,0	0,5
12	0,7	1,5	0,9	1,9	0,5	0,7	0,4	0,6	0,4	0,9	0,5
13	0,6	1,4	0,8	1,9	0,5	0,6	0,4	0,6	0,4	0,8	0,5
14	0,6	1,4	0,8	1,9	0,5	0,6	0,4	0,5	0,4	0,8	0,5
15	0,5	1,4	0,7	1,9	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,7	0,5
16	0,5	1,4	0,6	1,9	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,7	0,5
17	0,5	1,5	0,6	2,0	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,6	0,5
18	0,4	1,5	0,6	2,0	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,5
19	0,4	1,5	0,5	2,0	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,5

Продолжение таблицы А.3

20	0,4	1,5	0,5	2,0	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
21	0,4	1,5	0,5	2,0	0,5	0,4	0,4	0,3	0,4	0,5	0,5
22	0,3	1,5	0,5	2,0	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,5	0,5
23	0,3	1,5	0,4	2,0	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5
24	0,3	1,5	0,4	2,1	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,6
25	0,3	1,5	0,4	2,1	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,6
26	0,3	1,5	0,4	2,0	0,5	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5
27	0,3	1,5	0,4	2,1	0,5	0,3	0,4	0,2	0,4	0,4	0,6
28	0,2	1,5	0,3	2,0	0,5	0,3	0,4	0,2	0,4	0,3	0,5
29	0,2	1,5	0,3	2,0	0,5	0,2	0,4	0,2	0,4	0,3	0,5
30	0,2	1,5	0,3	2,0	0,5	0,2	0,4	0,2	0,4	0,3	0,5

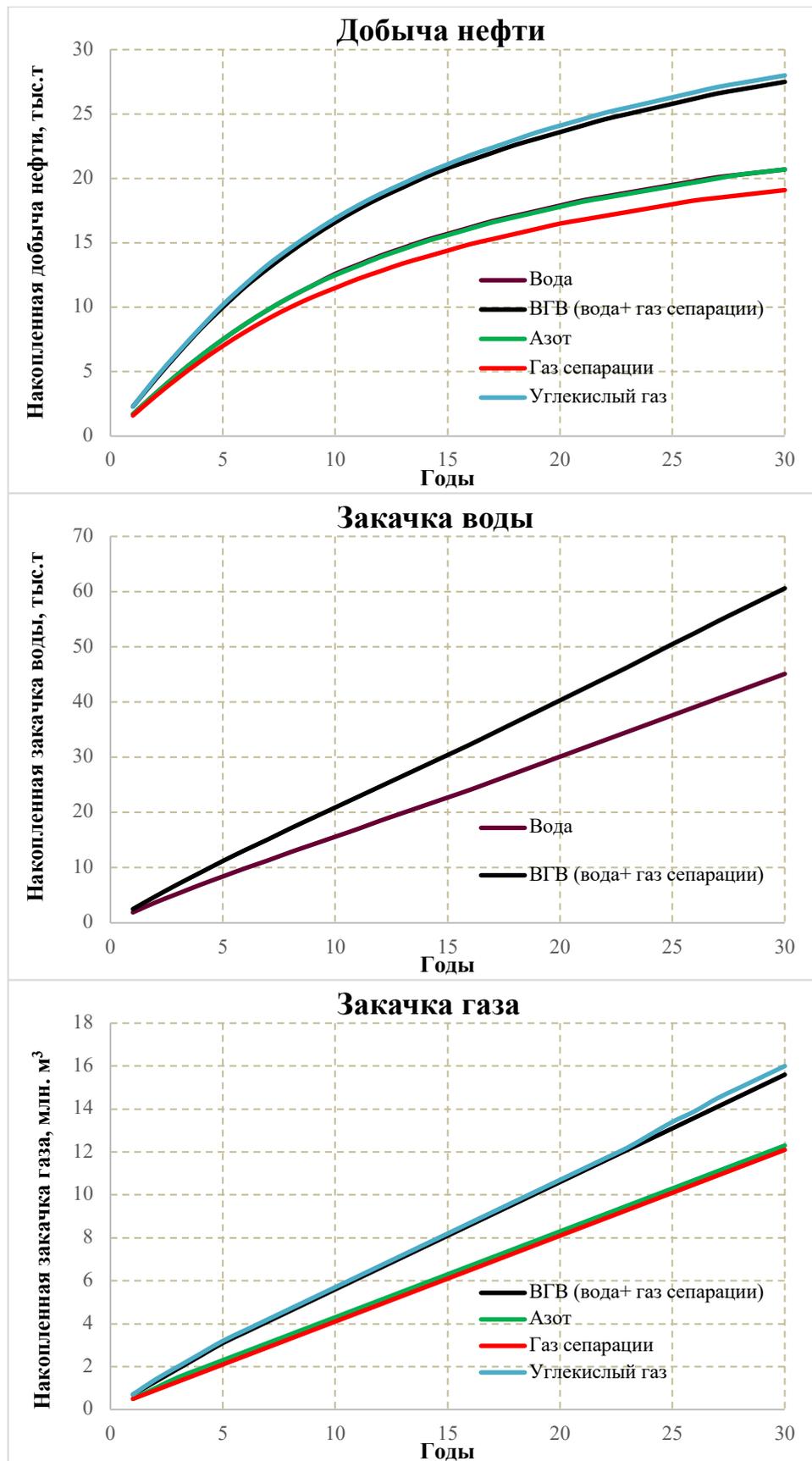


Рисунок А.2 – Динамика накопленной добычи нефти, закачки воды и газа по элементу залежей пластов БТ₁₁ и БТ₁₁⁰ Заполярного месторождения месторождения

Наибольший объем нефти, равный 27-28 тыс. т, из элемента залежей пластов БТ₁₁ и БТ₁₁⁰ Заполярного месторождения за расчетный период получен при водогазовом воздействии, а также при закачке углекислого газа в ежегодных объемах по закачке воды 2,0-2,5 тыс. т и газа 0,5-0,7 млн. м³ (Рисунок А.2). Использование в качестве агентов повышения нефтеотдачи азота, газа сепарации либо воды позволяет извлечь 19-20 тыс. т нефти при ежегодных объемах закачки газа 0,4-0,5 млн. м³, воды 1,5-1,9 тыс. т.

Сопоставительная технико-экономическая оценка эффективности технологий разработки нефтяных оторочек при воздействии на пласт рабочими агентами выполнена в соответствии с методическими подходами. При проведении расчетов для корректности выполнения оценки дополнительно учтены затраты на строительство и обустройство добывающих и нагнетательных скважин.

Выбор оборудования, используемого для различных способов воздействия на пласт, оценка капитальных и эксплуатационных затрат по каждому виду воздействия, проведены на основании материалов действующих проектных документов на разработку и обустройство месторождений и экспертных оценок.

Для выбора наиболее эффективного варианта проведен подбор цены нефти с целью достижения минимальной рентабельности разработки рассматриваемых объектов.

Результаты оценки эффективности методов разработки нефтяных оторочек при воздействии на пласт различными рабочими агентами в разрезе месторождений по цене нефти, обоснованной в главе 1, а также по минимально-рентабельным ценам представлено в Таблицах А.4 -А.7.

Анализ результатов технико-экономических расчетов показал, что для Уренгойского и Заполярного месторождений наиболее предпочтительно использование водогазового воздействия.

Полученные технико-экономические оценки будут уточняться при полномасштабном моделировании разработки этих месторождений на

трехмерных геолого-гидродинамических моделях в рамках второго этапа работ.

Таблица А.4 – Результаты экономической оценки эффективности методов воздействия на пласт различными рабочими агентами на элементе залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения

Показатели	Единицы измерения	Вода	Газ	Водогазовое воздействие	CO ₂	Азот
Объем добычи нефти	тыс.т	34	28	42	35	30
Объем закачки агента						
вода	тыс.т	221	0	273	0	0
газ	млн.м ³	0	48	72	0	0
азот	млн.м ³	0	0	0	0	52
CO ₂	млн.м ³	0	0	0	61	0
Фонд добывающих скважин	скв.	2	0	2	2	2
Фонд нагнетательных скважин	скв.	1	0	1	1	1
Выручка от реализации нефти, без НДС	млн.р.	350	288	433	365	313
Капитальные вложения с НДС, всего	млн.р.	914	706	781	716	722
в том числе						
Скважины	млн.р.	398	398	398	398	398
Обустройство	млн.р.	457	305	305	305	305
Объекты закачки	млн.р.	59	3	78	13	19
Возврат НДС	млн.р.	139	108	119	109	110
Расходы на добычу нефти, всего	млн.р.	1 987	1 935	2 346	2 188	2 055
в том числе						
Материалы	млн.р.	68	208	312	263	183
Оплата труда	млн.р.	95	95	95	130	154
Капитальный ремонт	млн.р.	232	179	199	182	184
Прочие	млн.р.	218	265	333	316	286
Общепроизводственные	млн.р.	135	165	207	196	178
Общехозяйственные	млн.р.	97	119	149	141	128
Налог на добычу нефти	млн.р.	174	143	215	181	155
Аренда земли	млн.р.	52	52	52	52	52
Налог на имущество	млн.р.	124	96	106	97	98
Страховые фонды	млн.р.	15	15	15	21	25
Амортизация	млн.р.	775	598	662	607	612
Прибыль от реализации	млн.р.	-1 637	-1 648	-1 913	-1 823	-1 742
Налог на прибыль	млн.р.	0	0	0	0	0
Чистая прибыль	млн.р.	-1 637	-1 648	-1 913	-1 823	-1 742
Чистый доход	млн.р.	-1 637	-1 648	-1 913	-1 823	-1 742
Чистый дисконтированный доход	млн.р.	-1 090	-961	-1 090	-1 021	-1 008
ВНД	%	нет	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 – Результаты экономической оценки эффективности методов воздействия на пласт различными рабочими агентами на элементе залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения по минимально-рентабельным ценам

Показатели	Единицы измерения	Вода	Газ	Водогазовое воздействие	СО ₂	Азот
Объем добычи нефти	тыс.т	34	28	42	35	30
Объем закачки агента						
вода	тыс.т	221	0	273	0	0
газ	млн.м ³	0	48	72	0	0
азот	млн.м ³	0	0	0	0	52
СО ₂	млн.м ³	0	0	0	61	0
Фонд добывающих скважин	скв.	2	0	2	2	2
Фонд нагнетательных скважин	скв.	1	0	1	1	1
Выручка от реализации нефти, без НДС	млн.р.	2 309	898	2 856	406	2 065
Капитальные вложения с НДС, всего	млн.р.	914	706	781	716	722
в том числе						
Скважины	млн.р.	398	398	398	398	398
Обустройство	млн.р.	457	305	305	305	305
Объекты закачки	млн.р.	59	3	78	13	19
Возврат НДС	млн.р.	139	108	119	109	110
Расходы на добычу нефти, всего	млн.р.	1 987	935	2 346	188	2 055
в том числе						
Материалы	млн.р.	68	208	312	263	183
Оплата труда	млн.р.	95	95	95	130	154
Капитальный ремонт	млн.р.	232	179	199	182	184
Прочие	млн.р.	218	265	333	316	286
Общепроизводственные	млн.р.	135	165	207	196	178
Общехозяйственные	млн.р.	97	119	149	141	128
Налог на добычу нефти	млн.р.	174	143	215	181	155
Аренда земли	млн.р.	52	52	52	52	52
Налог на имущество	млн.р.	124	96	106	97	98
Страховые фонды	млн.р.	15	15	15	21	25
Амортизация	млн.р.	775	598	662	607	612
Прибыль от реализации	млн.р.	322	-37	510	218	9
Налог на прибыль	млн.р.	89	48	130	87	55
Чистая прибыль	млн.р.	234	-86	380	131	-46
Чистый доход	млн.р.	234	-86	380	131	-46
Чистый дисконтированный доход	млн.р.	-193	-215	0	-91	-197
ВНД	%	4,4 %	нет	10,0 %	5,8 %	нет

Таблица А.6 – Результаты экономической оценки эффективности методов воздействия на пласт различными рабочими на элементе залежей пластов БТ₁₁-БТ₁₁⁰ Заполярного месторождения

Показатели	Единицы измерения	Вода	Газ	Водогазовое воздействие	СО ₂	Азот
Объем добычи нефти	тыс.т	20	19	27	28	21
Объем закачки агента						
вода	тыс.т	45	0	61	0	0
газ	млн.м ³	0	11	16	0	0
азот	млн.м ³	0	0	0	0	12
СО ₂	млн.м ³	0	0	0	17	0
Фонд добывающих скважин	скв.	2	2	2	2	2
Фонд нагнетательных скважин	скв.	1	1	1	1	1
Выручка от реализации нефти, без НДС	млн.р.	212	198	284	289	215
Капитальные вложения с НДС, всего	млн.р.	1 069	056	1 075	060	1 061
в том числе		0	0	0	0	0
Скважины	млн.р.	631	631	631	631	631
Обустройство	млн.р.	425	425	425	425	425
Объекты закачки	млн.р.	13	0,8	19	4	5
Возврат НДС	млн.р.	163	161	164	162	162
Расходы на добычу нефти, всего	млн.р.	2 096	139	2 279	513	2 397
в том числе		0	0	0	0	0
Материалы	млн.р.	41	73	106	138	70
Оплата труда	млн.р.	95	95	95	161	190
Капитальный ремонт	млн.р.	272	269	273	269	270
Прочие	млн.р.	224	241	261	313	291
Общепроизводственные	млн.р.	139	149	162	194	181
Общехозяйственные	млн.р.	100	108	117	140	130
Налог на добычу нефти	млн.р.	105	98	141	143	107
Аренда земли	млн.р.	52	52	52	91	91
Налог на имущество	млн.р.	145	143	146	144	144
Страховые фонды	млн.р.	15	15	15	21	25
Амортизация	млн.р.	906	895	911	898	899
Прибыль от реализации	млн.р.	-1	-1	-1 994	-2	-2
Налог на прибыль	млн.р.	883	941	0	224	181
Чистая прибыль	млн.р.	0	0	0	0	0
Чистый доход	млн.р.	-1	-1	-1 994	-2	-2
Чистый дисконтированный доход	млн.р.	883	941	-1 994	224	181
ВНД	%	-1	-1	-1 994	-2	-2
		268	277	-1 304	390	357
		нет	нет	нет	нет	нет

Таблица А.7 – Результаты экономической оценки эффективности методов воздействия на пласт различными рабочими агентами на элементе залежей пластов БТ₁₁-БТ₁₁⁰ Заполярного месторождения по минимально-рентабельным ценам

Показатели	Единицы измерения	Вода	Газ	Водогазовое воздействие	СО ₂	Азот
Объем добычи нефти	тыс.т	20,5	19,1	27,4	27,9	20,7
Объем закачки агента						
вода	тыс.т	45	0	61	0	0
газ	млн.м ³	0	11	16	0	0
азот	млн.м ³	0	0	0	0	12
СО ₂	млн.м ³	0	0	0	17	0
Фонд добывающих скважин	скв.	2	2	2	2	2
Фонд нагнетательных скважин	скв.	1	1	1	1	1
Выручка от реализации нефти, без НДС	млн.р.	2 457	290	3 291	344	2 490
Капитальные вложения с НДС, всего	млн.р.	1 069	056	1 075	060	1 061
в том числе		0	0	0	0	0
Скважины	млн.р.	631	631	631	631	631
Обустройство	млн.р.	425	425	425	425	425
Объекты закачки	млн.р.	13	0,8	19	4	5
Возврат НДС	млн.р.	163	161	164	162	162
Расходы на добычу нефти, всего	млн.р.	2 096	139	2 279	513	2 397
в том числе		0	0	0	0	0
Материалы	млн.р.	41	73	106	138	70
Оплата труда	млн.р.	95	95	95	161	190
Капитальный ремонт	млн.р.	272	269	273	269	270
Прочие	млн.р.	224	241	261	313	291
Общепроизводственные	млн.р.	139	149	162	194	181
Общехозяйственные	млн.р.	100	108	117	140	130
Налог на добычу нефти	млн.р.	105	98	141	143	107
Аренда земли	млн.р.	52	52	52	91	91
Налог на имущество	млн.р.	145	143	146	144	144
Страховые фонды	млн.р.	15	15	15	21	25
Амортизация	млн.р.	906	895	911	898	899
Прибыль от реализации	млн.р.	361	151	1 013	831	93
Налог на прибыль	млн.р.	100	71	210	179	71
Чистая прибыль	млн.р.	260	79	803	652	22
Чистый доход	млн.р.	260	79	803	652	22
Чистый дисконтированный доход	млн.р.	-265	-333	0	-50	-329
ВНД	%	3,8 %	1,4 %	10,0 %	8,8 %	0,5 %

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акты внедрения разработанных в диссертации положений



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ямбург»
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

13. января 20 19 г.

№ 01-64

АКТ

применения в ООО «Газпром добыча Ямбург»
научно-обоснованных выводов

Научно-обоснованные рекомендации Шарафутдинова Руслана Фархатовича:

- методика обоснования применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе ранжирования геолого-промысловых параметров и технологических показателей разработки залежи;

- зависимости между значениями относительных фазовых проницаемостей в крайних точках и петрофизическими параметрами ядра пластов нижнемеловых отложений Заполярного месторождения, установленные по результатам лабораторных, аналитических, геолого-гидродинамических экспериментов вытеснения нефти газовыми агентами приняты ООО «Газпром добыча Ямбург» при обосновании концепции разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатной залежи пласта БТ₁₁ Заполярного НГКМ в действующем техническом проекте на разработку, утвержденном центральной комиссией по разработке.

Заместитель генерального директора –
главный геолог

 А.В. Меркулов

Продолжение приложения Б



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой»
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

« 18 » 01 2019 г.

№ 02/2019

АКТ

применения в ООО «Газпром добыча Уренгой» научно-обоснованных выводов

Научно-обоснованные рекомендации Шарафутдинова Руслана Фархатовича:

- методика обоснования применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе ранжирования геолого-промысловых параметров и технологических показателей разработки залежи;

- зависимости между значениями относительных фазовых проницаемостей в крайних точках и петрофизическими параметрами керна пластов нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения, установленные по результатам лабораторных, аналитических, геолого-гидродинамических экспериментов вытеснения нефти газовыми агентами приняты ООО «Газпром добыча Уренгой» при обосновании концепции разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатной залежи пласта БУ₁₁² Уренгойского НГКМ в действующем техническом проекте на разработку, утвержденном центральной комиссией по разработке.

Заместитель генерального директора –
главный геолог

М.Г. Жариков