

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2025

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель: **Грачёв Сергей Иванович**,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Разработка и
эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений», ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет».

Официальные оппоненты: **Гильманова Расима Хамбаловна**,
доктор технических наук, профессор, директор
ООО НПО «Нефтегазтехнология», г. Уфа;
Романов Александр Сабурович,
кандидат технических наук, эксперт по
разработке «Управления по геологии и
разработке месторождений новых и зарубежных
активов» ООО «Тюменский нефтяной научный
центр», г. Тюмень.

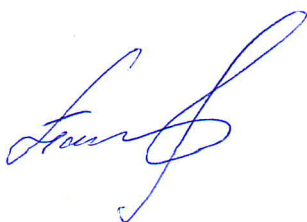
Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский)
федеральный университет», г. Казань.

Защита состоится «10» апреля 2025 года в 15 часов 30 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «03» марта 2025 года.

Учёный секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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» (Нижевартовск, 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.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель, задачи исследования, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, определены основные защищаемые положения.

В первой главе изложены исследования технологий газового воздействия и заводнения, методов формирования проектных решений по разработке нефтегазовых залежей с применением гидродинамической модели.

Основным условием эффективной разработки коллекторов нефтегазовых залежей является формирование проектных решений с применением инновационных технологий вытеснения нефти и организации системы поддержания пластового давления (ППД), которые обеспечивают эффективную и рациональную выработку запасов.

Выполненные вычислительные эксперименты для геолого-физических условий разработки нефтяных оторочек Тазовского месторождения (Рисунок 1) показали весьма неоднозначные результаты, не позволяющие сформировать проектные решения по применению агента воздействия для существенного повышения коэффициента извлечения нефти (КИН).

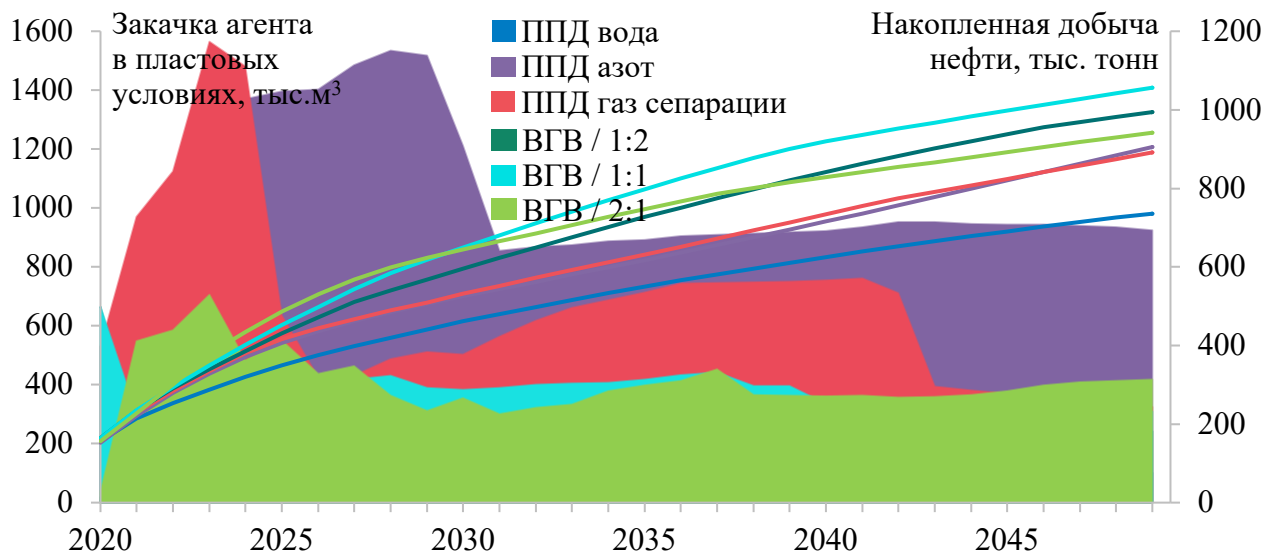


Рисунок 1 – Технологические показатели разработки при закачке разных агентов в пласт ПК₁ Тазовского месторождения

Полученные результаты не соответствуют данным практической апробации водогазового воздействия и газовых агентов на нефтяных месторождениях России и за рубежом (Таблица 1).

Таблица 1 – Результаты применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта отечественными и зарубежными недропользователями

Классификация газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН)	Количество проектов, ед.		Прирост КИН, д.ед.	
	РФ	Зарубеж.	РФ	Зарубеж.
вытеснение нефти из пласта двуокисью углерода (CO ₂)	1	31	0,05	0,09
вытеснение нефти углеводородными газами	42	76	0,08	0,14
водогазовое циклическое воздействие	17	36	0,06	0,11
термогазовый метод	5	17	0,08	0,15
закачка азота (N ₂)	6	29	0,05	0,07
закачка кислорода (O ₂)	4	23	0,04	0,07
закачка дымовых газов	-	2	-	0,06

А. В. Стрекаловым изучены проблемы формирования и использования гидродинамических численных моделей процесса разработки месторождений, в том числе нефтегазовых залежей. В ходе испытания программных продуктов (цифровые гидродинамические симуляторы «Eclipse», «Tempest» и «Техсхема») посредством варьирования исходных данных выявлены погрешности прогнозирования, связанные с неточностью лабораторных фильтрационных исследований (от 3 до 5 % от общей погрешности), и расчёта неустановившегося потокораспределения (от 20 до 40 %). Очевидно, что формирование проектных решений сопряжено с трудностями, вызванными неполнотой или искажением исходной информации, характеризующей поведение прогнозируемой системы.

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

Очевидно, что 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.

Для решения поставленных задач сформирован алгоритм исследования газового воздействия на нефтяные оторочки (Рисунок 2) на основе комплексного подхода.



Рисунок 2 – Алгоритм исследования
и применения газовых агентов воздействия

Использование в нормативных документах наработанных подходов к физическому и цифровому моделированию для формирования решений по освоению нефтяных оторочек обеспечат качество в оценке КИН и повышению эффективности разработки месторождений.

Во второй главе представлены результаты обоснования методологии исследования параметров, определяющих успешность метода увеличения эффективности вытеснения и добычи нефти.

В диссертации изучены труды российских и зарубежных учёных и расширена известная матрица критериев для разных методов вытеснения нефти (Г. С. Степанов, Д. Г. Антониади, Ж. Бурже, М. Комбарну).

Сформирована ранг-рейтинговая оценка по максимальной изученности геологических условий и инфраструктурной обеспеченности (Таблица 2). Выявлены объекты для испытания технологии (пласт БУ₁₁² Уренгойское НГКМ, пласт БУ₉², пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁ Заполярного НГКМ, пласт БУ₈₋₉³ Ен-Яхинского НГКМ, пласт ПК₁ Тазовского НГКМ, пласты Ач₃⁰, Ач₃, Ач₄, Ач₅ Ямбургского НГКМ). В настоящей работе рассмотрены следующие объекты исследований: пласт БУ₁₁² Уренгойского и пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁ Заполярного нефтегазоконденсатных месторождений.

Таблица 2 – Ранжирование объектов по готовности испытания технологий водогазового воздействия на нефтяную оторочку

Объект	Параметры ранжирования исследуемых 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

Примечание: Рейтинг от 1 до 10

В диссертации исследован процесс обоснования применяемой гидродинамической модели по формату модели пластового флюида. Результаты представлены в виде процедуры выбора типа модели по типу залежи по фазовому состоянию.

Решение о выборе типа модели для нефтегазовых залежей принято на основе четырёх критериев: степени изученности объекта (залежи); результатов лабораторных исследований компонентного состава; запасов сопутствующего флюида и объёмов добычи; вязкости нефти (Таблица 3).

Разработанный подход дополняет требовательность действующих отраслевых регламентов и может быть использован при формировании проектных решений по разработке месторождений недропользователями, а

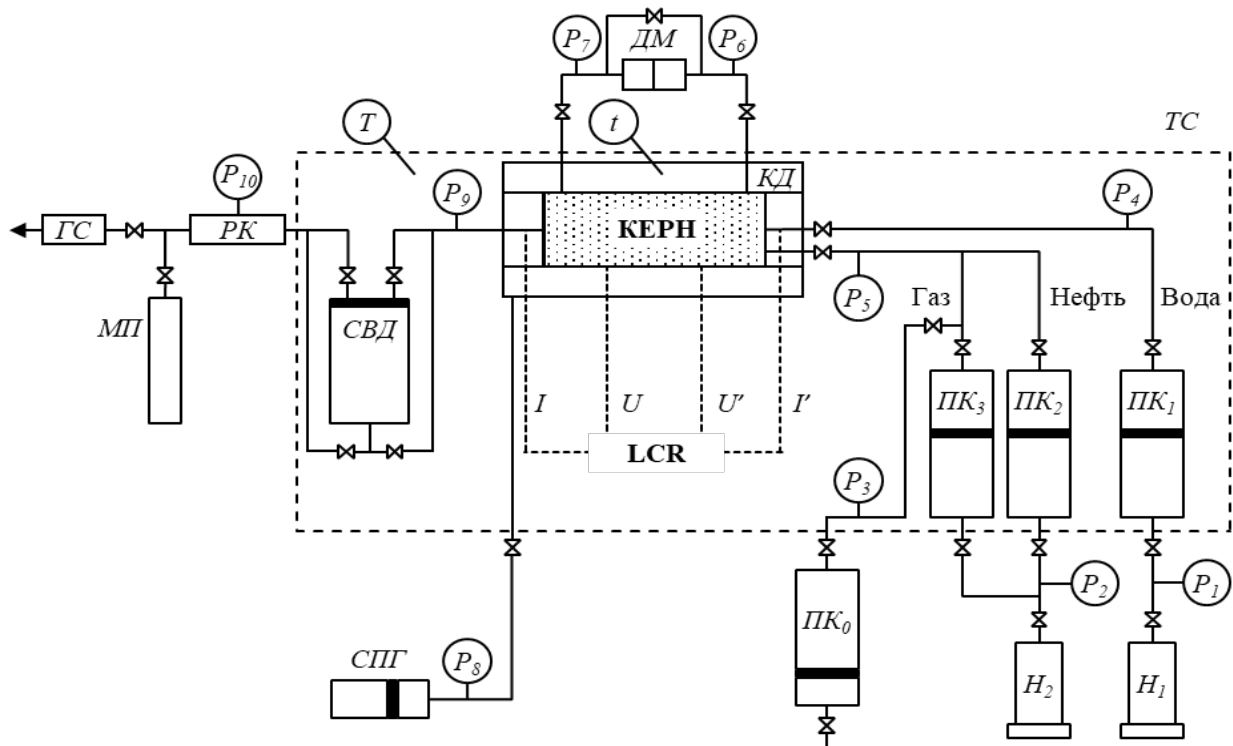
также при экспертизе цифровых моделей в рамках процедуры согласования документов и контроля за освоением залежей.

Таблица 3 – Обоснование выбора 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 ТСР/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 ТСР/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 ТСР/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

В третьей главе изложены результаты физического моделирования вытеснения нефти газовыми агентами, которые проведены на специальной лабораторной установке, смонтированной на базе системы определения относительных фазовых проницаемостей RPS-850 с дополнительно установленными двумя контейнерами для отдельной закачки флюидов в керн и измерительными устройствами (Рисунок 3).



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; $СВД$ – сепаратор высокого давления акустический; $РК$ – клапан, регулирующий поровое давление; $МП$ – мерная пробирка; $ГС$ – счётчик измерения расхода газа; I, I', U, U' – токовые электроды и по напряжению (измерительные)

Рисунок 3 – Принципиальная схема лабораторной установки по фильтрации нефти, воды и газа

Для отдельной закачки флюидов в керн использовались две отдельные линии: линия закачки воды (1) и линия закачки нефти или газа (2). Линия закачки состояла из насосов H_1 и H_2 работающих на водоглицериновой смеси, и поршневых контейнеров $ПК_1$ заполненного модельной водой, и $ПК_2$ и $ПК_3$ заполненных модельной нефтью и газом соответственно. Поршневые контейнеры, подключенные к насосу, с одной стороны, и к кернодержателю, с

другой, размещались внутри термостата. Закачка воды в керн осуществлялась путём нагнетания насосом H_1 водоглицериновой смеси в поршневой контейнер $ПК_1$. В процессе фильтрации воды насос H_1 работал в режиме поддержания объёмной скорости фильтрации. Измерение объёма добытой нефти в пластовых условиях осуществлялось с использованием акустического сепаратора высокого давления $СВД$, установленного после кернодержателя $КД$. В зависимости от того, какой флюид (вода или газ) вытесняет нефть, различалась гидравлическая схема обвязки сепаратора.

Моделирование пластовых условий исследуемых нефтяных оторочек заключалось в том, что термические условия модели пласта полностью соответствовали реальному объекту, а барические моделировались по эффективному давлению. Это означает, что поровое и горное давления на модели пласта в лабораторных условиях не равнялись значениям этих же параметров для реального пласта, но эффективное давление полностью соответствовало эффективному давлению пласта.

С применением предложенной установки проведены исследования по определению эффективности вытеснения нефти различными агентами: азотом (N_2), газом сепарации (ГС), углекислым газом (CO_2), последовательной закачкой газа сепарации и воды (ВГВ). При вытеснении нефти одним флюидом дополнительно определяли относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе нефть–газ в диапазоне двухфазной фильтрации, а при водогазовом воздействии определяли только коэффициент вытеснения ($K_{\text{выт}}$). Для применения эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) при гидродинамическом моделировании определены эмпирические корреляции значений ОФП в конечных точках с петрофизическими параметрами.

Вспомогательные эмпирические корреляции между значениями ОФП в крайних точках и петрофизическими параметрами керна представлены в Таблице 4, где $S_{\text{ор}}$ – остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти газом; $S_{\text{гcr}}$ – критическая газонасыщенность; k_{owi} – фазовая проницаемость (ФП) по нефти при остаточной воде; $k_{\text{гор}}$ – ФП по газу при остаточной нефтенасыщенности.

Таблица 4 – Вспомогательные эмпирические корреляции между значениями ОФП в крайних точках и петрофизическими параметрами керна

Параметры для корреляции	Вид ОФП	Эмпирическая корреляция	Коэффициент корреляции
$S_{wi} - K_{прг(a)}$	Все ОФП	$S_{wi} = 0,008 \cdot Ka^{-6,3}$	0,91
$k_{owi} - K_{прг(a)}$	Все ОФП	$k_{owi} = 0,311 \cdot Ka^{1,4}$	0,96
$k_{огсr} - k_{owi}$	Все ОФП	$k_{огсr} = 0,919 \cdot k_{owi}^{1,0}$	0,99
$k_{гор} - k_{owi}$	Все ОФП	$k_{гор} = 0,273 k_{owi}^{0,9}$	0,96
$S_{or} - S_{wi}$	ОФП н – CO ₂	$S_{or} = 0,264$	-
	ОФП н – N ₂	$S_{or} = 0,101 \cdot S_{wi}^{-1,0}$	0,82
	ОФП н – ГС	$S_{or} = 0,166 \cdot S_{wi}^{-0,6}$	0,77

Результаты экспериментальных исследований технологий разработки нефтяных оторочек представлены в Таблице 5.

Таблица 5 – Результаты экспериментальных исследований эффективности применения водогазового воздействия на нефтяные оторочки

Объект	Объёмы прокачки воды при заводнении, п.о.	Метод увеличения нефтеотдачи (МУН)	Объёмы прокачки воды МУН, п.о.	Агент МУН	Объёмы прокачки агента МУН, п.о.	Коэфф. вытеснения при заводнении	Коэфф. вытеснения при МУН
Уренгойское НГКМ (пласты БУ ₈ , БУ ₁₁ , БУ ₁₄)	10	водогазовое воздействие	11	газ сепарации	2	0,60	0,74
		вытеснение азотом	0	азот (N ₂)	10		0,53
		вытеснение газом сепарации	0	газ сепарации	10		0,49
		вытеснение углекислым газом	0	углекислый газ (CO ₂)	10		0,62
Заполярье НГКМ (пласты БТ ₆₋₈ , БТ ₁₀ , БТ ₁₁)	10	водогазовое воздействие	11	газ сепарации	2	0,52	0,69
		вытеснение азотом	0	азот (N ₂)	10		0,52
		вытеснение газом сепарации	0	газ сепарации	10		0,48
		вытеснение углекислым газом	0	углекислый газ (CO ₂)	10		0,70

Воздействие на пласт различными рабочими агентами показало, что наиболее эффективными методами воздействия являются применение ВГВ

(последовательная закачка газа сепарации и воды) и вытеснение CO₂. Наименее эффективными методами воздействия оказались закачка N₂ и газа сепарации.

В четвертой главе выполнено геолого-промысловое обоснование создания полигонов по испытанию в промысловых и опытно-промышленных масштабах технологий разработки нефтяных оторочек и воздействия на нефтенасыщенные зоны нефтегазовых залежей.

В результате выполнения с учётом результатов третьей главы вычислительных экспериментов на геолого-гидродинамической модели кольцевой оторочки пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения установлено, что варианты с организацией поддержания пластового давления (ППД) различными вытесняющими агентами характеризуются увеличением конечных значений КИН (Рисунок 4).

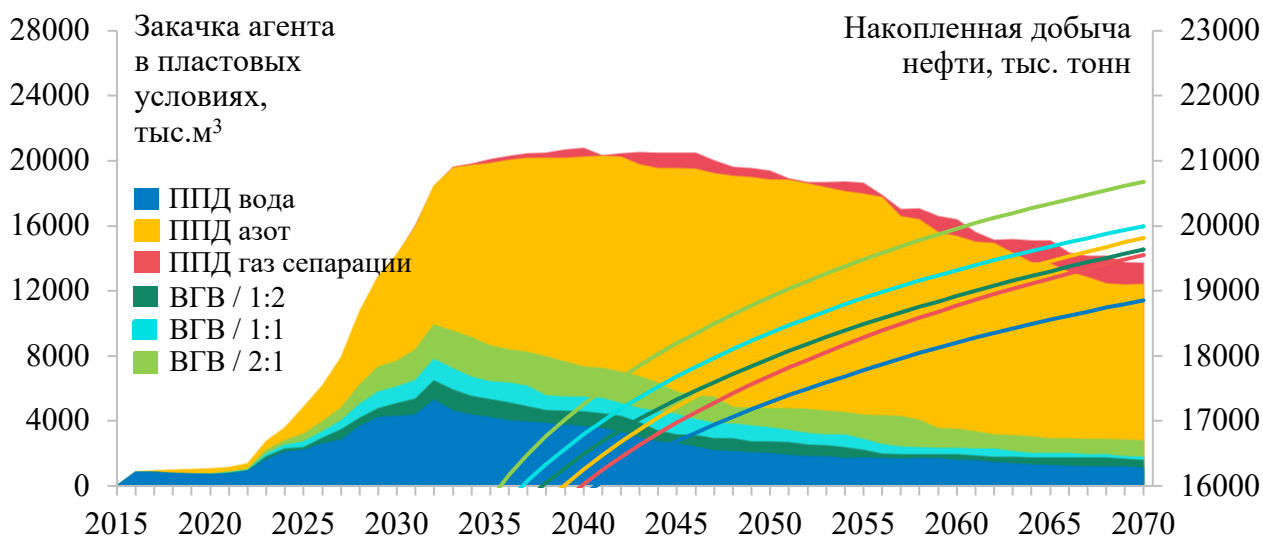


Рисунок 4 - Основные технологические показатели разработки по расчётным вариантам пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения

Разработка с ППД закачкой азота позволяет увеличить конечный КИН на 5,1 % по сравнению с вариантом с закачкой воды, а ППД с закачкой газа сепарации - на 3,7 %.

Повышение КИН отмечается также в вариантах с организацией водогазового воздействия, увеличение которого относительно варианта с ППД водой составило 4,1, 6,0 и 9,7 %, соответственно при различных соотношениях объёмов газа сепарации и воды 1:2, 1:1 и 2:1.

Таким образом, наиболее перспективными районами для организации полигонов опытных работ, являются залежи пласта БУ₁₁². Был изучен участок

залежи 3 в районе ЦПС–2 (кусты 2042 и 2040), который включён в проект дообустройства с реализацией водогазового воздействия на пласт. Участок отличается высокой выработкой запасов нефти и значительным снижением пластового давления до 7,0 МПа. Основная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов в районе полигона представлена в Таблице 6. Внедрение водогазового воздействия предлагается проводить в несколько этапов: первый этап - перевод под закачку воды (газа) скважины 20423 с целью изучения приемистости и рабочих параметров закачки; второй этап - перевод под закачку воды скважин 20400 и 20426; третий этап - перевод нагнетательных скважин под циклическую закачку воды и высоконапорного газа, добываемого из скважины 20500 и подготовленного на кустовой площадке 2050.

Таблица 6 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов в районе экспериментального полигона по апробации ВГВ

Наименование	Пласт	Пласт	Пласт	Пласт
	БУ ₁₁ ² залежь 2	БУ ₁₁ ² залежь 3	БУ ₁₁ ² залежь 2 и 3	БУ ₁₁ ² район полигона
Средняя общая толщина, м	20,9	19,8	20,1	35,8
Нефтенасыщенная толщина, м	4,9	8,9	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	0,40	0,44	0,37
Начальное пластовое давление, МПа	28,1	28,1	28,1	28,1
Текущее пластовое давление, МПа	18,0	14,1	15,1	7,9
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	25,9	19,8	21,4	19,2
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,57	0,59	0,58	0,43

Основные параметры предлагаемой к внедрению технологии водогазового воздействия при разработке залежи 3 кольцевой оторочки пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения приведены в Таблице 7.

Таблица 7 – Основные характеристики циклического вытеснения нефти газом сепарации и водой

Основные показатели	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	433	366
Максимальный расход газа, ст.м ³ /ч	29763	53311	90982

Для обеспечения приведённых характеристик с применением отдельных насосных и компрессорных станций требуется оснащение БКНС насосами типа ЦНС 180-1050, обеспечивающими подачу в $180 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор 1050 м при номинальной мощности двигателя в 800 кВт. Максимальное количество насосов – пять 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 к газу сепарации 1:2 максимальное число насосных агрегатов – три штуки (два рабочих, один резервный) требуется с 2028 по 2057 гг. Производительность требуемой установки подготовки газа для приведённых соотношений воды и газа сепарации составляет 0,5, 0,7 и 1,0 млрд $\text{м}^3/\text{год}$ соответственно.

Для литологически экранированной козырьковой оторочки пластов БТ₁₁⁰ и БТ₁₁ Заполярного месторождения установлено, что внедрение системы поддержания пластового давления в меньшей степени даёт прирост конечных значений КИН. Основные параметры и технологии водогазового воздействия на козырьковую оторочку пласта БТ₁₁ Заполярного месторождения и соответствующие технические средства приведены в четвертой главе диссертационной работы.

Таким образом, результаты исследований фильтрационных характеристик вытеснения нефти газовыми агентами позволили выявить преимущества водогазового воздействия при разработке нефтяных оторочек. Опытно-промышленная разработка на полигонах позволит 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 для последующего применения при полномасштабном освоении и тиражировании опыта на других объектах-аналогах.

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.

Основные положения диссертации опубликованы в работах:

Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:

1. 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. – Текст: непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 114-124.

2. Шарафутдинов, Р. Ф. Предложения к выбору типа цифровой гидродинамической модели и к особенностям моделирования закачки газа для увеличения нефтеотдачи / Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачёв, А. С. Самойлов [и др.]. – Текст: непосредственный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 4(96). – С. 3-13.

3. Шарафутдинов, Р. Ф. Систематизация подходов к созданию совокупности цифровых моделей месторождений для внедрения интеллектуального добычного комплекса / Р. Ф. Шарафутдинов, А. С. Самойлов, С. В. Скворцов, В. П. Тюрин – Текст: непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – № 12(826). – С. 58-61.

4. Шарафутдинов, Р. Ф. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами / Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачёв, М. А. Моисеев, А. С. Самойлов – Текст: непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 3(56). – С. 28-33.

5. 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 – Текст: непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4(50). – С. 54-59.

6. 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 – Текст: непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4(50). – С. 41-43.

Монография:

7. Шарафутдинов, Р. Ф. Методические основы построения актуализации и оценки качества цифровых гидродинамических моделей месторождений с

залежами газа : монография / С. А. Кирсанов, Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачёв, А. С. Самойлов. – Тюмень : ИПЦ «Экспресс», 2021. – 196 с. – Текст: непосредственный.

Публикации в прочих научных изданиях:

8. Шарафутдинов, Р. Ф. Особенности физического моделирования на керне вытеснения нефти газовыми агентами / Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачёв, М. Г. Ложкин, А. С. Самойлов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз» / гл. ред. В. Н. Маслов. – Тюмень, 2017. – С. 116-121. – Текст: непосредственный.

9. Шарафутдинов, Р. Ф. Исследования вытеснения нефти газовыми агентами на моделях керна нижнемеловых отложений Уренгойского и Заполярного месторождений / В. С. Ушаков, Р. Ф. Шарафутдинов. – Текст: непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2017. – Т. 13, № 1(68). – С. 15-16.

10. 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». – Тюмень, 2011. – С. 191-192. – Текст: непосредственный.

11. Шарафутдинов, Р. Ф. Обоснование технологий воздействия на пласт, плотности сетки и системы размещения скважин с использованием газогидродинамической модели на примере нефтегазоконденсатных залежей Заполярного НГКМ / Р. Ф. Шарафутдинов, И. Ю. Левинский, С. Г. Солдатов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2011. – С. 193-194. – Текст: непосредственный.

Подписано в печать 05.02.2025. Формат 60x90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.

Тираж 100 экз. Заказ № 2988.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.