

На правах рукописи



МУСТАФАЕВ МУРАТ КЕНЕСБАЕВИЧ

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОСВОЕНИЯ
ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
БУЗАЧИНСКОГО СВОДА**

Специальность 2.8.3.- «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,
геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Уфа 2025

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель: Доктор технических наук, профессор
Султанов Шамиль Ханифович

Официальные оппоненты: Вахромеев Андрей Гелиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор
Федеральное государственное бюджетное учреждение
науки Институт земной коры Сибирского отделения
Российской академии наук, лаборатория «Геология
нефти, газа и гидроминерального сырья» / заведующий
лабораторией

Губина Августа Ивановна

доктор геолого-минералогических наук
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский государственный национальный
исследовательский университет», кафедра Геофизики /
профессор

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью
«РН-БашНИПИнефть», г.Уфа

Защита диссертации состоится « 25 » сентября 2025 года в 16-00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.06, созданного на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте <http://rusoil.net>.

Автореферат разослан « ____ » _____ 2025 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Павлова Зухра Хасановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Повышение выработки остаточных запасов месторождений углеводородного сырья Бузачинского свода, находящихся в длительной разработке, является крайне важной и стратегической задачей для Республики Казахстан. Промышленная нефтеносность в пределах изучаемого тектонического элемента в основном связана с отложениями нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем. Данные отложения, как правило, характеризуются сложным геологическим строением и содержанием запасов категории трудноизвлекаемых. Для поддержания необходимых уровней добычи нефти из таких объектов активно внедрялись и проводились различные работы по таким технологиям, как паротепловое воздействие, внутрипластовое горение, закачка газа и водогазовой смеси. Однако, для эффективной реализации вышеперечисленных технологий имеются ряд ограничений и требуются соответствующие капитальные затраты, связанные с транспортировкой и подготовкой необходимого объема газа. Следовательно, возникает актуальность повышения эффективности выработки остаточных запасов традиционными технологиями. Как показывает практика, одним из способов повышения эффективности традиционных технологий является подготовка более достоверной геологической основы и проведение специальных экспериментальных исследований, которые направлены на повышение точности прогноза объема и распределения остаточных запасов.

В связи с этим данная диссертационная работа посвящена актуальному направлению, связанному с совершенствованием подходов геолого-технологического обоснования освоения остаточных запасов нефти из пластов нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем Бузачинского свода.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Содержание диссертационной работы в области исследования соответствует паспорту научной специальности 2.8.3. – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр» по следующим пунктам:

- анализ и типизация горно-геологических условий месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения (п.7);
- научные основы методов, средств, компьютерных технологий геологического моделирования месторождений твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых для их эффективного промышленного освоения (п.16);
- геолого-геофизическая оценка нефтегазоносности, анализ и типизация горно-геологических условий освоения месторождений углеводородов (п.18).

Степень разработанности темы

Изучением геологического строения продуктивных пластов нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем Бузачинского свода занимались А.А. Абдуллин, А.Б. Абишев, А.Б. Бакиева, В.П. Гаврилов, Ж.Г. Жолтаев, С.М. Камалов, Б.М. Куандыков, Н.Я. Кунин, В.В. Липатова, Р.С. Мурзагалиев, Н.К. Надилов, В.А. Трофимов, С.У. Утегалиева и многие другие. Согласно научным результатам вышеперечисленных авторов для исследуемой территории характерно сложное тектоническое строение, разнообразие палеогеографических обстановок осадконакопления, формирование сложной структуры остаточных запасов нефти. При этом данные геологические факторы во многом являлись определяющими при освоении запасов месторождений углеводород.

В литературе широко освещены результаты исследования влияния сложности геологического строения на выработку запасов нефти, выполненные такими учеными-специалистами, как: В.Е. Андреев, Д.Г. Антониади, А.Д. Дзюбло, Ю.А. Котенев, Н.Н. Михайлов, Р.Х. Муслимов, В.Ш. Мухаметшин, С.Ф. Хафизов, Р.С. Хисамов и др.

Вопросы построения трехмерных моделей объектов сложного геологического строения и моделирования процессов разработки раскрыты в трудах Р.Н. Бахтизина, С.И. Билибина, И.В. Владимиров, К.Е. Закревского, И.М. Индрупского, Р.Д. Каневской, А.Х. Мирзаджанзаде, А.В. Насыбуллина, Р.Х. Низаева, А.И. Никифорова, К.М. Федорова, М.М. Хасанова.

Совершенствованием подходов геолого-технологического обоснования разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на поздней стадии занимались С.А. Жданов, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, А.Т. Зарипов, Р.Р. Ибатуллин, С.Ф. Мулявин, М.К. Рогачев, И.Н. Хакимзянов, Н.И. Хисамутдинов.

Несмотря на активное и широкое изучение вышеприведенных вопросов для условий залегания нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем изучаемого Бузачинского свода актуальным остается направление совершенствования подходов геолого-технологического обоснования освоения остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти с помощью разработки новых методик и способов дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам и повышения достоверности трехмерных геолого-гидродинамических моделей объектов сложного геологического строения.

Цель работы

Совершенствование подходов геолого-технологического обоснования повышения степени освоения остаточных запасов нефти на основе дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам, построения трехмерной геологической модели и проведения экспериментальных исследований.

Задачи исследования

1. Разработка методического подхода оценки неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам продуктивных пластов нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем Бузачинского свода.
2. Изучение влияния неоднородности пластов по фильтрационно-емкостным свойствам на характер распределения нефтенасыщенности.
3. Разработка новых подходов построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей для повышения достоверности прогноза геологических и подвижных запасов нефти.
4. Проведение экспериментальных исследований и геолого-технологического обоснования по повышению степени выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.
5. Внедрение предложенных рекомендаций по результатам детализации геологического строения и построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются продуктивные пласты меловой и юрской систем Бузачинского свода, обеспечивающие основную добычу нефти по региону. Предметом исследования является оценка влияния сложности геологического строения на распределение фильтрационно-емкостных свойств, положение межфлюидных контактов и выработку остаточных запасов нефти.

Научная новизна

1. Выделены различные группы коллекторов, различающихся корреляционными зависимостями «проницаемость-пористость» и содержанием пелитовой фракции в горных породах для геолого-промысловых условий залегания терригенных пластов среднего отдела юрской и нижнего отдела меловой систем Бузачинского свода.
2. Установлено аналитическое неравенство коэффициентов проницаемости K_{np} и пористости K_n при котором размеры капиллярного барьера в залежи будут превышать высоты 1,0; 1,5 и 2,0 м над уровнем принятого водонефтяного контакта для условий залегания байосского и батского ярусов месторождения Каламкас.
3. Выявлено, что для повышения достоверности построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей необходимо выполнять дифференциацию кривых капиллярных давлений с помощью комплексного параметра FZI.
4. Установлена зависимость между комплексным параметром FZI образцов керна и коэффициентом вытеснения сверхвязкой нефти при закачке горячей воды, согласно которой максимальное значение вытеснения сверхвязкой нефти с помощью

горячей воды с температурой выше 50 °С достигается на образцах керна с показателем комплексного параметра $FZI \geq 4,293$ мкм.

Теоретическая и практическая значимость

1. Предложены критерии выделения различных групп коллекторов, различающихся неоднородным литологическими, минералогическими, гранулометрическими и фильтрационно-емкостными свойствами.

2. Получен вид неравенства соотношения коэффициентов проницаемости и пористости для различных размеров капиллярного барьера в залежи.

3. Показано, что для повышения достоверности построения трехмерной геологической модели результаты специальных исследований керна необходимо дифференцировать по комплексному параметру FZI.

4. Выполнены экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти.

5. Предложены новые подходы построения трехмерной геолого-гидродинамической модели на основе результатов дифференциации пластов по фильтрационно-емкостным свойствам.

6. На основе нового построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей сформированы и выполнена апробация предложенных геолого-технических мероприятий, которые позволили дополнительно добыть 8,3 тыс. т нефти.

Методология и методы научного исследования

Решение задач исследований основано на обобщении и анализе результатов лабораторных исследований керна, детализации геологического строения рассматриваемых продуктивных пластов, сопоставлении результатов дифференциации пластов по фильтрационно-емкостным свойствам с фактическими результатами сканирующего электронного микроскопа, проведении экспериментальных опытов по оценке влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти и сопоставлением с фактическими технологическими показателями работы скважин. В ходе выполнения работы при этом широко использовались современные статистические методы обработки информации, предложенные автором способы и подходы, а также специализированный пакет программного обеспечения по построению трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородного сырья.

Защищаемые положения

1. Методический подход дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам позволяет выделить различные группы коллекторов, различающихся неоднородным литологическими, минералогическими и гранулометрическими свойствами.

2. Способ оценки влияния неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам на характер распределения нефтенасыщенности дает возможность оценить неопределенности положения межфлюидных контактов и распределения контура нефтеносности.

3. Новые подходы формирования трехмерных геолого-гидродинамических моделей продуктивных пластов повышают достоверность прогноза распределения геологических и подвижных запасов нефти.

4. Экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти дают возможность повысить эффективность мероприятий, направленных на выработку остаточных трудноизвлекаемых запасов.

Степень достоверности и апробация результатов

Основные положения и результаты данной диссертационной работы докладывались и обсуждались на: IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (ВНИИнефть, Москва, 2017 г.); Международной научно-практической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2017 г.); Международной научно-практической конференции «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти» (Актау, 2018 г.); Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича (УГНТУ, Уфа, 2023 г.); Международной научно-практической конференции «Освоение углеводородного потенциала – Зеленые технологии» (НЦМУ, УГНТУ, Уфа, 2024 г.); на XVII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2024» (УГНТУ, Уфа, 2024 г.); IX Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов» (с международным участием), посвященной 60-летию кафедры геофизики УУНиТ (Уфа, 2024 г.); I Международной научно-практической конференции «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений на поздней стадии» (АГНИ, Альметьевск, 2024 г.).

Публикации по теме диссертации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 18 научных трудах, в том числе пять статей – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендуемых ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, одна публикация в издании, индексируемом в международной реферативной базе Scopus, 12 работ в других изданиях и материалах различных конференций.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа содержит 105 страниц, 80 рисунков, 13 таблиц, 114 источников используемой литературы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертации, сформулирована цель, поставлены научные задачи исследований, сформулирована научная новизна, приведены защищаемые положения, теоретическая и практическая значимость.

В первой главе выполнен обзор научно-технической литературы и анализ промысловых данных по разведке и эксплуатации основных объектов нефтедобычи Бузачинского свода Северо-Устьюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий. Основными по добыче и величине запасов углеводородного сырья (УВС) в пределах Бузачинского свода являются месторождения Каламкас и Каражанбас.

Согласно работам таких ученых и специалистов, как: А.А. Абдуллин, А.Б. Абишев, В.П. Гаврилов, Ж.Г. Жолтаев, С.М. Камалов, Б.М. Куандыков, Н.Я. Кунин, В.В. Липатова, Н.К. Надиров, В.А. Трофимов, С.У. Утегалиев и др. рассматриваемая территория характеризуется сложным тектоническим и геологическим строением, разнообразием палеогеографических обстановок осадконакопления, высокой неоднородностью по литологическому составу и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), формированием трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти. Все вышеперечисленные геологические факторы во многом являлись предопределяющими при разработке рассматриваемых месторождений. Для выработки ТриЗ нефти активно внедрялись и проводились такие опытно-промышленные работы (ОПР), как паротепловое воздействие (ПТВ), влажное внутрипластовое горение (ВВГ), закачка газа и водогазовое воздействие (ВГВ), полимерное заводнение и т.д. Как известно, эффективность данных технологий во многом зависит от точности прогнозирования запасов нефти (начальных и остаточных), а также проведением специальных фильтрационных исследований и их адаптацией к рассматриваемым геолого-промысловым условиям залегания. В связи с этим, для повышения выработки ТриЗ нефти актуальным и востребованным становится повышение достоверности геологической основы и проведение специальных экспериментальных исследований. Совершенствование подходов геолого-промыслового обоснования мероприятий по эффективной выработки остаточных запасов основных объектов нефтедобычи Бузачинского свода является важной стратегической задачей для нефтяной отрасли Казахстана.

Далее подробно приведена информация о тектоническом и геологическом строении залежей нефти месторождений Каламкас и Каражанбас. Основная промышленная нефтегазоносность месторождения Каламкас приурочена к отложениям байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы, в пределах месторождения Каражанбас – к отложениям кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы. Показано, что рассматриваемые отложения представлены достаточно неоднородными породами по литологическому и минералогическому составу с широким диапазоном изменения гранулометрического состава и ФЕС. Приведена информация об особенностях выработки остаточных запасов из рассматриваемых отложений на примере месторождения Каламкас. Отмечено, что текущее состояние разработки месторождения характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции. Текущий уровень объема добычи нефти в основном обеспечивается такими мероприятиями, как бурение новых скважин и зарезка боковых (горизонтальных) стволов. Следовательно, актуальным и востребованным становится детализация геологического строения, уточнение распределения ФЕС и локализация остаточных запасов нефти с целью повышения эффективности определения точек заложения бурения новых скважин. Это подтверждается результатами работ таких ученых, как В.Е. Андреев, Д.Г. Антониади, Р.Н. Бахтизин, С.И. Билибин, А.Д. Дзюбло, С.А. Жданов, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, К.Е. Закревский, А.Т. Зарипов, Р.Р. Ибатуллин, И.М. Индрупский, Р.Д. Каневская, Ю.А. Котенев, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Михайлов, С.Ф. Мулявин, Р.Х. Муслимов, В.Ш. Мухаметшин, А.В. Насыбуллин, Р.Х. Низаев, Д.К. Нургалиев, М.К. Рогачев, О.В. Савенок, Ш.Х. Султанов, И.Г. Фаттахов, К.М. Федоров, И.Н. Хакимзянов, М.М. Хасанов, С.Ф. Хафизов, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов.

Во второй главе представлены результаты совершенствования подходов детализации геологического строения изучаемых продуктивных пластов месторождений Каламкас и Каражанбас.

Согласно результатам лабораторных исследований керна рассматриваемые продуктивные пласты характеризуются достаточно высокой неоднородностью по литологическому, гранулометрическому, минералогическому составам и ФЕС. По данным литолого-петрографической характеристике коллекторами в пределах байосского и батского ярусов месторождения Каламкас являются терригенные породы, в основном песчаники и алевролиты. Данные породы представлены мелко-среднезернистыми, полимиктовыми, поровыми песчаниками, которые местами переходят в песчанистые алевролиты. Согласно результатам изучения гранулометрического состава преобладающая фракция по горизонтам батского и байосского ярусов является пелитовая ($d < 0,01$ мм), которая в среднем составляет

34,31 и 36,31 %, соответственно. Мелкозернистая ($d = 0,10 \div 0,01$ мм) для батского – 27,17 % и для байосского – 22,90 %. Алевролитовая ($d = 0,25 \div 0,10$ мм) для батского – 21,08 % и для байосского – 24,81 %.

Использование общей зависимости «проницаемость-пористость» в процессе построения трехмерных геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) будет сопровождаться высокими неопределенностями в распределении коэффициента проницаемости $K_{пр}$, т.к. для одного и того же коэффициента пористости $K_{п}$ соответствует достаточно широкий интервал изменения коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от $1 \cdot 10^{-3}$ до 1 мкм^2 (Рисунок 1).

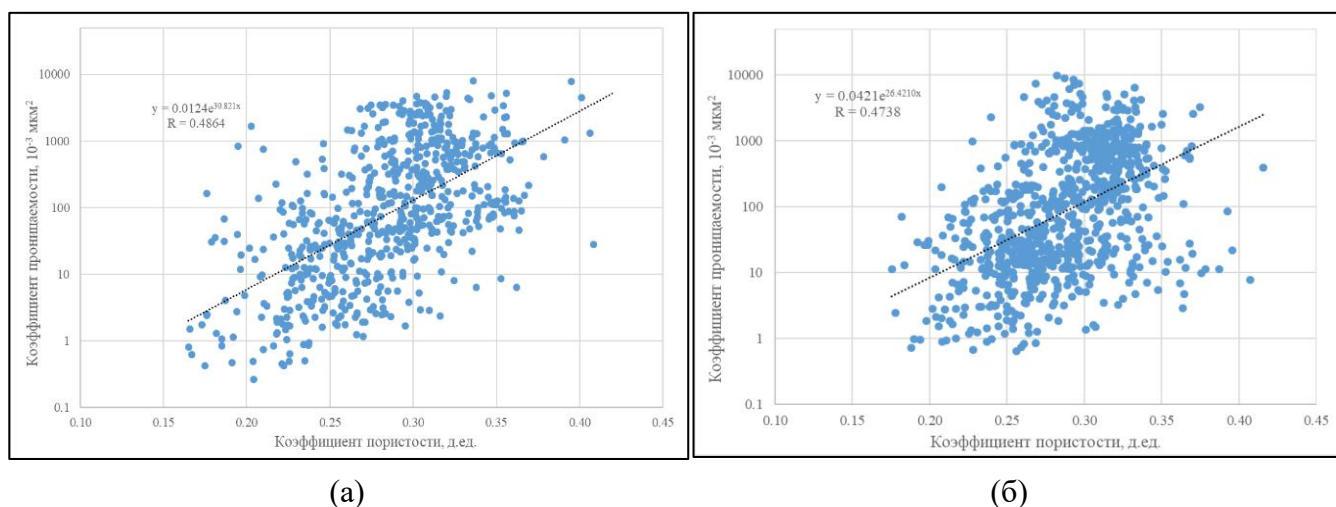


Рисунок 1 – Зависимость «проницаемость-пористость» для отложений байосского (а) и батского (б) ярусов

Использовании уже существующих подходов обработки данных Flow Zone Indicators (FZI) не представляется возможным достаточно однозначно выделить различные группы коллекторов. В связи с этим, для повышения достоверности распределения коэффициента проницаемости $K_{пр}$ предложен новый методический подход дифференциации продуктивных пластов по ФЕС с использованием комплексного параметра FZI. Согласно данному подходу распределение параметра FZI предлагается рассматривать как сумму отдельных нормальных (или логнормальных) распределений. В результате чего, в пределах однородного изменения кривой накопленной частоты FZI в качестве границ при выделении различных групп коллекторов необходимо использовать локальные минимумы на общем распределении рассматриваемого параметра. Показано, что данный подход позволяет выделить различные группы коллекторов, которые характеризуются собственными корреляционными зависимостями «проницаемость-пористость». На Рисунках 2 и 3 представлен результат выделения различных групп коллекторов согласно предложенному подходу для рассматриваемых пластов месторождений Каламкас и Каражанбас, соответственно.

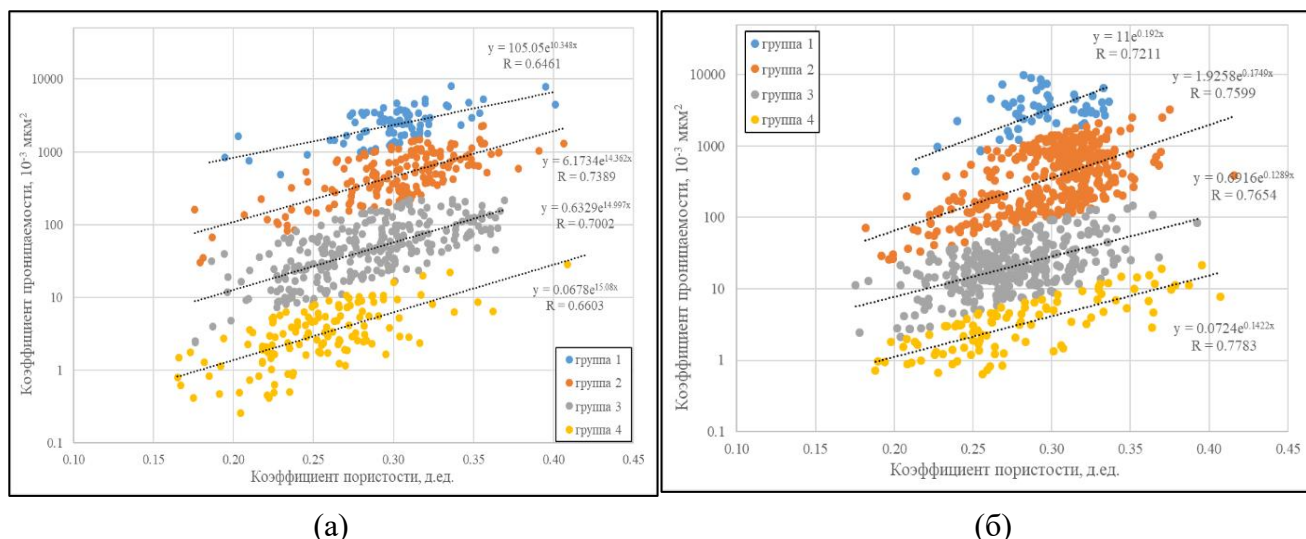


Рисунок 2 – Зависимость «проницаемость-пористость» различных групп коллекторов байосского (а) и батского (б) ярусов

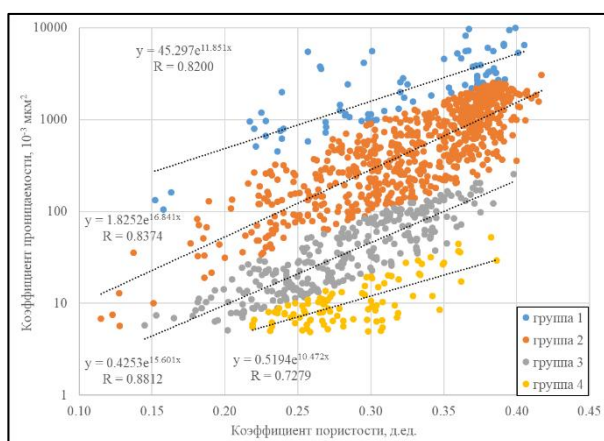


Рисунок 3 – Зависимость «проницаемость-пористость» различных групп коллекторов кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы

В результате, для геолого-промысловых условий залегания терригенных пластов среднего отдела юрской и нижнего отдела меловой систем Бузачинского свода, выделены различные группы коллекторов, различающихся зависимостями «проницаемость-пористость» и содержанием пелитовой фракции в горных породах.

Далее с использованием результатов гранулометрического анализа образцов керна исследуемых отложений выполнено сопоставление значений FZI с содержанием пелитовой фракции (Рисунок 4). Выявлено, что с увеличением содержания пелитовой фракции значение FZI уменьшается.

Результаты выделения различных групп коллекторов в пределах байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы в пределах месторождения Каламкас также были сопоставлены с результатами исследования образцов горных пород, выполненных с помощью сканирующего электронного микроскопа, в результате чего выявлено, что по мере ухудшения структуры пустотного пространства значение

параметра FZI уменьшается. В качестве примера на Рисунках 5 и 6 представлены некоторые снимки образцов горных породы, полученных с помощью электронного микроскопа, с различными значениями FZI.

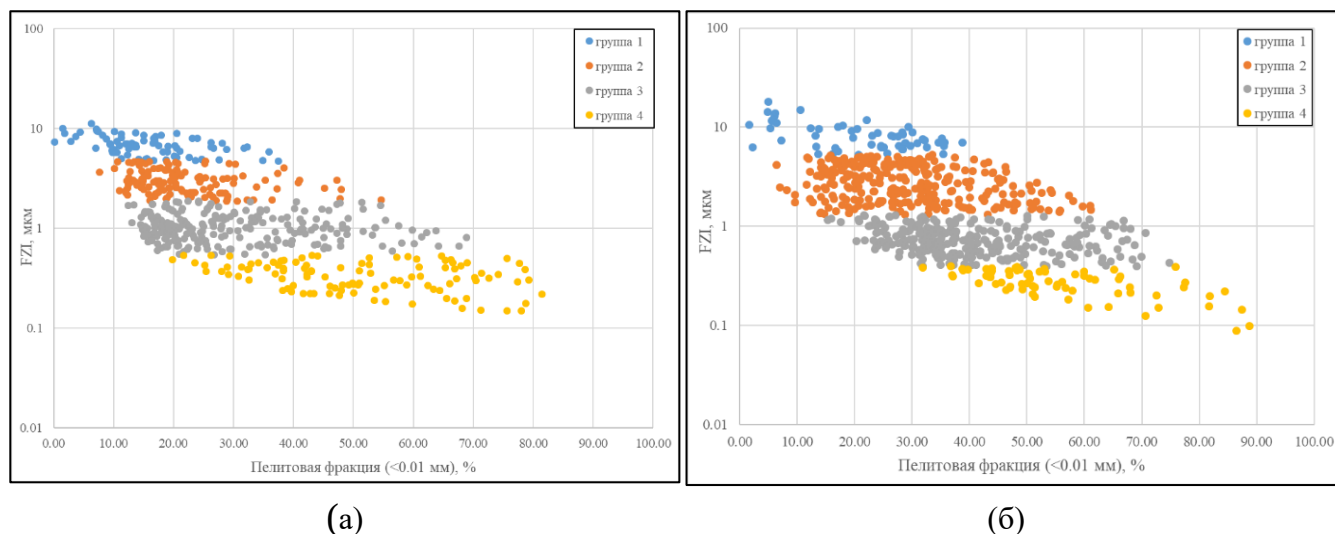


Рисунок 4 – Соотношение FZI и содержания пелитовой фракции для отложений байосского (а) и батского (б) ярусов

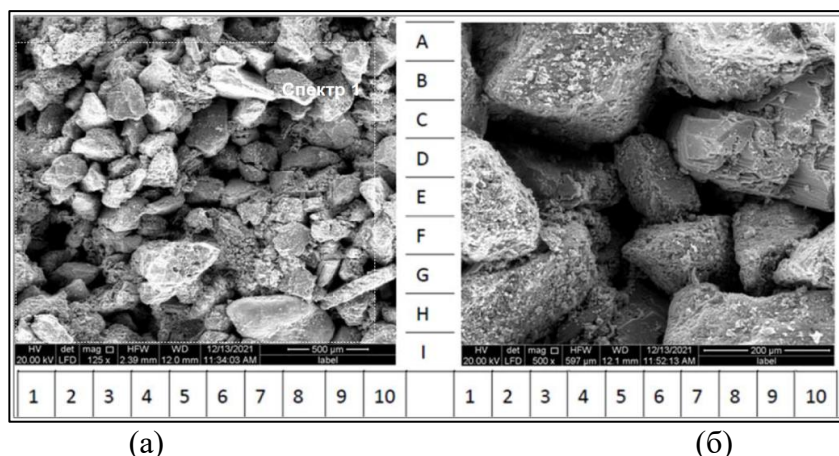


Рисунок 5 – Снимок образца 16 (FZI = 3,728 мкм). Общий вид скола образца при увеличении 125х (а) и межзерновые поры (С6, Е5) при увеличении 500х (б)

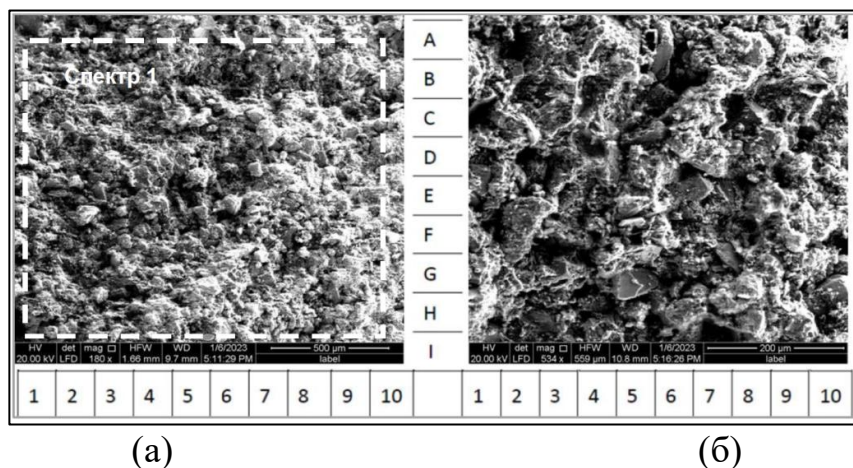


Рисунок 6 – Снимок образца 18 (FZI = 0,945 мкм). Общий вид скола образца при увеличении 180х (а) и межзерновые поры (Н2, D3, G9) при увеличении 1100х (б)

Учитывая, что рассматриваемые отложения характеризуются достаточно сложным геологическим строением далее разработан способ оценки влияния неоднородности по ФЕС на характер распределения нефтенасыщенности. Данный способ основан на определении значений постоянной величин A_4 и перепада капиллярного давления dP_c для различных размеров капиллярного барьера первого рода неравенства вида (1):

$$K_{пр} \geq \left(\frac{A_4}{dP_c} \right)^2 \cdot K_{п}, \quad (1)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²;

$K_{п}$ – коэффициент пористости, %.

Постоянная величина A_4 определяется межфазным натяжением σ (мН/м), косинусом угла смачивания $\cos\theta$, коэффициентом водонасыщенности K_v (%) (соответствующая капиллярному давлению смещения $P_{см}$ (кПа)), аппроксимируемыми коэффициентами a и b зависимости J -функции.

Показано, что по неравенству (1) представляется возможным нахождение различных соотношений величин коэффициентов проницаемости $K_{пр}$ и пористости $K_{п}$ при котором размеры капиллярного барьера в залежи будут превышать определенной высоты, например, 1,0; 1,5 и 2,0 м над уровнем принятого водонефтяного контакта (ВНК) (Рисунок 7).

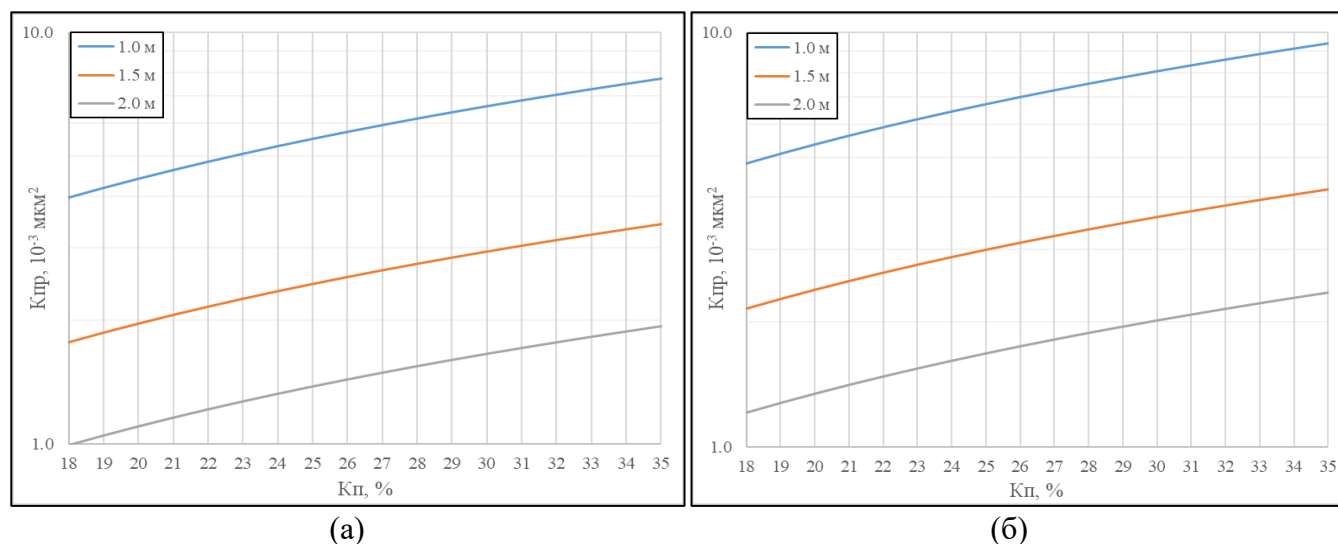


Рисунок 7 – Кросс-плот коэффициентов проницаемости $K_{пр}$ и пористости $K_{п}$ для различных размеров капиллярного барьера (1,0; 1,5; 2,0 м) байосского (а) и батского ярусов (б) месторождения Каламкас

Из Рисунка 7 видно, что для того чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_{п} = 27,6$ % необходимо выполнение неравенств $K_{пр} \geq 6,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² (байосский ярус) и $K_{пр} \geq 7,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (батский ярус).

Согласно данному способу для различных значений коэффициента пористости K_p представляется возможным нахождение минимального значения коэффициента проницаемости $K_{пр}$, при котором средняя высота капиллярного барьера не будет превышать некоторого определенного значения.

В третьей главе показаны различные подходы построения трехмерной модели и оценки запасов нефти с учетом выполненной детализации геологического строения рассматриваемых пластов.

В предыдущем разделе в байосском ярусе выделены четыре условные группы коллекторов, которые характеризуются собственными диапазонами изменения параметра FZI и зависимостями «проницаемость-пористость» (Таблица 1).

Таблица 1 – Зависимости «проницаемость-пористость» различных групп коллекторов

Группа	Диапазон изменения	Вид уравнения
1	$FZI \geq 4,068$ мкм	$K_{пр} = 105,050 \cdot \exp(10,348 \cdot K_p)$
2	$1,863 \leq FZI < 4,068$ мкм	$K_{пр} = 6,173 \cdot \exp(14,362 \cdot K_p)$
3	$0,540 \leq FZI < 1,863$ мкм	$K_{пр} = 0,633 \cdot \exp(14,997 \cdot K_p)$
4	$FZI < 0,540$ мкм	$K_{пр} = 0,068 \cdot \exp(15,080 \cdot K_p)$

Отмечено, что для достоверного построения трехмерной ГГДМ необходимо определение зон (участков) распространения выделенных групп коллекторов в пределах залежи. Это обусловлено тем, что ввиду различного фильтрационного поля выработка запасов из каждой группы коллекторов будет происходить неравномерно как по площади, так и по разрезу. Учитывая, что выделение различных групп коллекторов проведено с помощью параметра FZI, то возникает задача получения данного параметра в непрерывном виде по всем скважинам. В связи с этим выполнено сопоставление результатов лабораторных исследований с материалами геофизических исследований скважин (ГИС) с помощью инструментов регрессионного анализа. В результате чего, получена аналитическая зависимость величины FZI и кривых ГИС, которая имеет вид:

$$FZI = [(-0,00259 \cdot GK^3) + 9,34140 \cdot VSH^3 + 1,44926 \cdot W^3]^2, \quad (2)$$

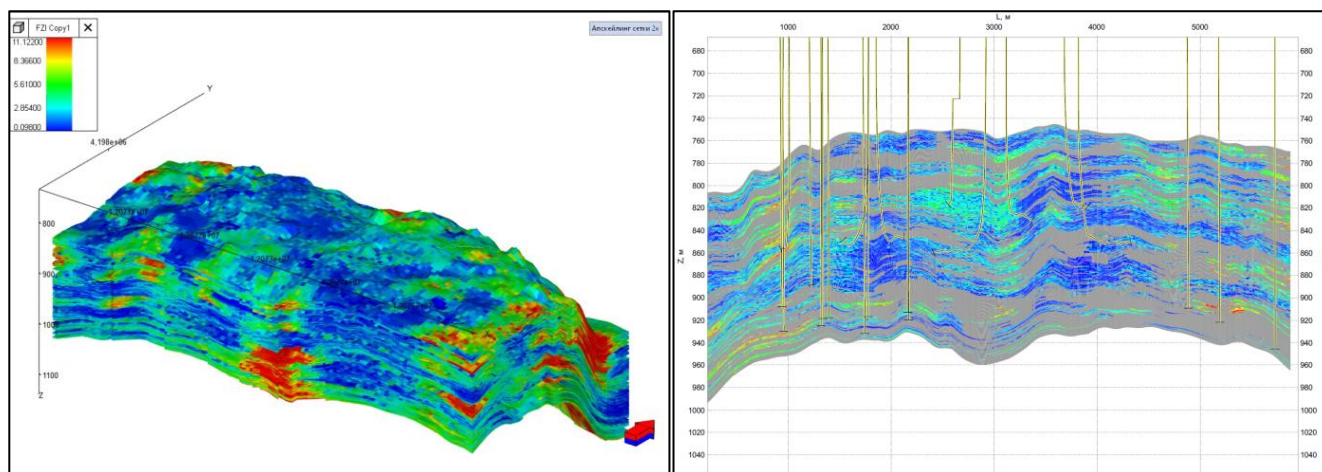
где GK – кривая гамма-каротажа, мкР/ч;

VSH – кривая глинистости, д.ед.;

W – кривая водородосодержания по НГК, д.ед.

Далее с использованием формулы (2) построен куб FZI (Рисунок 5).

Для того, чтобы использовать корреляционные зависимости различных групп коллекторов при построении окончательного куба проницаемости выполнена дифференциация трехмерной сетки модели согласно диапазонам изменения FZI, которые представлены в Таблице 1. Это позволило получить зоны распространения различных групп коллекторов в трехмерной модели (Рисунок 6).



(а) (б)
Рисунок 5 – Куб (а) и геологический разрез (б) FZI

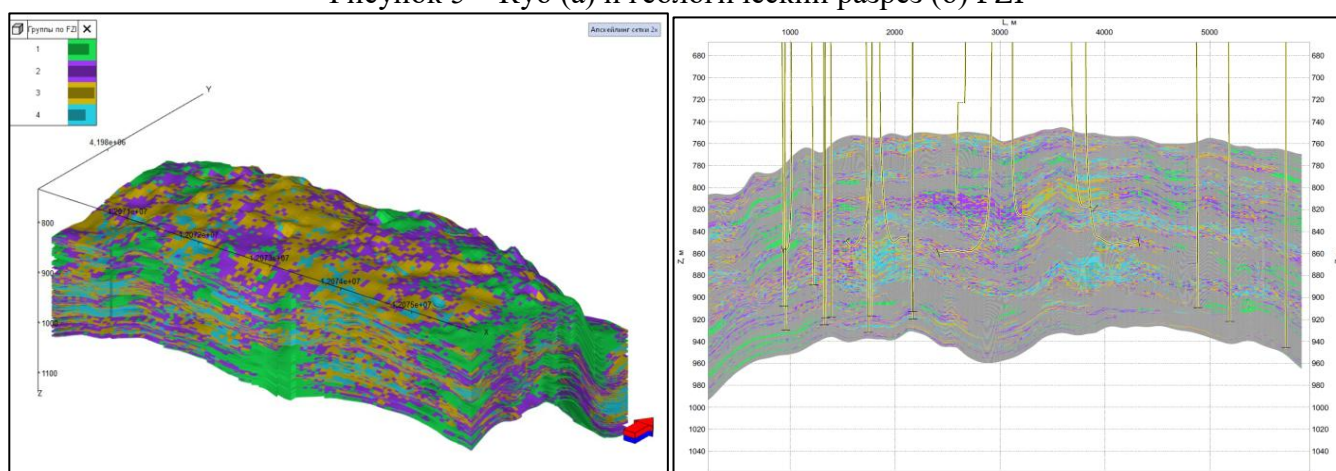


Рисунок 6 – Распространение различных групп коллекторов в трехмерной модели

На основе куба, показанного на Рисунке 6, выполнена оценка окончательного куба проницаемости с использованием зависимостей «проницаемость-пористость», представленных в Таблице 1. Результат построения итогового куба проницаемости представлен на Рисунке 7. В результате использования предложенного подхода построения куба проницаемости достигается лучшая сходимость со скважинными данными, чем при использовании стандартного подхода построения куба проницаемости (использование единой зависимости «проницаемость-пористость»).

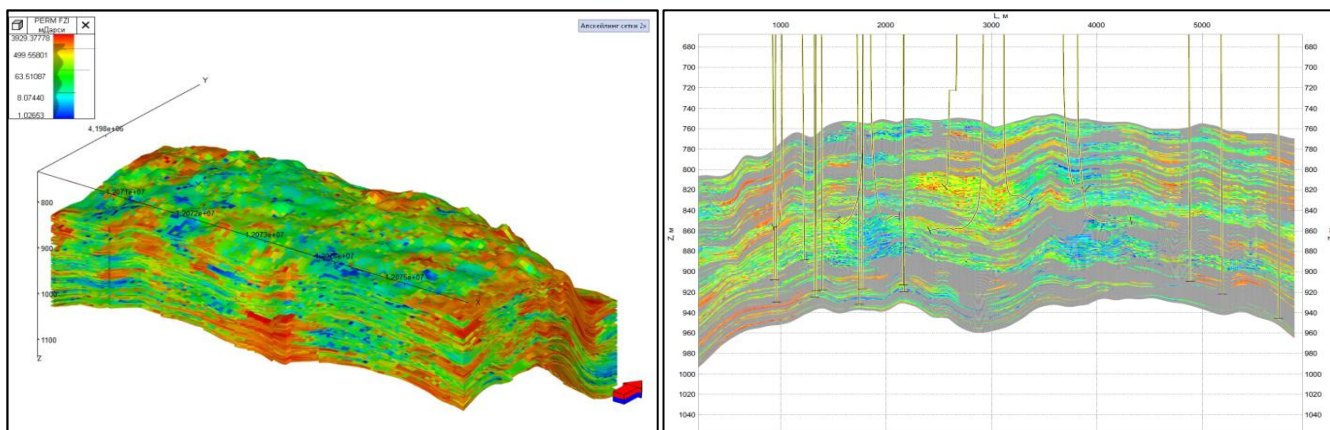


Рисунок 7 – Куб проницаемости с учетом выделенных групп коллекторов

Дополнительно для верификации полученных результатов выполнено сопоставление синтетической кривой FZI, полученной на основе формулы (2), с оценкой FZI, рассчитанного на основе лабораторных исследований керна (Рисунок 8). Из Рисунка 8 видно, что синтетическая кривая FZI согласуется с оценкой FZI, рассчитанного на основе результатов лабораторных исследований керна.

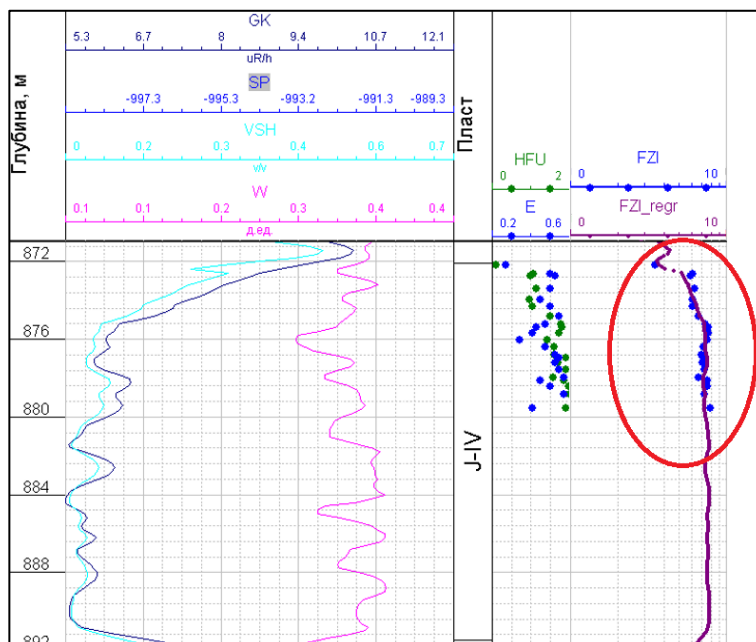


Рисунок 8 – Планшет скважины с синтетической кривой FZI

Далее при построении куба нефтенасыщенности с учетом результатов капиллярных исследований выявлено, что лучшая дифференциация J-функции и кривых капиллярных давлений (ККД) наблюдается по значению комплексного параметра FZI, а не коэффициента пористости $K_{п}$ образцов горных пород (Рисунок 9).

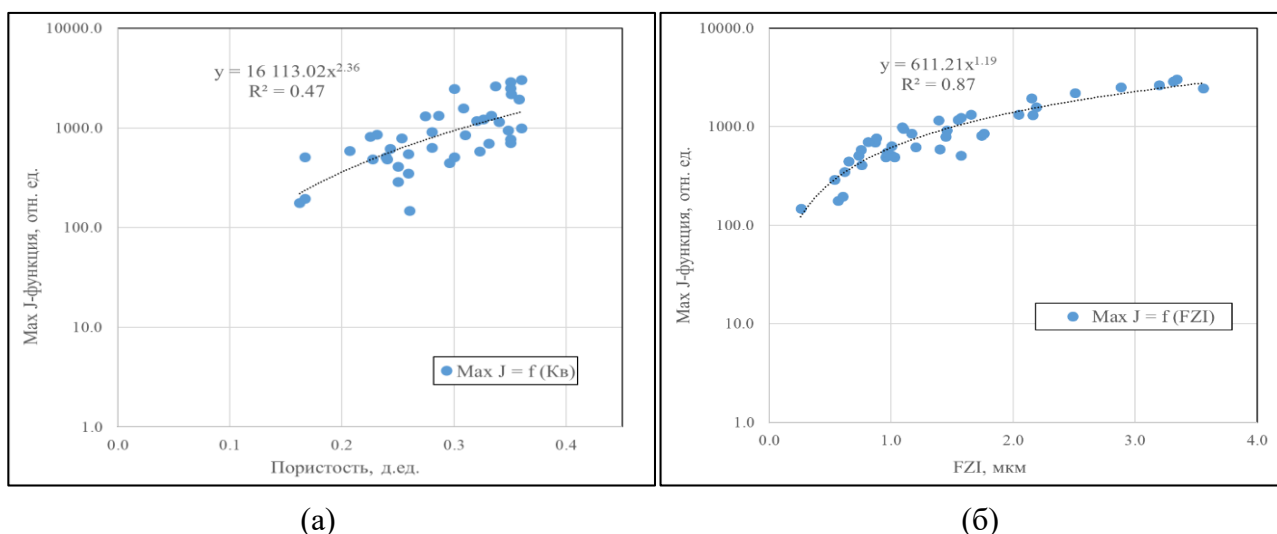


Рисунок 9 – Сопоставление максимального значения J-функции с коэффициентом пористости $K_{п}$ (а) и комплексным параметром FZI (б) образцов горных пород

Для повышения достоверности построения трехмерной модели необходимо построение корреляционной зависимости $J=f(K_v)$ для каждой группы коллекторов, выделенной по комплексному параметру FZI.

Согласно охвату капиллярных исследований керна представляется возможным построение объединенной зависимости $J=f(K_v)$ для 1-2 и 3-4 групп коллекторов. Следовательно, выполнена дифференциация общей совокупности точек J-функции и коэффициента водонасыщенности K_v по значению $FZI = 1,862$ мкм (Рисунке 10). Безразмерные константы a и b , использованные для дальнейшего получения трендовых зависимостей при построении куба нефтенасыщенности приняты: для групп 1 и 2 $a=6,070$, $b=3,355$; для групп 3 и 4 $a=1,978$, $b=1,582$.

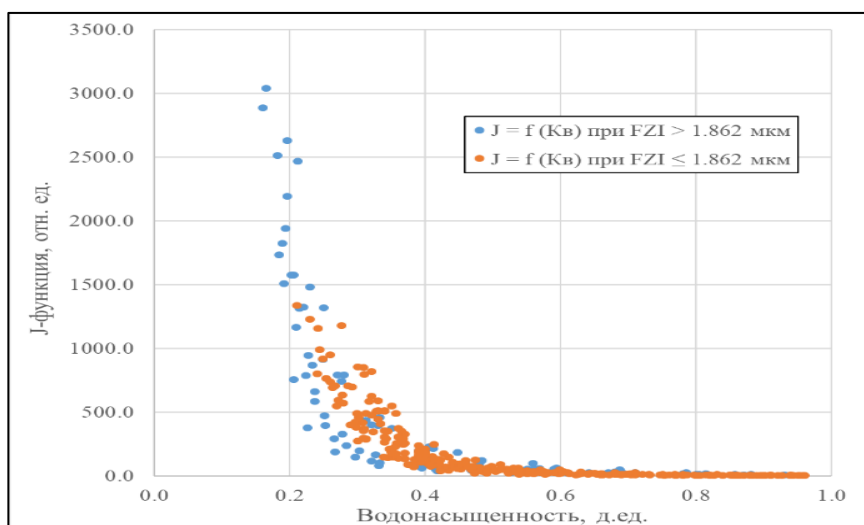


Рисунок 10 – J-функция и коэффициент водонасыщенности K_v

Результат построения окончательного куба нефтенасыщенности с учетом дифференциации ККД по FZI представлен на Рисунке 11. При использовании предложенного подхода построения куба нефтенасыщенности отмечается лучшая сходимость со скважинными данными, чем при дифференциации ККД по коэффициенту пористости K_p . Далее на основе нового построения трехмерной геологической модели выполнена оценка начальных геологических запасов нефти в пределах каждой из групп коллекторов, выделенных согласно FZI.

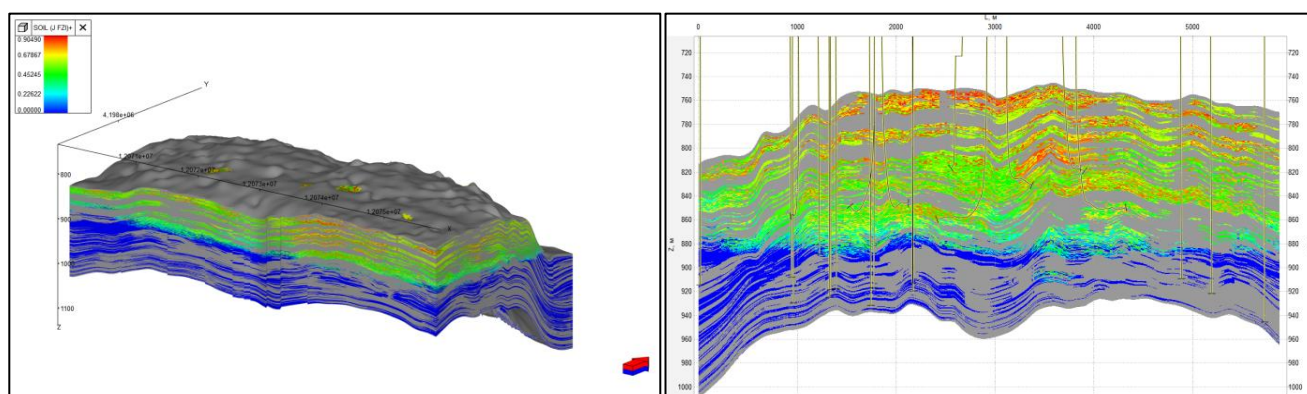


Рисунок 11 – Куб нефтенасыщенности, построенный по предлагаемому подходу

В четвертой главе выполнено экспериментальное и геолого-технологическое обоснование мероприятий по повышению выработки остаточных запасов нефти из пластов нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем рассматриваемых месторождений Бузачинского свода.

Согласно физико-химическим свойствам нефть нижнего отдела меловой системы является битуминозной, высокосмолистой (массовое содержание до 34,6 %) сернистой (массовое содержание до 2,4 %), парафинистой (массовое содержание до 3,6 %), сверхвязкой (вязкость более 200 мПа·с).

На рассматриваемом месторождении с целью промышленного освоения реализованы технологии ПТВ и ВВГ. Схематическое разделение участка месторождения по применяемым методам представлено на Рисунке 12. Сопоставление эффективности применяемых методов позволило сделать следующие выводы:

- метод ВВГ дает положительный, но краткосрочный эффект по добычи нефти;
- применение заводнения с начала разработки месторождения является малоэффективным для пластов со сверхвязкой. Во многих добывающих скважинах неизбежны прорывы воды и стремительный рост обводненности;
- наибольший эффект для залежей со сверхвязкой нефтью показало длительное использование ПТВ с постепенным переходом на заводнение (без тепловых методов).

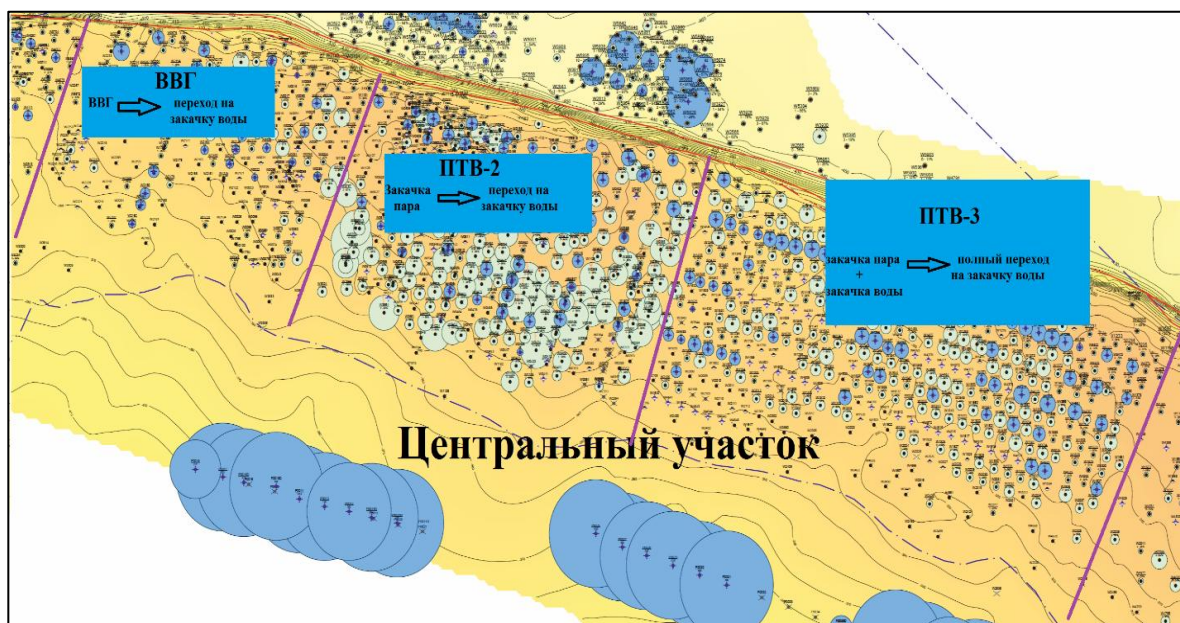


Рисунок 12 – Разделение центрального участка по применяемым методам воздействия на пласт

Полученные выводы, анализ исторических показателей разработки учтены при геолого-промысловом обосновании ПТВ с учетом, что позволило выявить следующее:

- применение технологии чередующейся закачки пара и воды на нескольких участках объекта исследования позволило получить дополнительную добычу нефти в объеме 10 879 т за 14 месяцев;

- на тех участках, где на дату анализа реализованы два цикла закачки пара и один цикл закачки воды, каждый последующий цикл показывает увеличение прироста нефти относительно базового варианта с заводнением (без тепловых методов);

- положительная динамика добычи нефти в реагирующих скважинах является результатом проявления двух процессов, происходящих в пласте. Это время теплового (снижение вязкости нефти, увеличение подвижности, раскупоривание пор) и гидродинамического (повышение пластового давления, обусловленное значительным ростом компенсации) воздействия;

- применение технологии циклической закачки пара и воды обладает более высокими технико-экономическими показателями относительно заводнения.

Для достижения проектного КИН необходимо использование варианта промышленного применения ПТВ на всем рассматриваемом участке.

Далее с целью оптимизации дальнейшего применения тепловых методов выполнены экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти с использованием образцов керна, отобранных из нижнего отдела меловой системы рассматриваемого месторождения.

Фильтрационные исследования выполнены методом нестационарной фильтрации на двухфазной фильтрационной системе. Образцы помещались в рентгенопрозрачный кернодержатель, в котором создавались пластовое давление 3,2МПа и пластовая температура 26 °С. Для восстановления смачиваемости образцы выдерживались в пластовых условиях в течение трех недель. После этого закачивалась вода с повышением температуры: 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80 и 90 °С. Дополнительно результаты фильтрационных исследований сопоставлены с комплексным параметром FZI, который использовался при детализации геологического строения. Результаты фильтрационных исследований приведены в Таблице 2 и на Рисунке 13.

Таблица 2 – Сводная таблица по результатам определения коэффициента вытеснения при разных температурах

№ п/п	Пористость, д.ед.	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	FZI, мкм	Коэффициент вытеснения нефти, д.ед.							
				20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С
1	0,198	26,0	1,457	0,317	0,329	0,340	0,358	0,379	0,385	0,397	0,408
2	0,286	189,0	2,015	0,384	0,398	0,406	0,436	0,468	0,477	0,493	0,515
3	0,281	319,0	2,707	0,423	0,436	0,451	0,503	0,515	0,533	0,548	0,569
4	0,297	415,0	2,778	0,454	0,467	0,480	0,518	0,531	0,557	0,584	0,602
5	0,292	760,0	3,884	0,480	0,513	0,532	0,585	0,603	0,621	0,644	0,651
6	0,313	1597,0	4,923	0,540	0,558	0,567	0,659	0,689	0,714	0,731	0,753

Из Рисунка 13 видно, что значение коэффициента вытеснения резко увеличивается при температуре закачиваемой воды выше 50 °С. Особенно это заметно для образца керна с FZI = 4,293 мкм (1 группа коллекторов). Следовательно, для достижения максимальной технологической эффективности необходимо проведение закачки горячей воды на тех участках залежи, которые соответствуют зоне (области) распространения коллекторов группы 1.

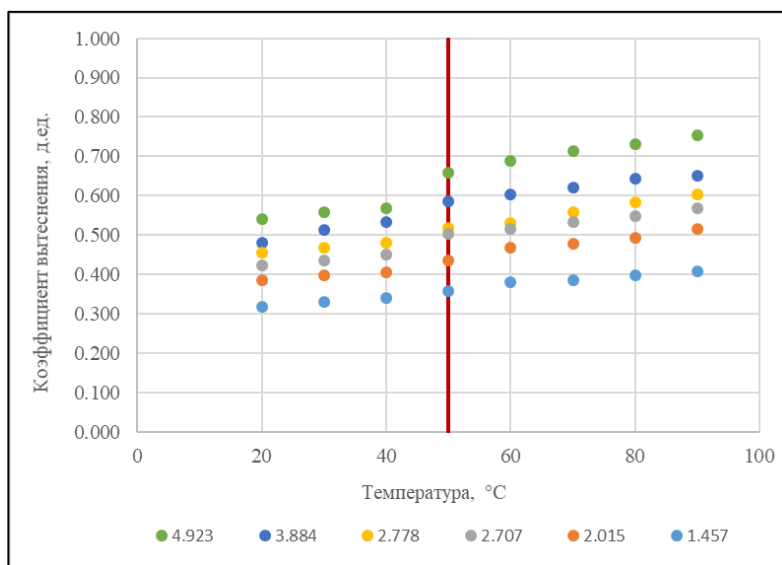


Рисунок 13 – Результаты лабораторных исследований и дифференциации образцов керна по ФЕС (условные обозначения соответствуют величине FZI каждого образца керна)

На Рисунках 14 и 15 приведены зависимости коэффициента вытеснения нефти от FZI и коэффициента проницаемости $K_{пр}$, соответственно. Из данных рисунков видно, что результаты указывают на более тесную связь между комплексным параметром FZI образцов керна и коэффициентом вытеснения нефти.

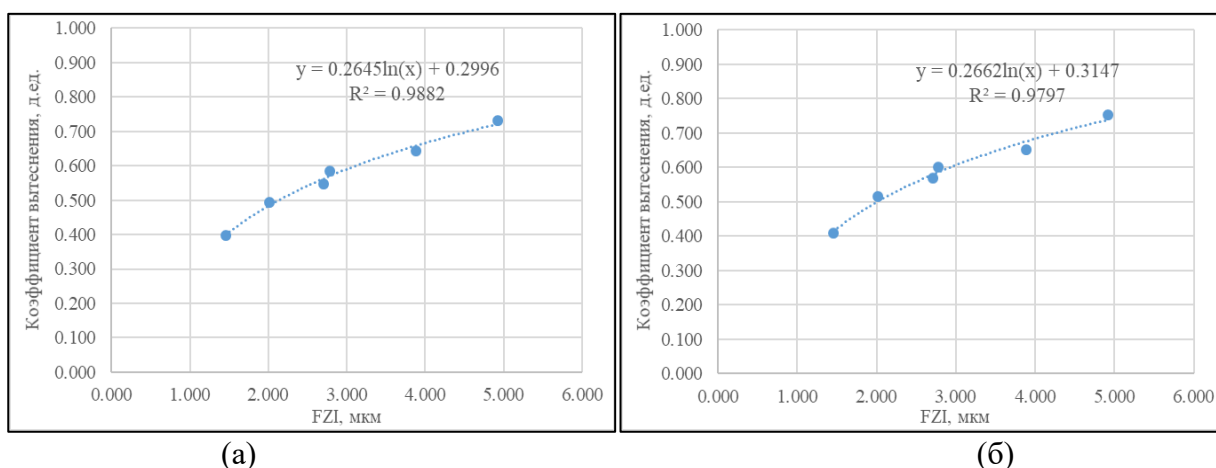


Рисунок 14 – Зависимость коэффициента вытеснения и FZI для температуры закачиваемой воды 80 (а) и 90 °С (б)

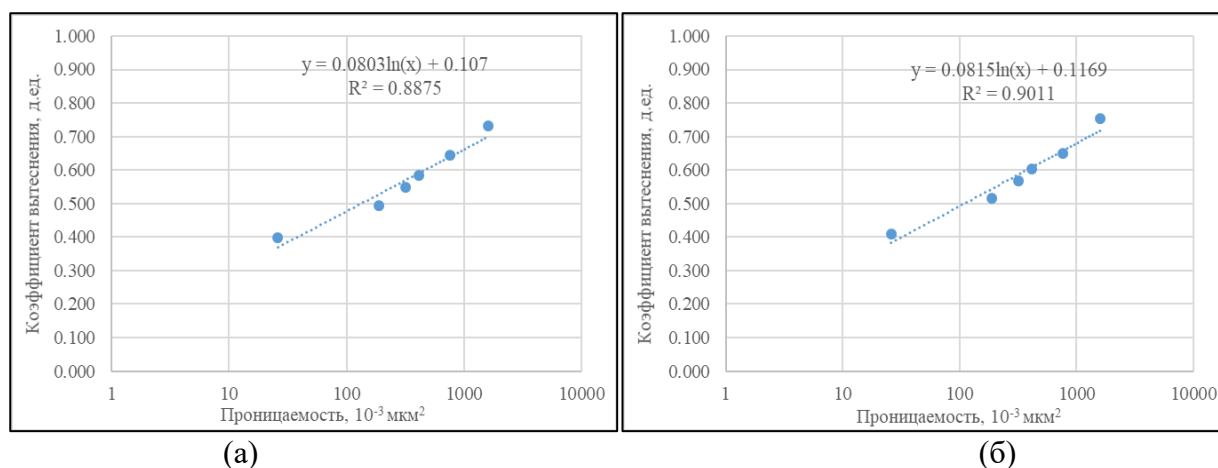


Рисунок 15 – Зависимость коэффициента вытеснения и коэффициента проницаемости для температуры закачиваемой воды 80 (а) и 90 °С (б)

Далее изучено влияния минерализации закачиваемой воды на фильтрационные характеристики пород. Выявлено, что при проницаемости менее $0,6 \text{ мкм}^2$ нижний предел минерализации закачиваемой воды равен $5,0 \text{ г/л}$, а также снижение минерализации воды до полного опреснения приводит к значительному снижению проницаемости, что объясняется набуханием различных глинистых частиц породы.

Использование предложенных подходов изучения геологического строения, формирования ГГДМ и анализа технологических показателей разработки позволило уточнить распределение запасов нефти. В результате чего сформированы мероприятия по выработке остаточных запасов. Результат внедрения предложенных рекомендаций по одному из участков объекта исследования представлен в Таблице 3, который составил $8,3 \text{ тыс. т.}$ дополнительно добытой нефти.

Таблица 3 – Результаты апробации предложенных рекомендаций

Номер скважины	Вид ГТМ	До проведения ГТМ			После проведения ГТМ			Накопленная дополнительная добыча, т
		дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	
X71	ГРП	85,0	0,7	99,0	59,7	5,9	90,1	271,1
XX54	ГРП	2,0	0,8	42,0	24,4	5,6	77,1	1711,2
XX84	ГРП	51,0	1,8	96,0	65,8	4,0	93,9	731,6
XX46	ГРП	8,0	2,9	60,0	46,6	15,7	66,3	3748,6
XX65	ПВЛГ	0,0	0,0	0,0	44,7	3,4	92,3	624,3
XX45	ПВЛГ	0,0	0,0	0,0	33,9	1,6	95,3	61,2
XX58	ПВЛГ	51,0	1,4	97,0	40,5	11,3	72,0	528,4
XX71	ПВЛГ	29,0	1,0	96,0	61,5	3,7	94,1	311,7
X17	ПВЛГ	29,0	1,3	95,0	31,2	4,5	85,5	208,0
XX73	ПВЛГ	59,3	2,4	95,5	61,3	2,2	96,4	21,3
XX11	ПВЛГ	51,0	2,0	96,0	23,3	4,9	78,9	78,2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработан новый методический подход дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам на основе использования комплексного параметра FZI в условиях сложного геологического строения отложений нижнего отдела меловой и среднего отдела юрской систем рассматриваемых месторождений Бузачинского свода. На основе разработанного подхода выделены различные группы (классы) коллекторов, различающихся зависимостями «проницаемость-пористость» и содержанием пелитовой фракции в горных породах.

2. Предложен способ оценки влияния геологической неоднородности пластов по фильтрационно-емкостным свойствам на характер распределения нефтенасыщенности. В результате использования данного способа установлено, что для того чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_p = 27,6 \%$ пластов байосского и батского ярусов необходимо выполнение неравенств $K_{пр} \geq 6,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $K_{пр} \geq 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, соответственно.

3. Разработаны новые подходы построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей, основанные на полученной корреляционной зависимости параметра FZI и показаний кривых геофизических исследований скважин, а также на результатах обработки результатов специальных исследований керна с учетом результатов дифференциации продуктивных пластов на различные группы коллекторов. Показано, что использование предложенных подходов при построении трехмерных моделей позволяет повысить достоверность прогноза геологических и подвижных запасов нефти.

4. В результате проведения экспериментальных исследований выявлена зависимость между комплексным параметром FZI образцов керна и коэффициентом вытеснения сверхвязкой нефти при закачке горячей воды. Согласно данной зависимости выявлено, что максимальное значение вытеснения сверхвязкой нефти с помощью горячей воды с температурой свыше 50°C достигается на образцах керна с показателем комплексного параметра $FZI \geq 4,293 \text{ мкм}$.

5. По результатам построения новых трехмерных геолого-гидродинамических моделей с учетом выполненных исследований сформированы мероприятия по повышению выработки остаточных запасов нефти для одного из объектов разработки байосского яруса месторождения Каламкас. В результате проведения предложенных рекомендаций дополнительная добыча нефти составила 8,3 тыс. т.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

По теме диссертационной работы опубликовано 18 научных трудов, в том числе:

– в изданиях, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

1. Мустафаев, М.К. Техническое решение по оценке состояния и эффективности работы нагнетательной скважины / М.К. Мустафаев, В.К. Мухутдинов, В.Ф. Назаров, Ш.Х. Султанов, Б.Ж. Туркпенбаева, А.А. Махмутов // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 12 (276). – С. 56-60.

2. Мустафаев, М.К. Способ оценки влияния геологической неоднородности пластов на характер распределения нефтенасыщенности / М.К. Мустафаев, Н.М. Кусайнов, Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов, Б.Ж. Туркпенбаева // Нефтегазовое дело. – 2024. – №4 – С. 199-206.

3. Мустафаев, М.К. Экспериментальное обоснование мероприятий по повышению выработки остаточных запасов сверхвязкой нефти из пластов нижнего отдела меловой системы Бузачинского свода / М.К. Мустафаев, Н.М. Кусайнов, Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 3. – С. 45-49.

4. Мустафаев, М.К. Повышение достоверности трехмерной геологической основы объектов разработки сложного строения / М.К. Мустафаев, Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов, Ю.А. Котенев, Т.Ф. Манапов // Нефтегазовое дело. – 2024. – № 5. – С. 8-16.

5. Мустафаев, М.К. Оценка подвижных запасов нефти с помощью концепции гидравлических единиц потока. М.К. Мустафаев, Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов, Р.У. Рабаев, Вэй Хуанкэ, Чжоу Цяофэн // Нефтегазовое дело. – 2025. – № 3. – С. 8-16.

– в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования Scopus:

6. Мустафаев, М.К. Лабораторно-экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти в условиях месторождения «Каражанбас» / М.К. Мустафаев, Е.К. Кайыржан // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 4. – С. 66-73.

– в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

7. Мустафаев, М.К. Проведение ремонтно-изоляционных работ на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» месторождения Кумколь (Республика Казахстан) / А.С. Айдарбаев, Б.Ж. Сыздыков, М.К. Мустафаев, Р.Ш. Давлетов, Д.Н. Куликов, Р.Ф. Кильметов // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2008. – № 6 (125). – С. 14-16.

8. Мустафаев, М.К. Практический опыт разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях месторождения Каражанбас / М.К. Мустафаев // VI Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»: сборник тезисов докладов, Москва, 26-27 сентября 2017 года. – Москва: АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт», 2017. – С. 11.

9. Мустафаев, М.К. Технико-экономическая оценка технологии чередующейся закачки пара и воды на западном участке месторождения Каражанбас / М.К. Мустафаев // VI Международная научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений»: сборник материалов, Санкт-Петербург, 23-24 ноября 2017 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Горный университет, 2017. – С. 150-167.

10. Мустафаев, М.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти / М.К. Мустафаев, Е.К. Кайыржан // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 12. – С. 43-48.

11. Мустафаев, М.К. Опыт циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас. Технико-экономические аспекты / М.К. Мустафаев // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 1. – С. 14-22.

12. Мустафаев, М.К. Об эффективности технологии циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас / М.К. Мустафаев // Нефть и газ. – 2018. – № 2 (104). – С. 86-88.

13. Мустафаев, М.К. Роль детального геологического моделирования с помощью сейсмофациального анализа в проектировании разработки на примере месторождения

Каражанбас / Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти», г.Актау, 2018. – С.198-212.

14. Мустафаев, М.К. Изучение влияния неоднородности продуктивных пластов по ФЕС на характер распределения нефтенасыщенности / М.К. Мустафаев // Международная научно-практическая конференция, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию Спивака Александра Ивановича: сборник материалов, Уфа, 23-24 ноября 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 190.

15. Мустафаев, М.К. Опыт дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам на поздней стадии разработки / М.К. Мустафаев // XVII Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2024»: сборник материалов конференции, Уфа, 25-29 марта 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 40-41.

16. Мустафаев, М.К. Геолого-геофизическое обоснование мероприятий по повышению выработки остаточных запасов нефти в условиях сложного строения / М.К. Мустафаев // IX Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Геолого-геофизические исследования нефтегазовых пластов» (с международным участием): сборник материалов, Уфа, 23 мая 2024 года. – Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. – С. 7-9.

17. Мустафаев, М.К. Особенности геологического строения основных объектов нефтедобычи в пределах северной части Северо-Бузачинского свода / Международная научно-практическая конференция «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений на поздней стадии: сборник материалов, Альметьевск, 23-24 сентября 2024 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», 2024. – С. 60-65.

18. Мустафаев М.К. Опыт применения индикатора гидравлического типа коллектора при изучении терригенных отложений визейского яруса каменноугольной системы / Ш.Х. Султанов, А.А. Махмутов, М.К. Мустафаев, Р.У. Рабаев, Цзяньгуан Вэй, Чжоу Цяофэн, М.А. Фокин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2. – С. 80-94.