

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический
университет»

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»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Султанов Шамиль Ханифович

Уфа – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ БУЗАЧИНСКОГО СВОДА.....	10
1.1 Краткий обзор научно-технической литературы по изучаемой территории.....	10
1.2 Тектоническое и геологическое строение залежей нефти выбранных объектов исследования.....	12
1.2.1 Месторождение Каламкас.....	12
1.2.2 Месторождение Каражанбас.....	13
1.3 Особенности выработки остаточных запасов нефти на примере одного из месторождений.....	16
1.4 Выводы к главе 1.....	23
ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ ДЕТАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	24
2.1 Обработка результатов лабораторных исследований керна.....	24
2.1.1 Разработка методического подхода детализации геологического строения продуктивных пластов с помощью комплексного параметра FZI.....	24
2.1.2 Сопоставление полученных результатов с фактическим геолого- промысловым материалом.....	31
2.1.2.1 Байосский ярус.....	31
2.1.2.2 Батский ярус.....	35
2.2 Изучение влияния неоднородности по ФЕС на характер распределения насыщенности пластов.....	39
2.2.1 Байосский ярус.....	41
2.2.2 Батский ярус.....	43
2.3 Выводы к главе 2.....	45
ГЛАВА 3 ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ И ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДЕТАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ.....	47
3.1 Исходная информация для построения трехмерной модели.....	47
3.2 Способ выделения различных групп коллекторов при построении трехмерной модели.....	48

3.3	Разработка подхода построения куба нефтенасыщенности в условиях высокой геологической неоднородности пластов.....	54
3.3.1	Модель нефтяной залежи.....	54
3.3.2	Обработка результатов специальных исследований керна.....	56
3.3.3	Построение трехмерной модели и оценка запасов нефти.....	63
3.4	Выводы к главе 3.....	65
ГЛАВА 4	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО ОТДЕЛА МЕЛОВОЙ И СРЕДНЕГО ОТДЕЛА ЮРСКОЙ СИСТЕМ БУЗАЧИНСКОГО СВОДА	67
4.1	Геолого-технологическое обоснование тепловых методов воздействия с целью выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки.....	67
4.1.1	Ретроспективный анализ эффективности термических методов воздействия на поздней стадии.....	67
4.1.2	Технико-экономическое оценка технологии циклической закачки пара и воды.....	73
4.1.3	Экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти.....	80
4.2	Формирование геолого-технических мероприятий по результатам детализации геологического строения и построения трехмерной модели.....	87
4.2.1	Результаты детализации геологической основы и формирование программы мероприятий по повышению выработки остаточных запасов.....	87
4.2.2	Апробация предложенных рекомендаций.....	88
4.3	Выводы к главе 4.....	89
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	91
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ.....	104

ВВЕДЕНИЕ

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 паспорта 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. Надиров, 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 предопределяющими при освоении запасов месторождений углеводород.

В литературе широко освещены результаты исследования влияния сложности геологического строения на выработку запасов, 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, 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, О.В. Савенок, И.Г. Фаттахов, 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 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 $K_{пр}$ и пористости $K_{п}$, 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.); 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 страницы, 80 рисунков, 13 таблиц, 114 источников используемой литературы.

Для данной исследуемой территории характерно сложное тектоническое строение, разнообразие палеогеографических обстановок осадконакопления, формирование сложной структуры трудноизвлекаемых запасов и т.д. Все эти геологические факторы во многом являлись предопределяющими при разработке и эксплуатации месторождений УВС.

Для более достоверной оценки промышленной нефтегазоносности и выбора наиболее рациональной системы разработки проведены многочисленные работы научного и прикладного характера такими учеными-специалистами, 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 многие другие.

Согласно работам вышеперечисленных авторов рассматриваемая территория характеризуется крайне активным и высоким развитием тектонических нарушений. В результате чего, исследуемые залежи нефти имеют сложное блоковое строение. Данное обстоятельство являлось основным фактором распределения и размещения скопленных промышленных запасов УВС. К тому же промышленные скопления УВС зачастую являются трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Для выработки таких ТРИЗ в условиях сложного геологического строения в пределах данного региона активно внедрялись и проводились опытно-промышленные работы (ОПР) по технологиям паротепловое воздействие (ПТВ), внутрипластовое горение, закачка газа и водогазовое воздействие (ВГВ), полимерное заводнение и т.д. Однако, например, технология внутрипластового горения в рассматриваемых условиях приводило к ускоренной коррозии внутрискважинного оборудования. Закачка газа несет большие капитальные затраты в виду необходимости организации транспортировки и подготовки требуемого объема газа. Другими словами, эффективное применение вышеперечисленных технологий для выработки ТРИЗ с целью поддержания оптимальных уровней добычи предопределяются некоторыми технологическими ограничениями. Следовательно, возникает актуальность повышения эффективности традиционных технологий разработки объектов исследований. Как показывает практика, одним из подходов повышения выработки ТРИЗ (при использовании как традиционных, так и специфических технологий разработки) является повышение достоверности геологической основы и проведение специальных экспериментальных исследований. Для этого необходима разработка новых подходов детализации геологического строения залежей, направленных на повышение точности прогноза объема и распределения остаточных запасов УВС.

Таким образом, актуальным становится совершенствование подходов геолого-технологического обоснования повышения освоения остаточных ТРИЗ из основных объектов нефтедобычи Бузачинского свода.

1.2 Тектоническое и геологическое строение залежей нефти выбранных объектов исследования

1.2.1 Месторождение Каламкас

Месторождение Каламкас по величине извлекаемых запасов УВС является крупным, а по сложности геологического строения относится к типу очень сложного строения [13, 14, 112]

Согласно работе [112] «в пределах выбранного месторождения бурением вскрыт разрез, представленный осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возраста». В тектоническом отношении выбранное месторождение приурочено к северной части Северо-Бузачинского свода, расположенного на северо-западном окончании Туранской плиты.

«Материалы бурения глубоких поисковых и разведочных скважин, сейсморазведочных работ свидетельствуют о сложном тектоническом строении изучаемой продуктивной толщи» [112]. В пределах месторождения установлено большое количество тектонических разломов.

Для сравнения структурно-тектонических особенностей Каламкасского поднятия вся площадь месторождения условно разделяется на западную, центральную и восточную [14] (Рисунок 1.2).

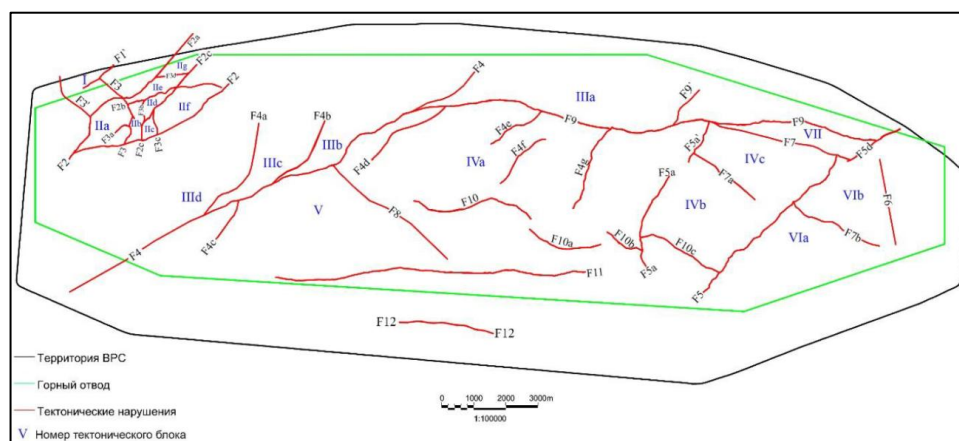


Рисунок 1.2 – Тектонические дислокации в пределах месторождения

Как видно из Рисунка 1.2, все три условные части (западная, центральная, восточная) осложнены сетью тектонических нарушений. Причем выделение данных тектонических нарушений производилось как по сейсморазведочным работам, так и по несоответствию положения водонефтяных контактов (ВНК).

С точки зрения условий образования залежей нефти изучаемого месторождения стоит отметить следующее. Согласно результатам описания кернового материала, формирование юрских отложений происходило в дельтовых, континентальных и прибрежно-морских условиях. При этом в разрезе снизу-вверх наблюдается постепенный переход от дельтовой равнины в мелководные и приливно-отливные условия осадконакопления.

Согласно работе [15] рассматриваемые объекты месторождения представлены:

- Ю-5С кимеридж-титонским ярусом, относящимся к мелководной морской и прибрежной зонам;
- Ю-1С, Ю-2С, Ю-3С, Ю-4С, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V байоский и батский ярусы, относящиеся к прибрежной равнине временами, заливавшееся морем;
- Ю-IV, Ю-VII ааленский ярусом, отнесенным к низменной части аккумулятивной равнине.

В работе [16] отмечено, что в пределах исследуемого разреза отмечается последовательная смена условий осадконакопления:

- типично-континентальные – горизонт Ю-IV;
- переходные-прибрежные (мелководный шельф) – горизонты Ю-III – Ю-I, Ю-1С, Ю-2С;
- лагунные – прибрежно-морские – горизонты Ю-3С – Ю-5С.

В результате чего рассматриваемые отложения представлены достаточно неоднородными породами как литологическому составу, так и по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).

Таким образом, при дальнейшем изучении геологического строения и формировании программы выработки остаточных запасов нефти необходимо учитывать всю сложность геологического строения, обусловленного высокой литолого-фациальной изменчивостью, блоковым строением и наличием зон стратиграфического размыва.

1.2.2 Месторождение Каражанбас

Месторождение Каражанбас расположено в северо-западной части полуострова Бузачи. В непосредственной близости находятся месторождения Северные Бузачи и

Каламкас. По своим характеристикам месторождение является газонефтяным, многопластовым со сложным геологическим строением: литологическая изменчивость пластов, наличие тектонических нарушений [86, 87, 89, 90, 91, 92, 110].

В пределах месторождения вскрыт разрез, включающий нижнетриасовые, среднеюрские и нижнемеловые отложения, с максимальной вскрытой толщиной 3 750 м.

В тектоническом отношении месторождение Каражанбас расположено в сводовой части Бузачинского поднятия и приурочено к антиклинальной складке субширотного простирания (Рисунок 1.3). Структура Каражанбас характеризуется высокой тектонической активностью, которая способствовала образованию широкой сети тектонических нарушений, разбивших структуру на блоки [87, 110].

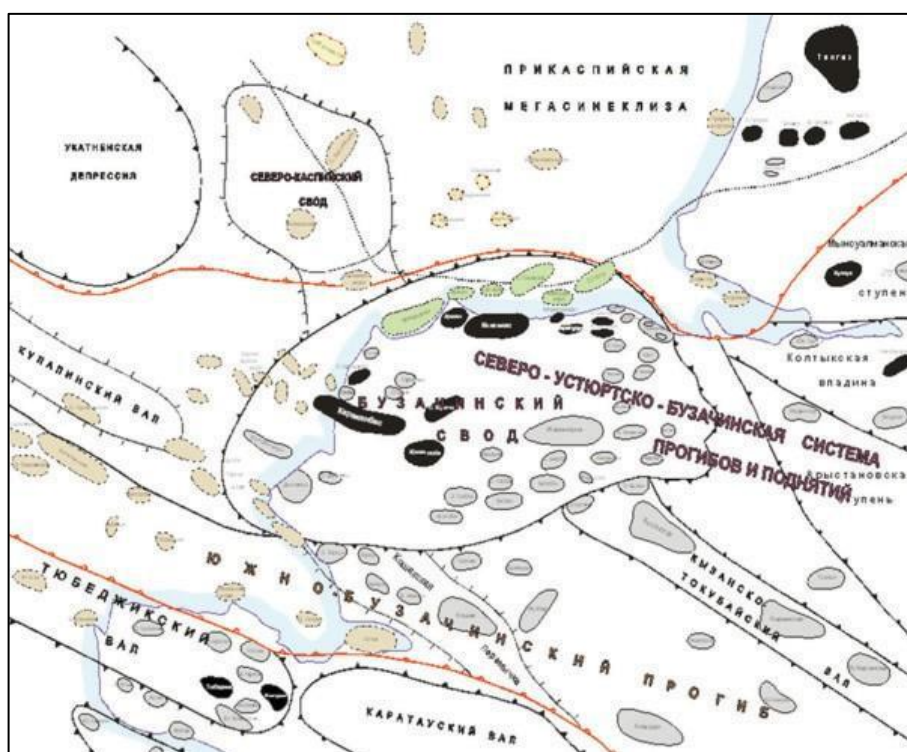


Рисунок 1.3 – Тектоническая схема месторождения Каражанбас [87]

Нефтегазоносность месторождения установлена в среднеюрских и нижнемеловых отложениях. В разрезе нижнемеловых отложений выделяются пласты А1, А2, Б, В, Г, Д1 и Д2, а в разрезе среднеюрских отложений продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II (Рисунок 1.4).

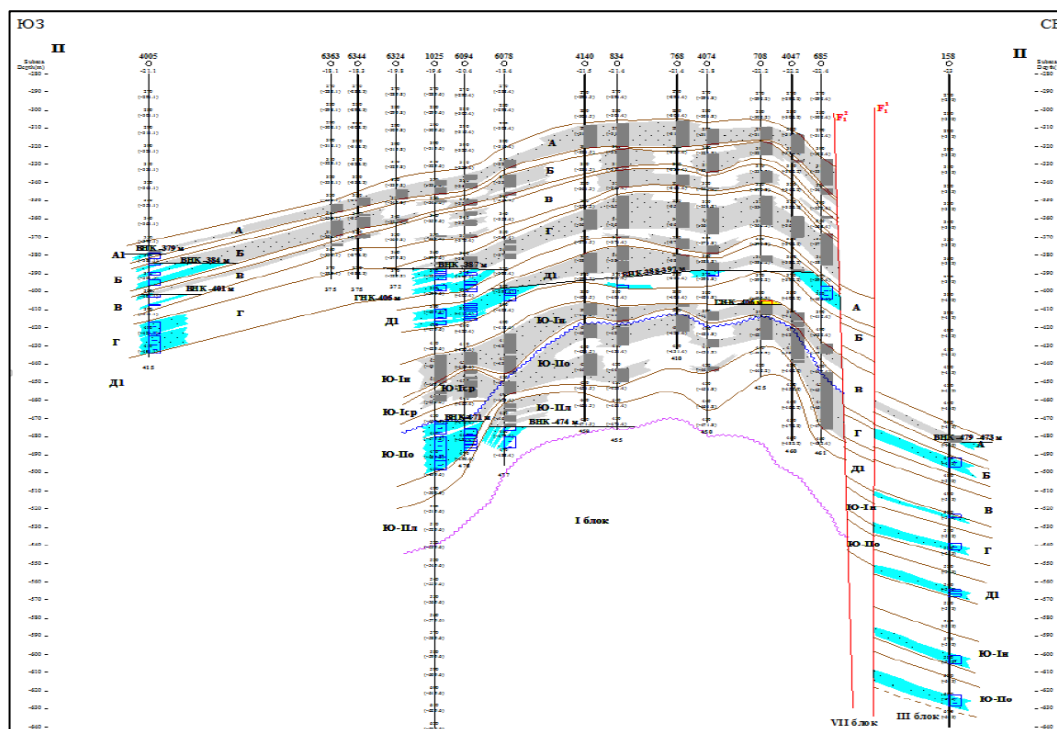


Рисунок 1.4 – Поперечный профильный разрез месторождения Каражанбас [87]

Ключевыми особенностями месторождения, влияющими на разработку запасов, являются неоднородность ФЕС пород коллекторов и физико-химические свойства нефти.

По результатам изучения керна, отобранного на скважинах месторождения, в разрезе продуктивных пластов неокома и юрской системы выделены следующие основные литотипы пород [89, 110]:

- песчано-алевритовые «однородные» (пески и крупнозернистые алевриты, слабосцементированные песчаники и крупнозернистые алевролиты с незначительным содержанием глинистого материала);
- песчано-алевритовые со значительным содержанием глинистого материала, содержащегося в виде цемента или слойков;
- песчано-алевритовые с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом;
- глины (глинистые породы).

В юрских отложениях встречаются угли, известняки, известковые песчаники и алевролиты, а также известковые глины.

Породами-коллекторами являются породы первого литотипа, представленные:

- слабосцементированными песчаниками (песками) мелкозернистыми, с единичными тонкими слойками или мелкими гнездами глин (неслоистыми);

- слабосцементированными песчаниками (песками) мелкозернистыми, алевроитовыми (алевритистыми) или с прослоями алевроитов и редкими мелкими гнездами (прослоями) глин;

- слабосцементированными алевролитами крупнозернистыми, песчанистыми, неслоистыми или с редкими слойками глинистого материала.

Зачастую песчано-алевритовые «однородные» разности разделены слоями толщиной от единиц миллиметров до 10 см глинистых (глинисто-карбонатных) пород, образуя слоистые (анизотропные) комплексы.

По вещественному составу обломочной части песчаники полимиктовые. Для песчаных пород характерна средняя или хорошая отсортированность обломочного материала, плохо отсортированные разности редки. Зерна преимущественно от алевроитовой до среднепесчаной размерности, изометричной формы (остроугольные, угловатые и прямоугольные, реже угловато-окатанные и окатанные). Цементация зерен рыхлая, слабая, реже средняя. Средневзвешенная пористость песчаников варьируется в интервале 0,30–0,36 доли ед., эффективная нефтенасыщенная толщина от 1 до 18 м [88].

1.3 Особенности выработки остаточных запасов нефти на примере одного из месторождений

Как уже было отмечено ранее, изучаемое месторождение Каламкас является одним из крупнейших объектов нефтедобычи в пределах Северо-Бузачинского свода.

Так, по состоянию на дату изучения фонд пробуренных скважин составляет более 3700 скважин, из них: 62,4 % добывающих, 21,4 % нагнетательных, 1,2 % контрольных, 9,6 % консервации. При этом наибольшее количество добывающих скважин приходится объекты разработки Ю-I и Ю-1С, что составляет 15,7 и 17,3 % от всего добывающего фонда скважин месторождения соответственно.

Действующий добывающий фонд составляет более 2100 скважин, из них действующий нагнетательный фонд – более 650 скважин. При этом наибольшее количество действующих добывающих скважин также приходится на объекты разработки Ю-I и Ю-1С, что составляет 15,8 и 17,5 % от всего действующего добывающего фонда скважин месторождения соответственно (Рисунок 1.5).

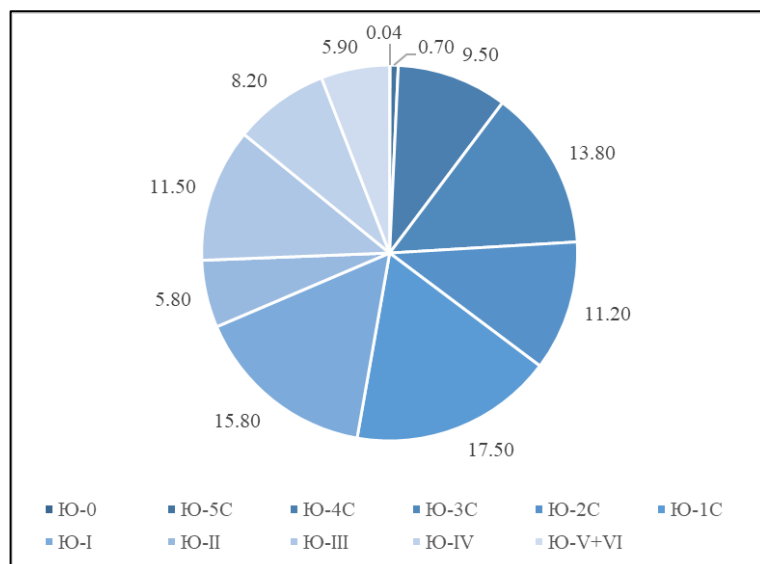


Рисунок 1.5 – Распределение действующего фонда добывающих скважин [112]

Согласно работе [112] «в бездействующем добывающем фонде находится 1,4 % от всего фонда добывающих и 6,0 % от всего фонда нагнетательных скважин». Основными причинами бездействия добывающих скважин является высокая обводненность добываемой продукции скважин и низкие значения дебитов скважин. Для нагнетательных скважин «основные причины – это отсутствие приемистости, технологические причины, нарушение герметичности эксплуатационной колонны».

Основной фонд добывающих скважин характеризуется дебитами нефти до 5 т/сут, нагнетательных – приемистостью свыше 100 м³/сут. «В целом по месторождению 64,6 % действующего фонда скважин являются низкодебитными (дебит нефти до 5 т/сут)» (Рисунок 1.6). «Также в пределах месторождения 5,9 % действующего фонда скважин является низкодебитным (дебит жидкости менее 20 т/сут)» (Рисунок 1.7).

В работе [112] указано, что «из распределения фонда нагнетательных скважин по приемистости видно, что всего лишь 16,5 % действующего фонда работают с приемистостью выше 300 м³/сут, а основная доля приходится на скважины с приемистостью от 100 до 200 м³/сут» (Рисунок 1.8). Следовательно, сделан вывод о том, что «следует отметить, что такое существенное различие приемистости по скважинам требует организации более рациональной системы заводнения, которая позволит обеспечить более интенсивную выработку остаточных запасов нефти».

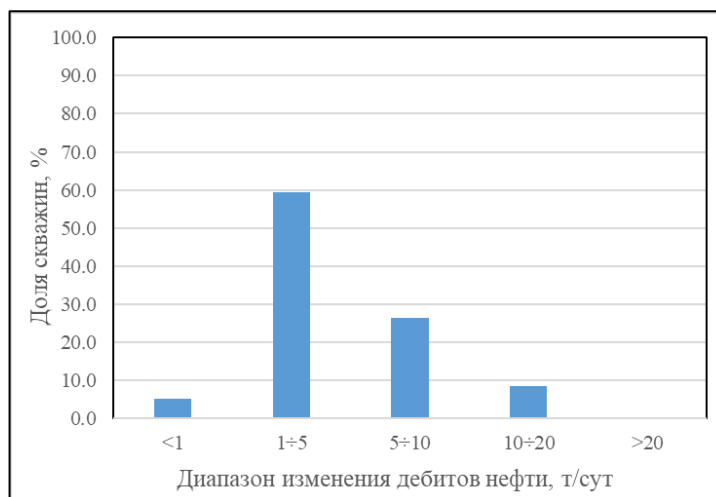


Рисунок 1.6 – Распределение скважин по различным диапазонам изменения дебитов нефти [112]

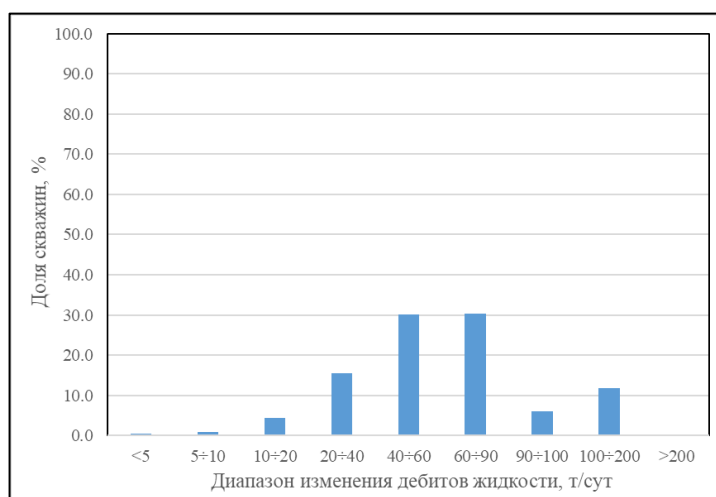


Рисунок 1.7 – Распределение скважин по различным диапазонам изменения дебитов жидкости [112]

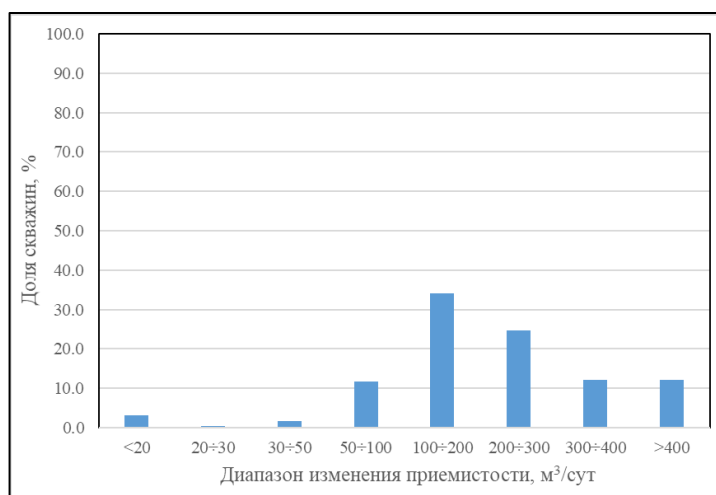


Рисунок 1.8 – Распределение скважин по различным диапазонам изменения приемистости

В Таблице 1.1 приведены показатели выработки запасов по эксплуатационным объектам и в целом по месторождению. Из данной таблицы видно, что величина потенциального коэффициента извлечения нефти (КИН) примерно равна утвержденному. Согласно промысловым данным и работе [112] (Рисунки 1.9 и 1.10):

- наибольший отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти отмечается по объектам Ю-IV и Ю-V+VI, который превышает величину 100 %;
- наименьший отбор от извлекаемых запасов наблюдается по объекту Ю-2С, который равен 62,9 % при среднем значении обводненности 92,7 %.

Таблица 1.1 – Состояние выработки запасов по объектам и в целом по месторождению

Объект разработки	Ю-0	Ю-5С	Ю-4С	Ю-3С	Ю-2С	Ю-1С	Ю-1	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V+VI	Ю-VII	В целом по месторождению
КИН (утв.), д.ед.	0.040	0.150	0.279	0.291	0.324	0.343	0.353	0.483	0.373	0.332	0.242	0.839	0.323
КИН (тек.), д.ед.	0.004	0.108	0.197	0.212	0.204	0.261	0.312	0.412	0.287	0.343	0.255	-	0.259
КИН (пот.), д.ед.	0.005	0.139	0.257	0.278	0.264	0.339	0.369	0.498	0.354	0.433	0.352	-	0.326

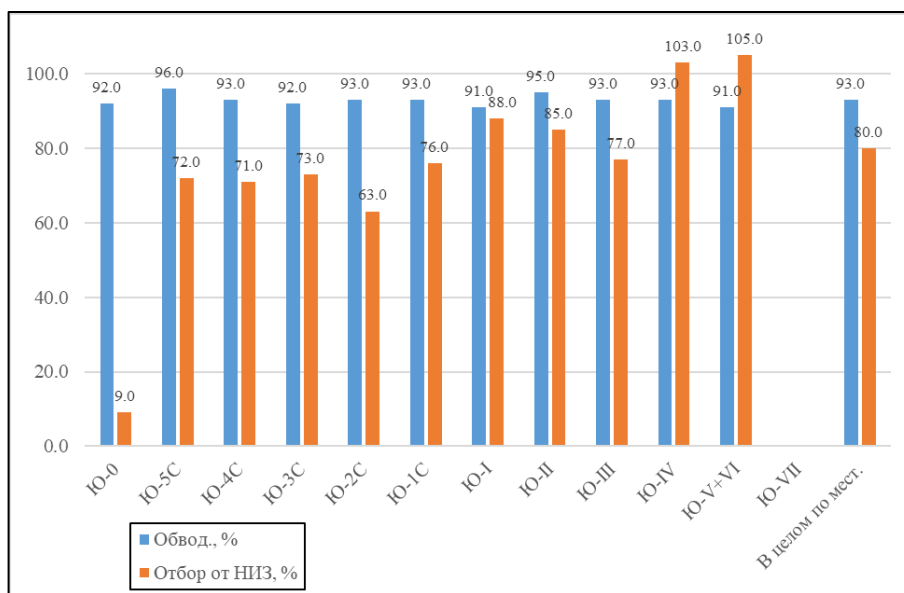


Рисунок 1.9 – Распределение обводненности и отбора от НИЗ по объектам и в целом по месторождению [112]

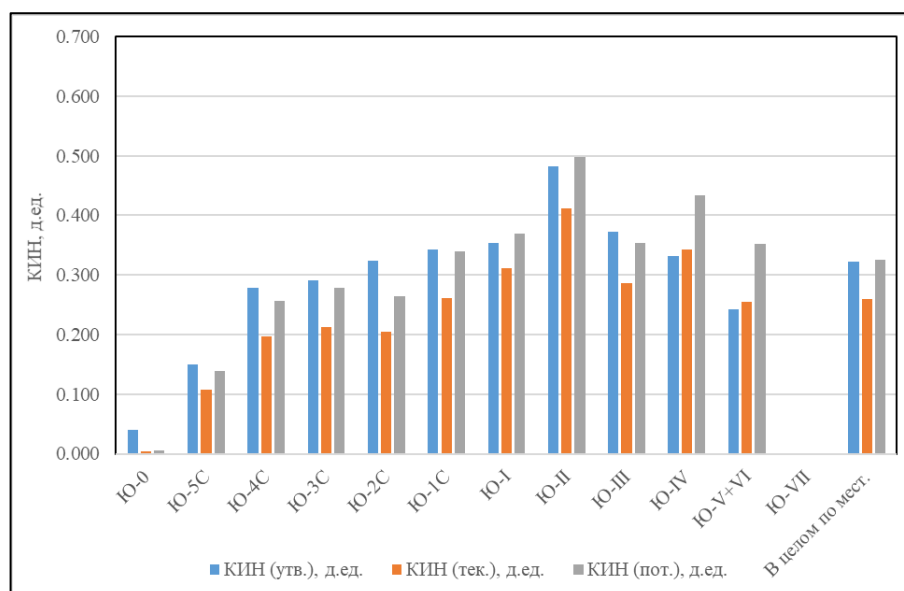


Рисунок 1.10 – Сравнение текущего, утвержденного и потенциальных КИН по объектам и в целом по месторождению

При этом наибольшие вовлеченные запасы соответствуют объектам Ю-II, Ю-IV и Ю-V+VI, что в значительной мере обусловлено бурением уплотняющей сетки скважин.

Учитывая, что по некоторым объектам разработки накопленная добыча нефти превышает величину утвержденных извлекаемых запасов нефти, то актуальным и востребованным становится уточнение распределения ФЕС и запасов нефти продуктивных пластов изучаемого месторождения.

В работе [112] сделан вывод о том, что «современное состояние разработки месторождения характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции». В этом случае в пределах объекта исследования преобладает непроизводительная закачка. Данный факт подтверждается результатам таких ученых, как В.Е. Андреев, Д.Г. Антониади, С.А. Жданов, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, Р.Р. Ибатуллин, М.К. Рогачев, О.В. Савенок, И.Г. Фаттахов, Н.И. Хисамутдинов.

Особенно такая ситуация характерна для объектов со сложным геологическим строением, что отражено в трудах А.Д. Дзюбло, Ю.А. Котенева, Н.Н. Михайлова, Р.Х. Муслимова, В.В. Мухаметшина, Д.К. Нургалиева, Ш.Х. Султанова, К.М. Федорова, И.Н. Хакимзянова, С.Ф. Хафизова, Р.С. Хисамова. Например, согласно работам Р.Н. Бахтизина, И.М. Индрупского, Р.Д. Каневской, А.Х. Мирзаджанзаде, С.Ф. Мулявина, А.В. Насыбуллина, А.И. Никифорова, Р.Х. Низаева, М.М. Хасанова, в пластах с высокой вертикальной неоднородностью сперва происходит обводнение прослоев, характеризующихся высокой проницаемостью, а затем только прослоев с низкой проницаемостью. Следовательно, извлечение нефти из таких пластов будет

характеризоваться низким нефтеизвлечением и высокой обводненностью добываемой продукции скважин [20, 22 - 26, 108, 109].

Для поддержания текущих уровней добычи в процессе разработки изучаемого месторождения выполнены следующие основные виды работ:

- бурение новых добывающих скважин (наклонно-направленные (ННС) и горизонтальные (ГС) скважины);
- зарезка боковых стволов с горизонтальным окончанием (ЗБГС).

Эффективность бурения новых скважин за некоторый анализируемый период показана на Рисунке 1.11. Как видно из данного рисунка, по мере эксплуатации нового фонда наблюдается некоторая тенденция снижения дебитов нефти, например:

- с дебитом нефти более 10 т/сут было введено 129 скважин;
- по состоянию на дату изучения, количество скважин с дебитом нефти более 10 т/сут составила 71 скважина.

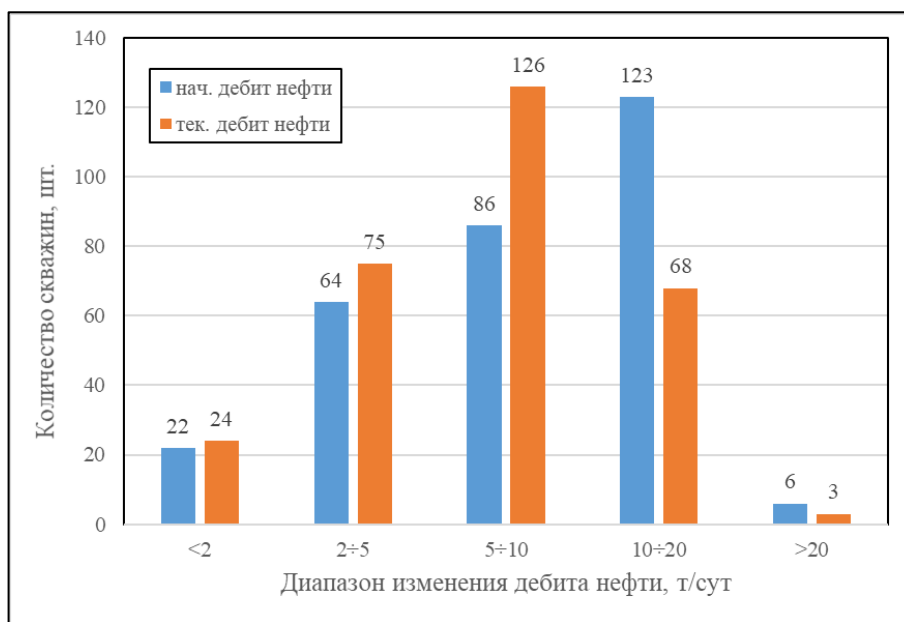


Рисунок 1.11 – Распределение новых добывающих скважин по начальному и текущему дебиту нефти [112]

Изменение технологических показателей разработки ГС показано на Рисунке 1.12. Из данного рисунка видно, что по мере эксплуатации ГС также наблюдается снижение дебитов нефти и увеличение обводненности.

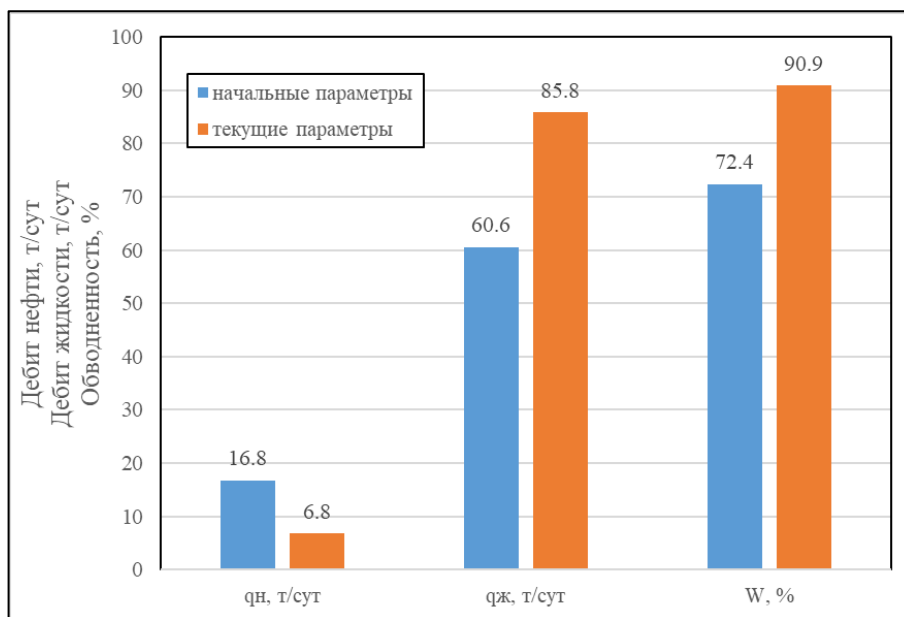


Рисунок 1.12 – Изменение технологических показателей разработки ГС

В результате проведения ЗБГС средний дебит нефти за первый месяц эксплуатации увеличился с 1,4 до 23,6 т/сут (Рисунок 1.13). Однако, по состоянию на дату изучения месторождения снизился до 6,3 т/сут. Также, из данного рисунка видно, что по мере эксплуатации скважин с ЗБГС наблюдается увеличение обводненности добываемой продукции скважин. Согласно промысловым данным снижение технологической эффективности по данному мероприятию связано с ухудшением структуры остаточных запасов нефти и их неравномерным площадным распределением.

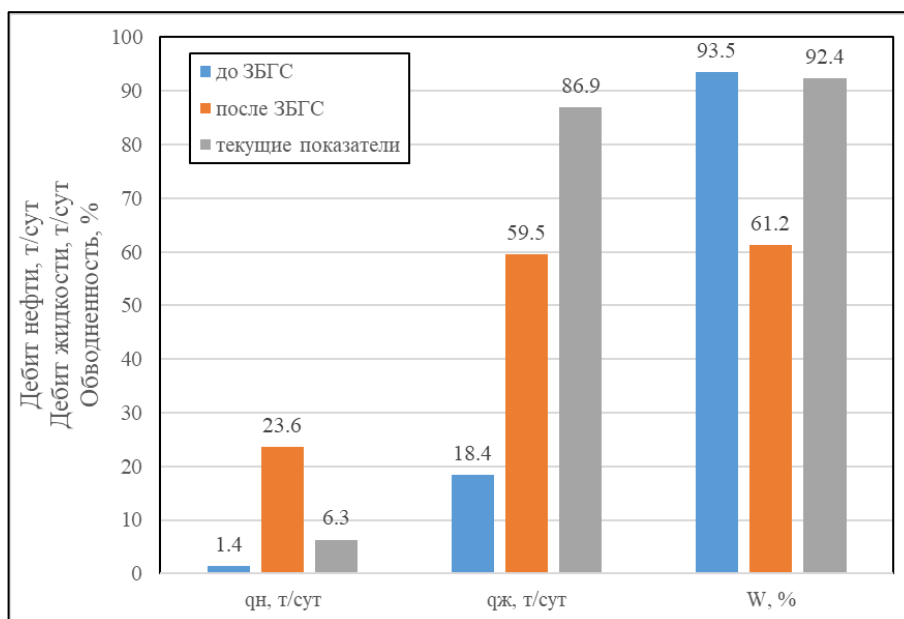


Рисунок 1.13 – Изменение технологических показателей разработки при ЗБГС

В целом по результатам проведения буровых работ по скважинам различной конструкции можно сформулировать следующие выводы:

- мероприятия по ЗБГС в основном проведены в действующих скважинах с целью увеличения производительности скважин и темпов отбора остаточных запасов нефти, которые ранее были недренируемыми;

- выполненные работы по ГС и ЗБГС в целом показали высокую эффективность за счет определения участков залежи с повышенной плотностью остаточных запасов нефти и оптимальному подбору скважин. Это обеспечило увеличение дебитов и снижение обводненности добываемой продукции скважин, а также вовлечению в активную разработку остаточных запасов нефти;

- для дальнейшего обеспечения высокой технологической эффективности необходимо проведение работ по детализации геологического строения с последующей локализацией остаточных запасов нефти, т.е. необходимо повышение достоверности прогноза распределения остаточных запасов нефти.

1.4 Выводы к главе 1

В ходе выполнения обзора научно-технической литературы и анализа геолого-промысловых данных по разведке и эксплуатации объектов нефтедобычи Бузачинского свода показано, что для повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти в условиях неоднородного литологического, минералогического и гранулометрического состава необходимо решение нижеследующих научных задач:

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 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 выработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

5. Внедрение предложенных рекомендаций по результатам детализации геологического строения и построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей.

ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ ДЕТАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

2.1 Обработка результатов лабораторных исследований керна

В качестве исходной информации приняты результаты лабораторных исследований керна 93 скважин, суммарная проходка с отбором керна равна 3283,33 м, средний вынос керна – 65,16 %, всего по месторождению общее количество проанализированных образцов составляет около 3200 образцов.

2.1.1 Разработка методического подхода детализации геологического строения продуктивных пластов с помощью комплексного параметра FZI

В главе 1 показано, что геологическое строение рассматриваемого продуктивного разреза достаточно сложное:

- в пределах межскважинных расстояний рыхлые и слабосцементированные пласты нередко замещаются плотными породами и наоборот;
- при этом лучшими коллекторскими свойствами обладают неслоистые разности песчаников и крупнозернистых алевролитов, наихудшими – алевролиты с многочисленными прослоями, прослойками и гнездами глин.

Одними из основных объектов по добыче УВС в пределах северной части Северо-Бузачинского свода, который расположен на северо-западном окончании Туранской плиты, являются отложения меловой и юрской систем. Например, на месторождении Каламкас основная добыча УВС обеспечивается из отложений байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы, которые характеризуются сложным геологическим строением (блоковое строение, неоднородный литолого-фациальный состав, невыдержанность толщин и ФЕС [48, 49].

По данным литолого-петрографической характеристики коллекторами в пределах байосского и батского ярусов среднего отдела юрской продуктивной толщи являются терригенные породы, в основном песчаники и алевролиты. «Данные породы представлены средне-мелкозернистыми, мелко-среднезернистыми, полимиктовыми, поровыми песчаниками, которые местами переходят в песчанистые алевролиты» [112].

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 (Рисунок 2.1, Таблица 2.1). Мелкозернистая ($d = 0,10 \div 0,01$ мм) для батского – 27,17 % и для байосского – 22,90 %. Алевритовая ($d = 0,25 \div 0,10$ мм) для батского – 21,08 % и для байосского – 24,81 %.

Учитывая, что изучаемое месторождение Каламкас находится на третьей стадии, то на практике возникает задача поддержания текущего уровня добычи УВС. Как известно, одним из способов решения данной задачи является локализация остаточных запасов нефти. Зачастую это достигается за счет пересмотра геологического строения и повышения достоверности распределения ФЕС в пределах залежи [36, 40 - 47].

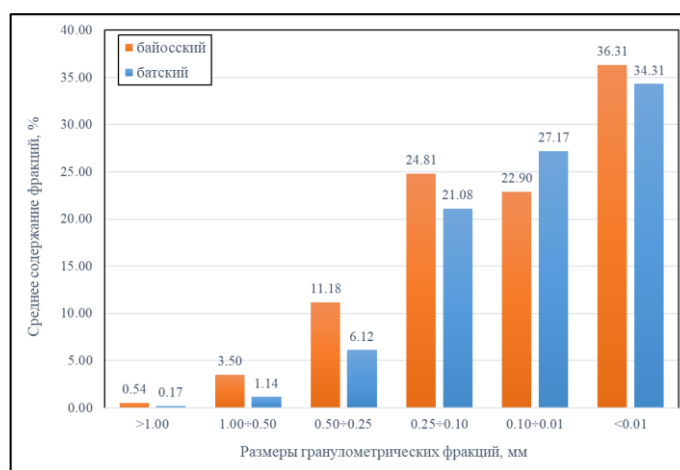


Рисунок 2.1 – Распределение гранулометрических фракций пластов байосского и батского ярусов

Таблица 2.1 – Гранулометрический состав пластов байосского и батского ярусов

ярус	Среднее содержание фракций размером мм, в %					
	>1,00	1,00÷0,50	0,50÷0,25	0,25÷0,10	0,10÷0,01	<0,01
байосский	0,54	3,50	11,18	24,81	22,90	36,31
батский	0,17	1,14	6,12	21,08	27,17	34,31

В данном разделе представлены результаты детализации (дифференциации) геологического строения продуктивных пластов байосского и батского ярусов с использованием комплексного параметра FZI [34 - 40, 107].

Использование данного параметра FZI обусловлено следующим. Корреляционная зависимость «проницаемость-пористость» для изучаемых пластов байосского и батского ярусов представлена на Рисунке 2.2 и описывается формулами (2.1) и (2.2) соответственно:

$$K_{\text{пр}} = 0.0124 \times \exp(30.8210 \times K_{\text{п}}), \quad (2.1)$$

$$K_{np} = 0.0421 \times \exp(26.4210 \times K_n). \quad (2.2)$$

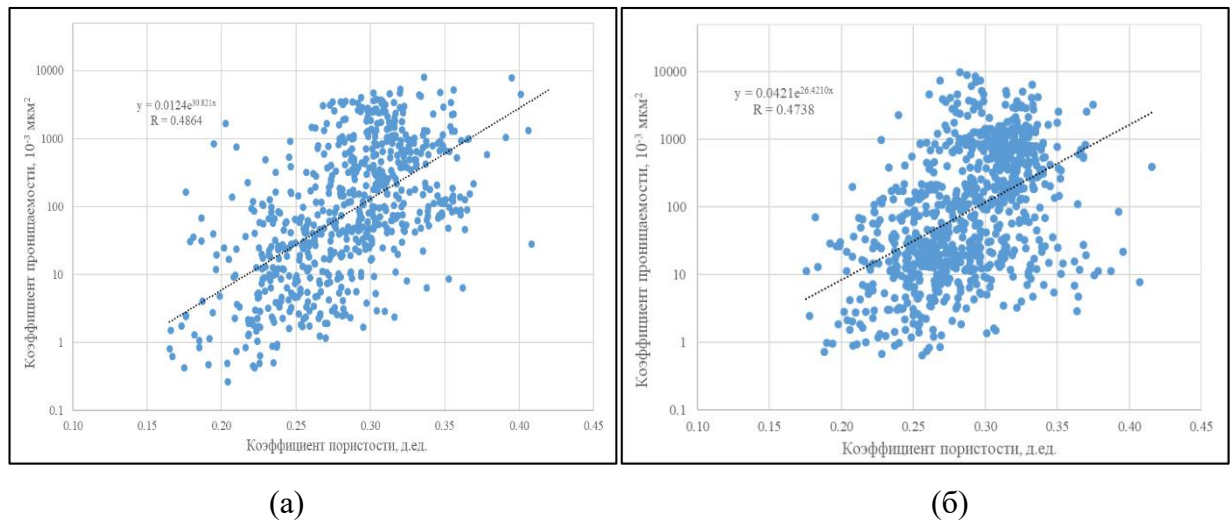


Рисунок 2.2 – Зависимость «проницаемость-пористость» для отложений байосского (а) и батского (б) ярусов

Как видно из Рисунка 2.2, для одного и того же коэффициента пористости K_n характерен некоторый диапазон изменения коэффициента проницаемости K_{np} . Например, для коэффициента пористости K_n , равный 25,0 %, соответствует интервал изменения коэффициента проницаемости K_{np} от 1×10^{-3} до 1000×10^{-3} мкм². Следовательно, результаты построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) и локализации остаточных запасов с использованием корреляционных зависимостей «проницаемость-пористость» (формулы (2.1)-(2.2)) байосского и батского ярусов будут характеризоваться высокими неопределенностями. В этом случае, актуальным становится вопрос повышения достоверности прогноза коэффициента проницаемости путем совершенствования методического подхода дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам в условиях сложного геологического строения.

В работе [36] предложен способ выделения различных групп коллекторов на основе кусочно-линейной аппроксимации кривой накопленной частоты параметра FZI. Данный подход является достаточно практичным и позволяет достаточно легко находить искомые границы, которые имеют распределение частоты FZI близкое к линейному. Однако, например, для изучаемых пластов байосского и батского ярусов не представляется возможным достаточно однозначно выделить границы различных групп коллекторов, т.к. вид кривой накопленной частоты имеет однородное поведение в пределах большей части интервала изменения (Рисунок 2.3). В этом случае выделение

различных групп коллекторов по таким кривым FZI будет являться достаточно сложной задачей.

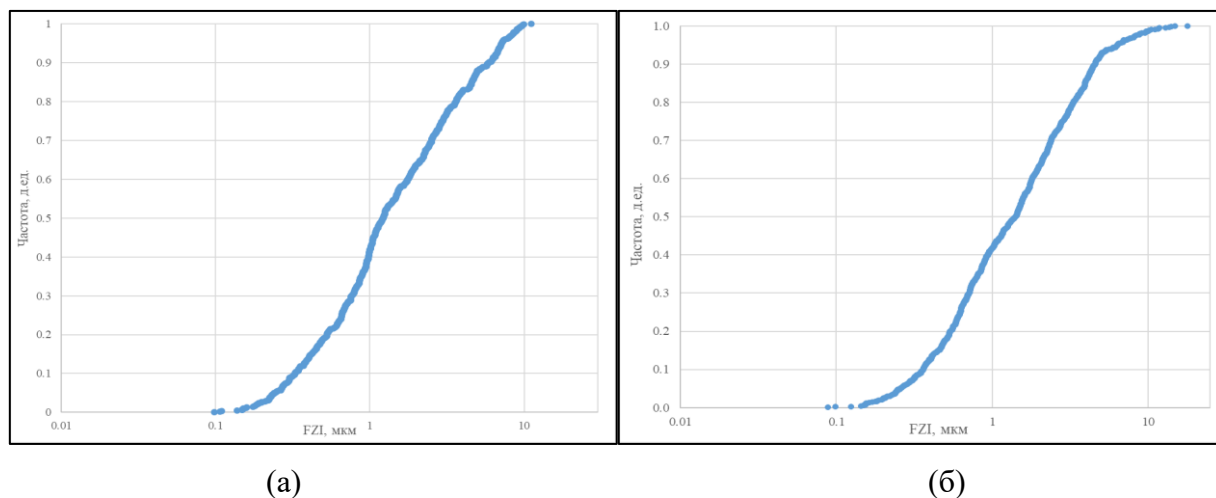


Рисунок 2.3 – Кривая накопленной частоты параметра FZI для отложений байосского (а) и батского (б) ярусов

В связи вышеуказанными особенностями предложено рассматривать распределение FZI как сумму отдельных нормальных (или логнормальных) распределений. С учетом данного допущения суммарное распределение FZI (красный цвет) будет представлять собой совокупность нескольких отдельных распределений (синий, черный и зеленый цвет) (Рисунок 2.4).

Стоит отметить, что предложенный подход решения задачи дифференциации коллекторов байосского и батского ярусов может давать различное количество решений. Чем точнее требуется, чтобы суммарное модельное распределение FZI совпадало с фактическим, тем большее количество отдельных распределений (групп коллекторов) требуется выделить.

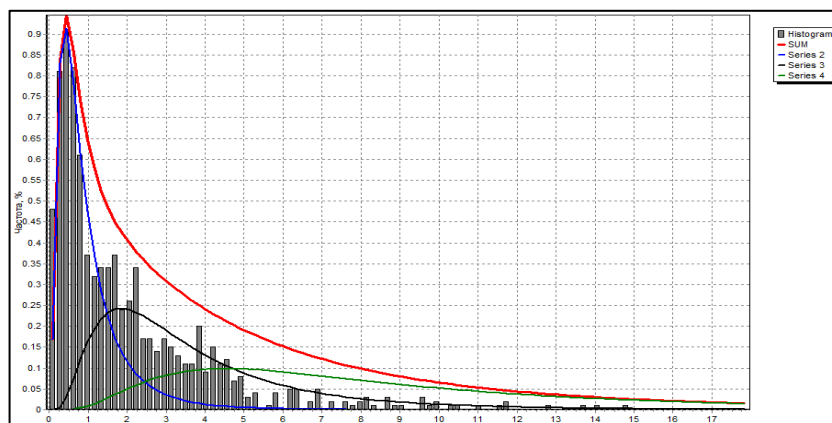


Рисунок 2.4 – Распределение FZI с учетом данного допущения

В рамках принятых допущений о том, что распределение FZI является суммарным распределением нескольких отдельных (самостоятельных) распределений, то в пределах однородного изменения кривой накопленной частоты FZI в качестве границ при выделении различных групп коллекторов необходимо использовать локальные минимумы на общем распределении FZI (Рисунки 2.5 и 2.6). Данный способ определения позволяет получать небольшое количество границ, по которым в дальнейшем возможно выделение различных групп коллекторов (Таблицы 2.2 и 2.3, Рисунок 2.7) [48, 49].

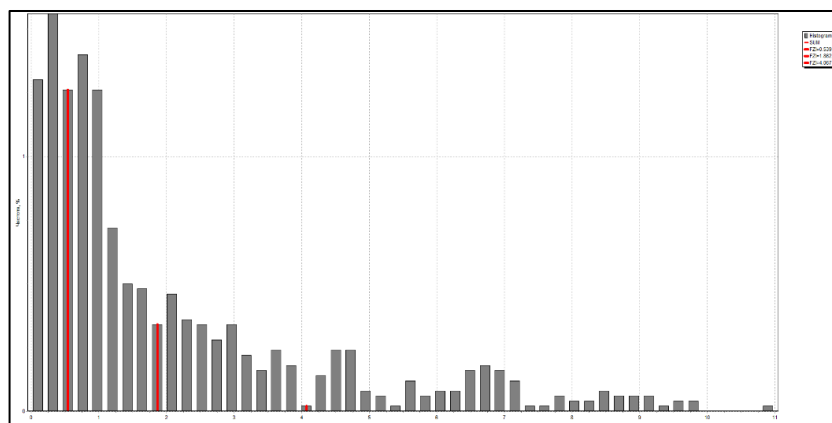


Рисунок 2.5 – Определение границ различных групп коллекторов по локальным минимумам для отложений байосского яруса (красные вертикальные линии – локальные минимумы)

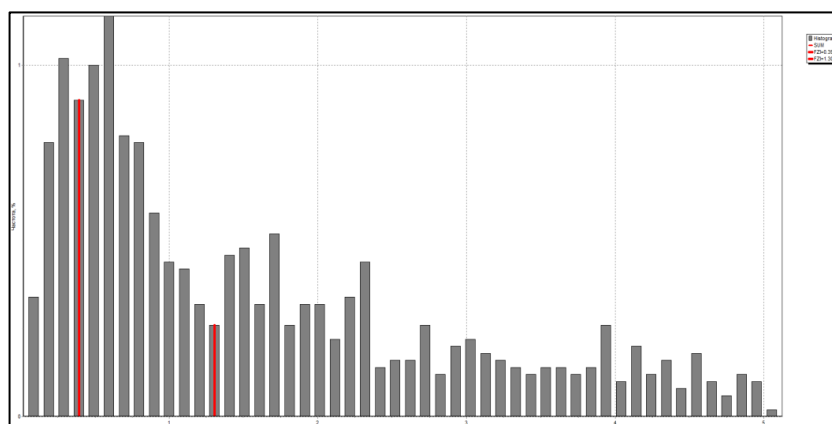


Рисунок 2.6 – Определение границ различных групп коллекторов по локальным минимумам для отложений батского яруса (красные вертикальные линии – локальные минимумы)

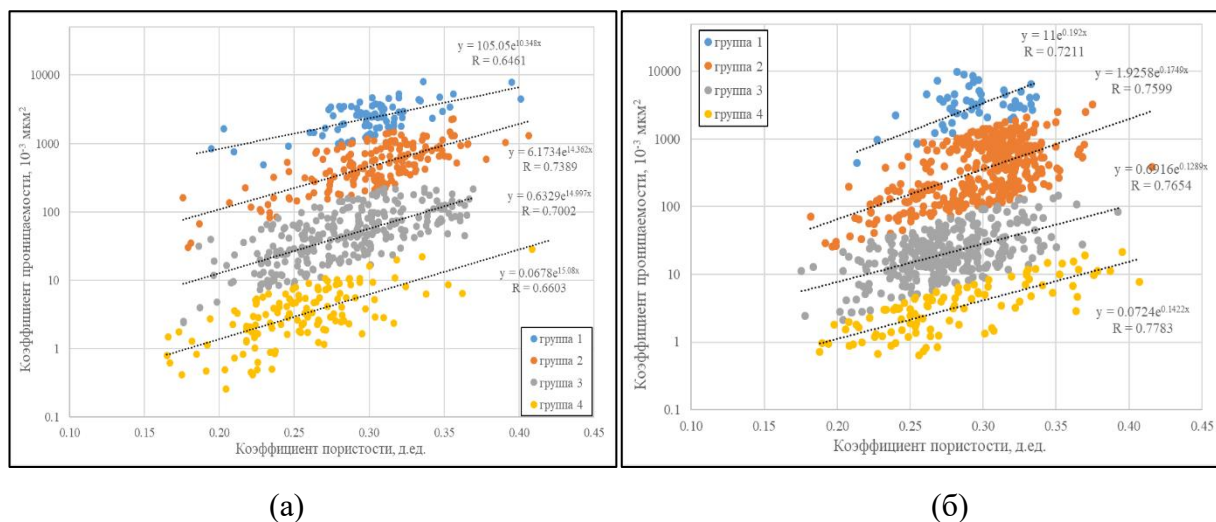


Рисунок 2.7 – Зависимость «проницаемость-пористость» по выделенным группам коллекторов байосского (а) и батского (б) ярусов

Таблица 2.2 – Различные группы коллекторов пластов байосского яруса

Группа	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Пелитовая фракция (<0,01 мм), %	Минимум FZI, мкм	Максимум FZI, мкм
1	0,297	2680,2	15,87	4,068	11,122
2	0,290	596,7	21,90	1,863	4,067
3	0,283	62,1	30,06	0,540	1,862
4	0,257	5,1	51,24	0,098	0,539

Таблица 2.3 – Различные группы коллекторов пластов батского яруса

Группа	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Пелитовая фракция (<0,01 мм), %	Минимум FZI, мкм	Максимум FZI, мкм
1	0,293	3542,1	21,23	5,205	18,006
2	0,287	524,5	29,52	1,306	5,204
3	0,272	26,8	40,76	0,394	1,305
4	0,261	4,5	55,27	0,088	0,393

Также с использованием результатов гранулометрического анализа образцов керны исследуемых отложений выполнено сопоставление значений FZI с содержанием пелитовой фракции (Рисунок 2.8). По результатам данного сопоставления получено, что с увеличением содержания пелитовой фракции значение FZI уменьшается [35, 48, 49, 107].

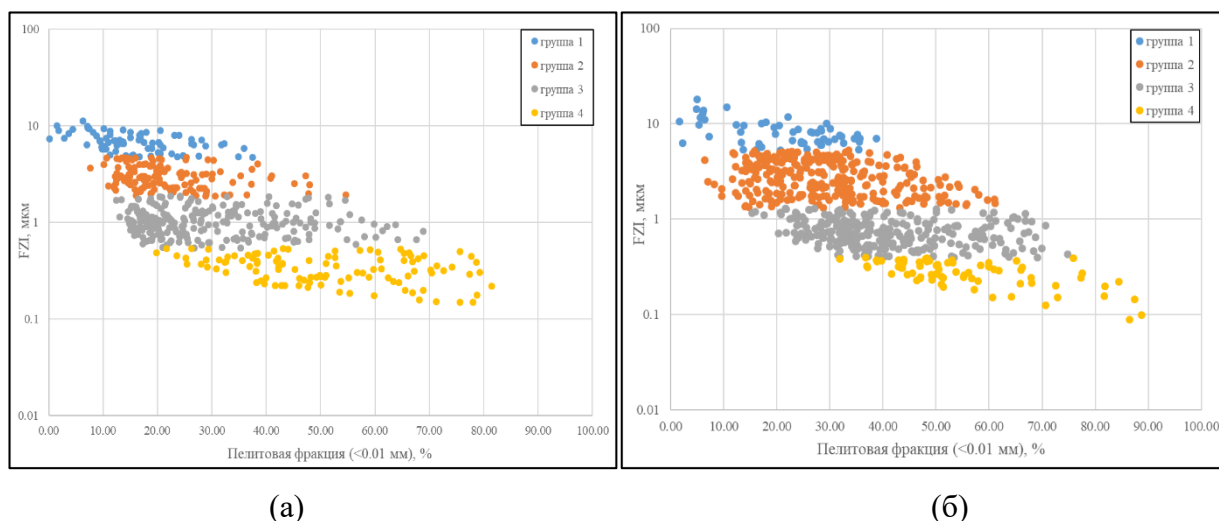


Рисунок 2.8 – Соотношение FZI и содержания пелитовой фракции для отложений байосского (а) и батского (б) ярусов

Таким образом, в результате изучения геологического строения продуктивных пластов байосского и батского ярусов месторождения Каламкас можно сделать следующие выводы [48, 49, 107]:

1. Разработан новый методический подход дифференциации продуктивных пластов по ФЕС в условиях сложного геологического строения на основе использования комплексного параметра FZI.
2. На основе разработанного подхода выделены различные группы (классы) коллекторов для условий залегания байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы месторождения Каламкас.
3. Для каждой выделенной группы коллекторов получены собственные корреляционные зависимости «проницаемость-пористость» и закономерности изменения комплексного параметра FZI от гранулометрического состава пород (содержания пелитовой фракции).

Разработанный новый методический подход также использован при дифференциации продуктивных пластов А1, А2, Б, В и Г кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы месторождения Каражанбас.

В пределах данных отложений также выделены четыре различные группы коллекторов (Таблица 2.4), которые характеризуются собственными корреляционными зависимостями «проницаемость-пористость» (Рисунок 2.9).

Таблица 2.4 – Различные группы коллекторов пластов А1, А2, Б, В и Г кунусемской свиты

Группа	К _п , д.ед.	К _{пр} , 10 ⁻³ мкм ²	Минимум FZI, мкм	Максимум FZI, мкм
1	0,338	2829,9	4,080	13,231
2	0,327	726,3	1,299	4,079
3	0,286	50,3	0,620	1,298
4	0,279	12,4	0,287	0,619

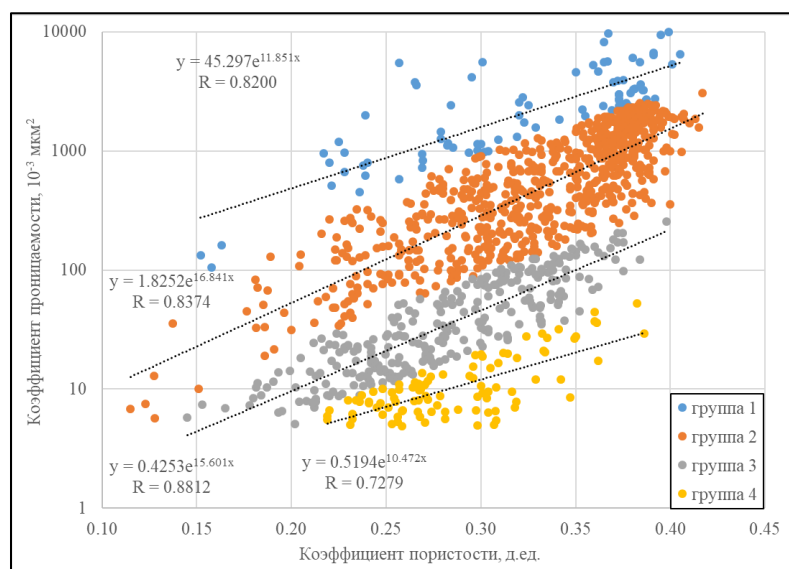


Рисунок 2.9 – Зависимость «проницаемость-пористость» по выделенным группам коллекторов кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы месторождения Каражанбас

2.1.2 Сопоставление полученных результатов с фактическим геолого-промысловым материалом

Сопоставление результатов выделения различных групп коллекторов в пределах байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы в пределах месторождения Каламкас с некоторыми результатами исследования образцов горных пород, выполненных с помощью сканирующего электронного микроскопа, показали следующие результаты, представленные ниже.

2.1.2.1 Байосский ярус

Образец № 79 (скважина № 8820) характеризуется значением $FZI = 2,986$ мкм. По описанию представлен песчаником **средне-крупнозернистым**, полимиктовым, буровато-

серым, с глинистым цементом и включениями обуглившихся растительных остатков (ОРО), с массивной текстурой, среднесцементированный. Тип контакта зерен – точечный и реже линейный (Рисунок 2.10). Пустотное пространство представлено межзерновыми порами. Поры имеют разнообразную форму, слабо извилистые границы и хорошую степень сообщаемости. Размеры межзерновых пор колеблются в широких пределах (Рисунок 2.10).

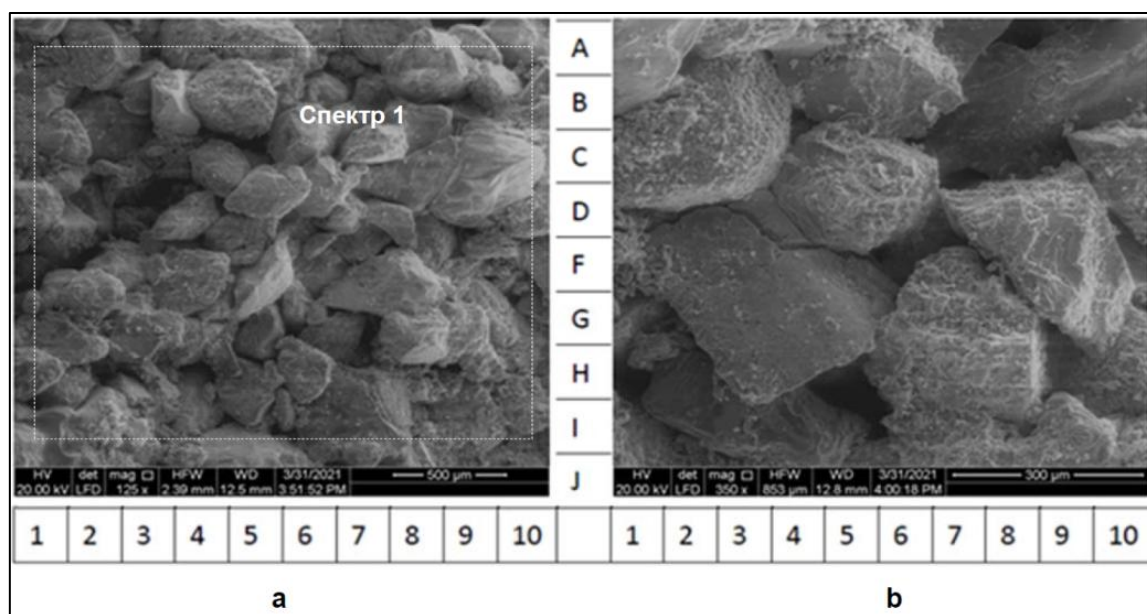


Рисунок 2.10 – Снимок образца № 79. Общий вид скола образца при увеличении 125х (а) и межзерновые поры (Н5, F6, А8) при увеличении 350х (b)

Образец № 26 (скважина № 8820) характеризуется значением $FZI = 2,823$ мкм. По описанию представлен песчаником **средне-мелкозернистым**, полимиктовым, поровым, буровато-серым, с глинистым цементом и включениями ОРО, с массивной текстурой, среднесцементированным. Тип контакта зерен – точечный и реже линейный (Рисунок 2.11). Пустотное пространство представлено **мелкими и крупными межзерновыми порами**. Поры имеют разнообразную форму, слабоизвилистые границы и хорошую степень сообщаемости. Размеры межзерновых пор соизмеримы с размерами обломочных зерен и колеблются в широких пределах (Рисунок 2.12).

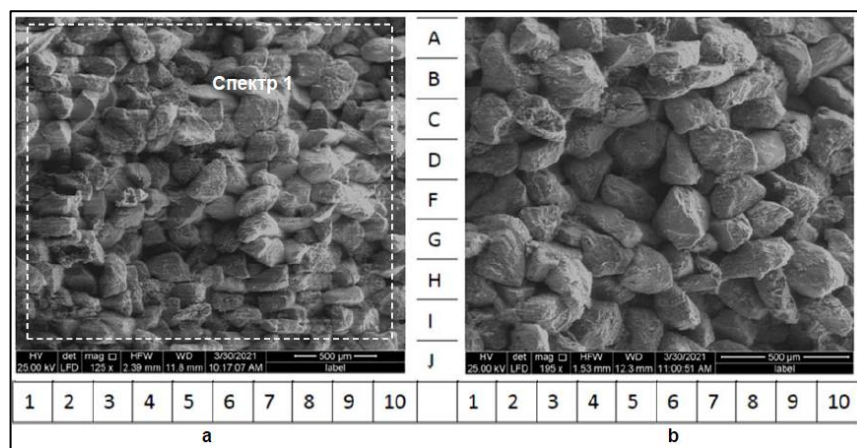


Рисунок 2.11 – Снимок образца № 26. Общий вид скола, увеличение 125х (а) спектр 1 и 195х (b)

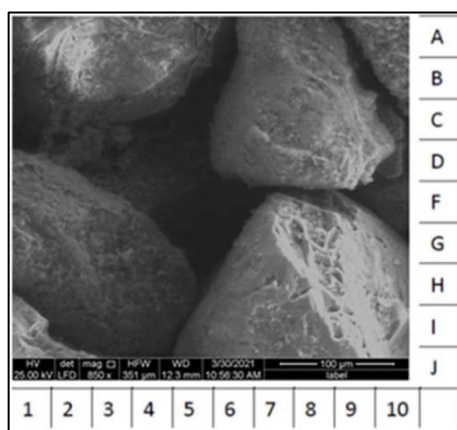


Рисунок 2.12 – Снимок образца № 26. Межзерновые поры (F5), увеличение 850х

Образец № 41 (скважина № 8820) характеризуется значением **$FZI = 1,543$ мкм**. По описанию представлен **мелко-среднезернистым**, полимиктовым, буровато-серым, с глинистым цементом и включениями ОРО, с массивной текстурой, среднесцементированный. Тип контакта зерен – точечный и линейный (Рисунок 2.13). Пустотное пространство представлено межзерновыми порами. Поры имеют разнообразную форму, слабоизвилистые границы и хорошую степень сообщаемости. Размеры межзерновых пор колеблются в широких пределах (Рисунок 2.13). При этом вторичная микропористость присутствует внутри растворенных полевых шпатов и в глинистом материале.

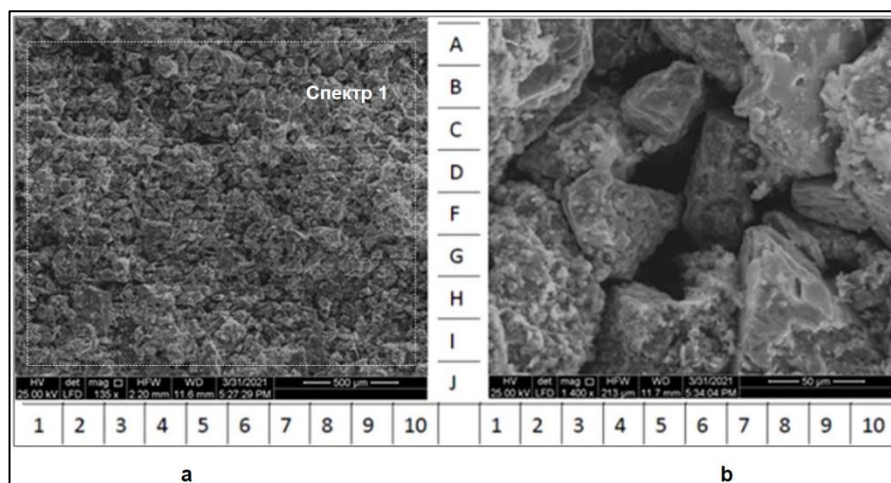


Рисунок 2.13 – Снимок образца № 41. Общий вид скола образца при увеличении 135х (а) и межзерновые поры (D5) при увеличении 1400х (b)

Образец № 7ds (скважина № 10102) характеризуется значением $FZI = 0,464$ мкм. По описанию представлен песчаником **мелкозернистым, алевроитистым, полимиктовым, слабокарбонатным**, серым, однородным, **крепким, плотным**, с включениями ОРО. Тип контакта зерен – линейный и точечный (Рисунок 2.14). Пустотное пространство представлено межзерновыми частично сообщающимися и открытыми порами разной формы и размерами, со средней степенью сообщаемости. При этом вторичная микропористость представлена растворенными обломками полевых шпатов и между чешуйками каолинита.

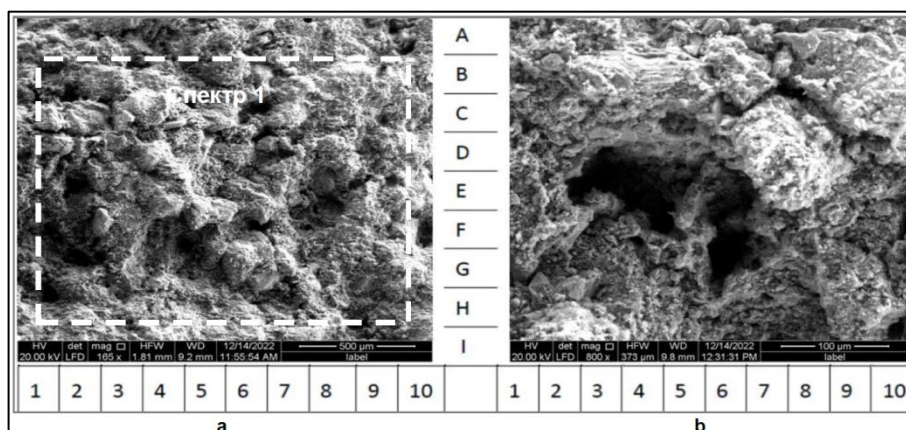


Рисунок 2.14 – Снимок образца 7ds. Общий вид скола образца при увеличении 165х (а) и межзерновые поры (E4, F6) при увеличении 800х (b)

Образец № 15ds (скважина № 10102) характеризуется значением $FZI = 0,299$ мкм. По описанию представлен песчаником **мелкозернистым, алевроитистым, полимиктовым, слюдистым, слабокарбонатным**, серым, **крепким**, с глинистым материалом и

включениями ОРО и редкими обломками темно-серых глин разной формы до 1 см, с прерывистыми тонкими слоями глинистого и углистого материала, подчеркивающими прерывистую слоистость (Рисунок 2.15). Тип контакта зерен – линейный и точечный. Пустотное пространство представлено межзерновыми частично сообщающимися и открытыми порами разной формы и размерами, со средней степенью сообщаемости. Вторичная микропористость присутствует между чешуйками каолинита.

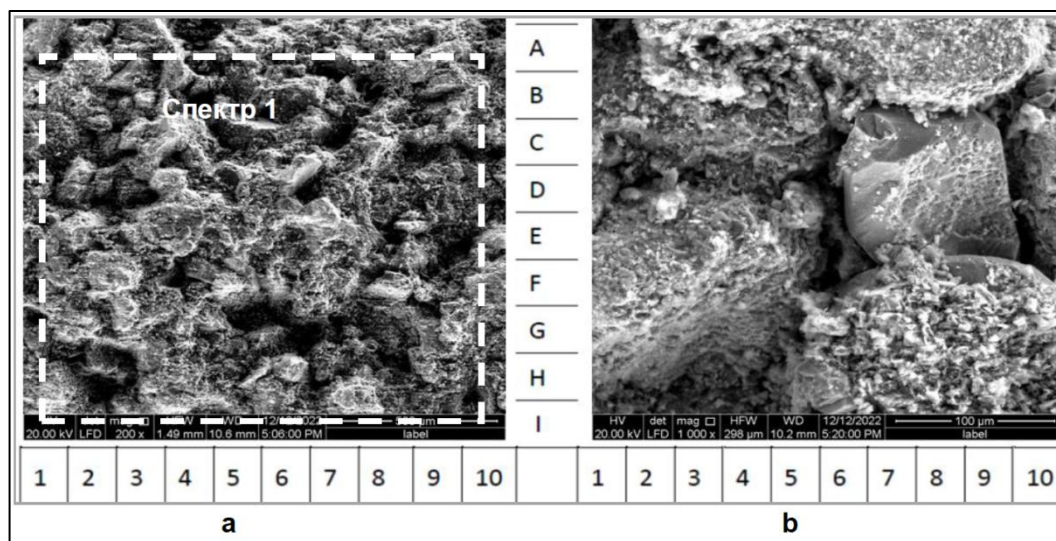


Рисунок 2.15 – Снимок образца 15ds. Общий вид скола образца при увеличении 200х (а) и межзерновые поры при увеличении 1000х (b)

2.1.2.2 Батский ярус

Образец № 16 (скважина № 10100) характеризуется значением $FZI = 3,728$ мкм. По описанию представлен песчаником **средне-мелкозернистым**, полимиктовым, буровато-серым, однородным, с глинистым цементом и включениями ОРО. Тип контакта зерен – точечный и линейный (Рисунок 2.16). Пустотное пространство представлено межзерновыми открытыми порами разной формы и размерами, с хорошей степенью сообщаемости (Рисунок 2.16). Вторичная микропористость присутствует внутри растворенных полевых шпатов и между чешуйками каолинита.

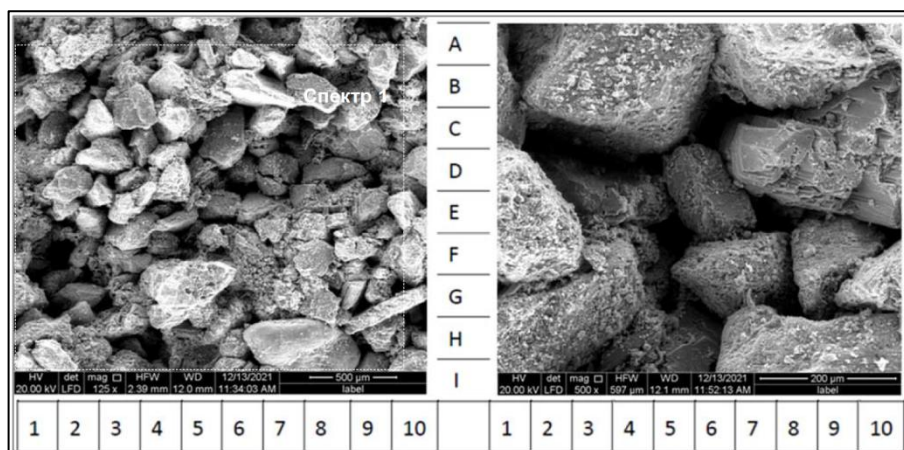


Рисунок 2.16 – Снимок образца 16. Общий вид скола образца при увеличении 125х (а) и межзерновые поры (С6, Е5) при увеличении 500х (b)

Образец № 2 (скважина № 8238) характеризуется значением $FZI = 2,390$ мкм. По описанию представлен песчаником **средне-мелкозернистым**, полимиктовым, серым, слабокарбонатным, с глинистым цементом и включениями ОРО, с массивной текстурой, среднесцементированный. Тип контакта зерен – точечный и реже линейный (Рисунок 2.17). Пустотное пространство представлено межзерновыми порами. Поры имеют разнообразную форму, слабо извилистые границы и хорошую степень сообщаемости. Размеры межзерновых пор колеблются в широких пределах (Рисунок 2.17). Вторичная микропористость присутствует внутри растворенных полевых шпатов и между чешуйками каолинита, не являющейся эффективной.

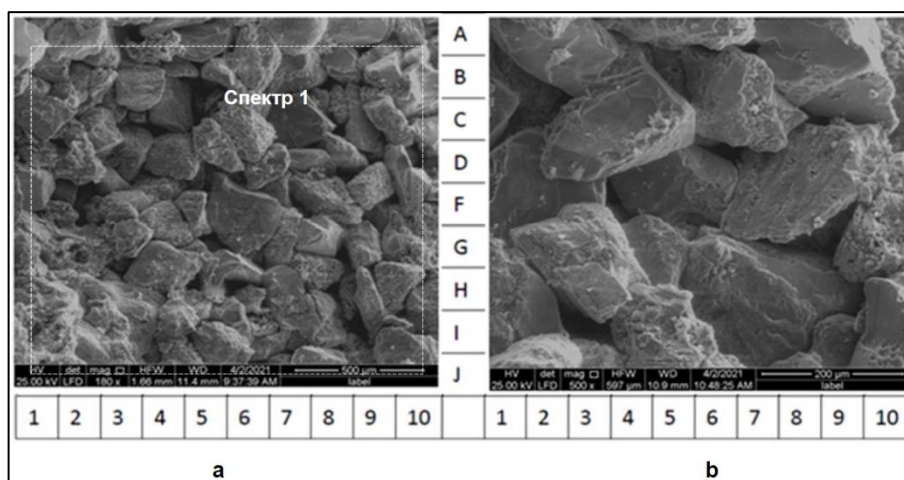


Рисунок 2.17 – Снимок образца 2. Общий вид скола образца при увеличении 180х (а) и межзерновые поры (F4, D6, G9) при увеличении 500х (b)

Образец № 31 (скважина № 10100) характеризуется значением $FZI = 1,051$ мкм. По описанию представлен песчаником **мелкозернистым**, полимиктовым, слюдистым, однородным, буровато-серым, среднесцементированным, с глинистым цементом, с включениями ОРО по наслоению, подчеркивающими скрыто-прерывистую слоистость. Тип контакта зерен – линейный (Рисунок 2.18). Пустотное пространство представлено межзерновыми частично сообщающимися и открытыми порами разной формы и размерами, со средней степенью сообщаемости. Размеры межзерновых пор колеблются в широких пределах. Вторичная микропористость присутствует внутри растворенных полевых шпатов и между чешуйками каолинита.

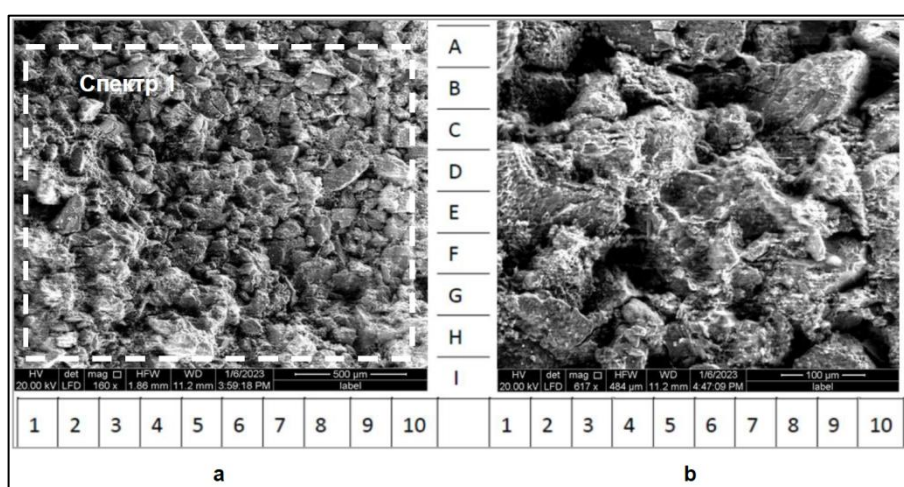


Рисунок 2.18 – Снимок образца 31. Общий вид скола образца при увеличении 160х (а) и при увеличении 617х (b)

Образец № 18 (скважина № 10103) характеризуется значением $FZI = 0,945$ мкм. По описанию представлен **алевролитом песчанистым**, полимиктовым, слюдистым, буровато-серым, среднесцементированным, с глинистым цементом, с многочисленными включениями и фрагментами ОРО, с прерывистыми волнисто-прерывистыми слойками углистого материала толщиной до 1 мм. Тип контакта зерен – линейный и реже точечный (Рисунок 2.19). Пустотное пространство представлено межзерновыми частично сообщающимися и открытыми порами разной формы и размерами, с средней степенью сообщаемости (Рисунок 2.19).

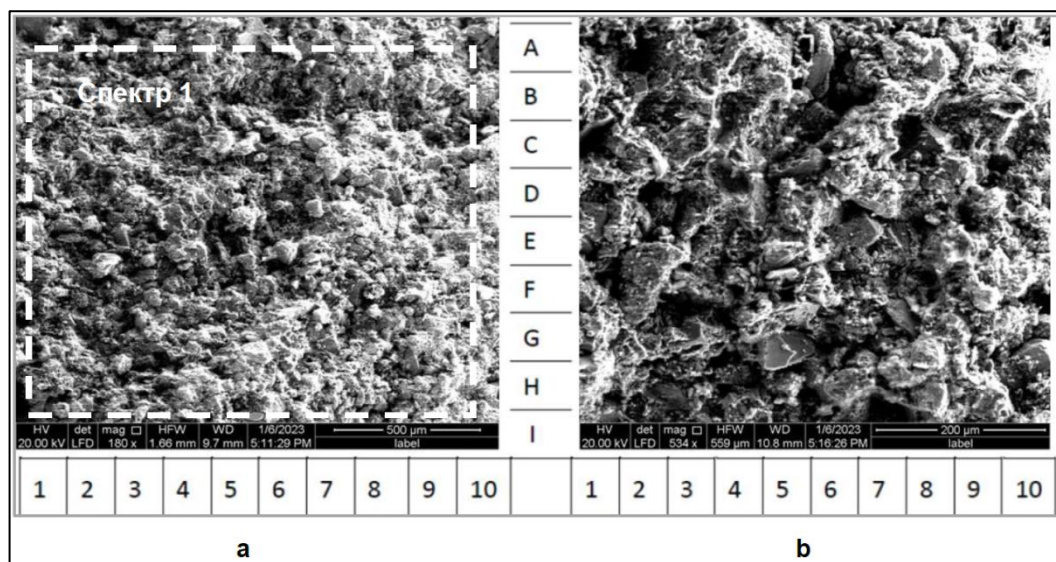


Рисунок 2.19 – Снимок образца 18. Общий вид скола образца при увеличении 180х (а) и межзерновые поры (H2, D3, G9) при увеличении 1100х (b)

Образец № 22 (скважина № 10103) характеризуется значением $FZI = 0,557$ мкм. По описанию представлен **алевролитом песчанистым**, полимиктовым, тонкопоровым. Тип контакта зерен – линейный, участками не соприкасаются, погруженные в цементирующий материал. Многочисленные включения ОРО, ориентированные преимущественно по наслоению и слойки углистого материала, подчеркивают прерывистую слоистость. Пустотное пространство представлено частично сообщающимися межзерновыми порами размером до 1,5 мм, со средней взаимосвязью, а также затухающими открытыми тонкими трещинками (Рисунки 2.20 и 2.21).

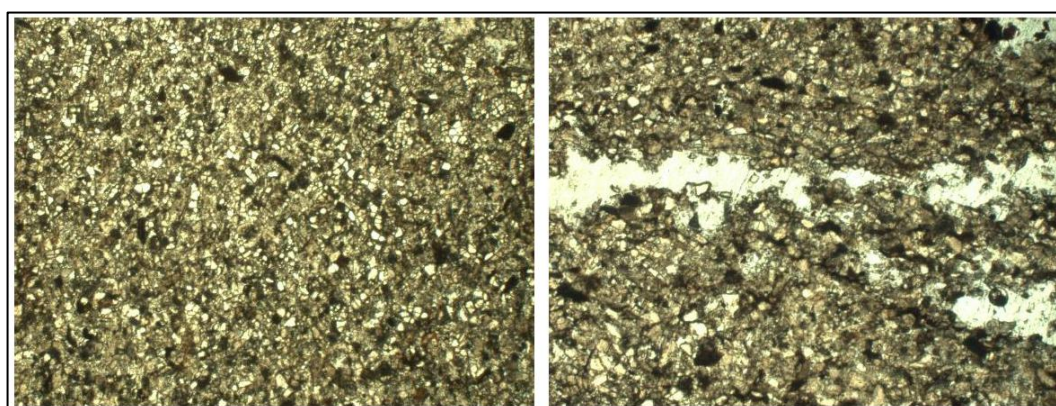


Рисунок 2.20 – Микрофотоснимок шлифа: проходящий свет – увеличение 2,5х

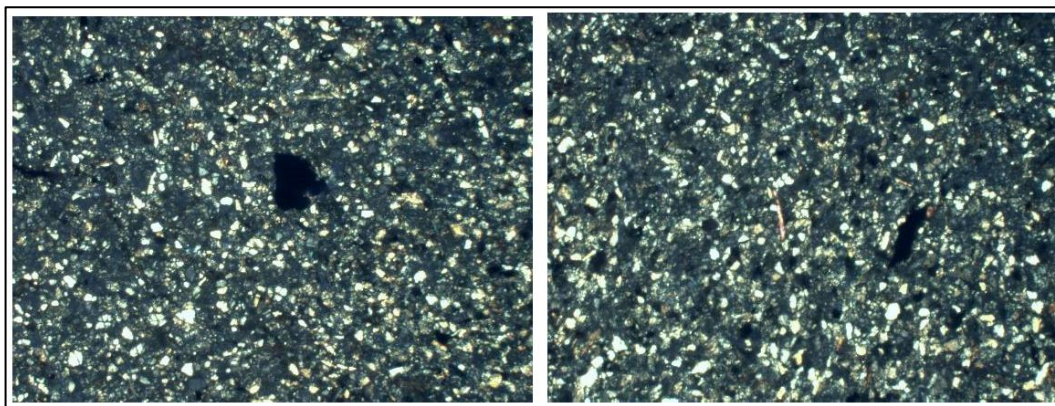


Рисунок 2.21 – Микрофотоснимок шлифа: поляризованный свет – увеличение 2,5х

2.2 Изучение влияния неоднородности по ФЕС на характер распределения насыщенности пластов

Как показывает практика, для поддержания текущих уровней добычи в условиях высокой выработки запасов нефти из высокопроницаемых пропластков особую актуальность приобретает изучение и локализация остаточных запасов нефти, сосредоточенные в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами пласта. Как правило, ухудшенные коллекторские свойства характеризуются низкой проницаемостью, высокой глинистостью, невыдержанностью толщин, высокой литологической и минералогической неоднородностью и т.д. Для эффективной выработки запасов из таких зон необходима детализация геологического строения и установление закономерностей распределения основных ФЕС коллектора [41, 42, 43, 46, 56, 57]. Например, согласно работам [51, 52, 54] при наличии в пласте разнородных фаций возможно наличие «нетрадиционных» границ залежи (контура нефтеносности) как капиллярные барьеры первого рода.

В данном разделе рассматривается способ оценки влияния геологической неоднородности пластов по ФЕС на характер распределения насыщенности на примере байосского и батского ярусов юрской системы месторождения Каламкас. В пределах данного месторождения «рассматриваемая юрская нефтегазоносная толща залегает на эродированной поверхности различных горизонтов среднего и нижнего триаса и представлена неравномерным чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород» [50, 53].

В работе [54] разработана методика построения аналитической зависимости капиллярного давления смещения от ФЕС пластов. Показана апробация данного подхода на различных отечественных нефтяных месторождениях. Обобщая эти зависимости,

можно сделать вывод о том, что чем меньше значение проницаемости при одной и той пористости, тем больше размер капиллярного барьера, т.к. размер капиллярного барьера определяется величиной капиллярного давления смещения:

$$P_{\text{см}} = \frac{A_4}{\sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}}, \quad (2.3)$$

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

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, %;

A_4 – некоторая постоянная величина, которая определяется межфазным натяжением σ (мН/м), косинусом угла смачивания $\cos\theta$, коэффициентом водонасыщенности $K_{\text{в}0}$ (%) (соответствующая капиллярному давлению смещения $P_{\text{см}}$ (кПа)), аппроксимирующими коэффициентами a и b зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ в логарифмических координатах.

Из работ [51, 52] известно, что при наличии и контакте в пласте фаз «нефть-вода» формируется капиллярное давление $P_{\text{с}}$, которое определяется следующей формулой:

$$P_{\text{с}} = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})0,098h, \quad (2.4)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

h – высота над уровнем зеркала чистой воды, м.

На основе формулы (2.4) возможно определение величины капиллярного давления для различной высоты капиллярного барьера. Например, возможно нахождение такой величины капиллярного давления $dP_{\text{с}}$, которая обеспечивается капиллярным барьером высотой 1 м. Далее, путем нахождения отношения величин $P_{\text{см}}$ (2.3) и $dP_{\text{с}}$ (2.4) представляется возможным вычисление высоты капиллярного барьера «нефть-вода» в пласте [54, 58]. Для того, чтобы сформировался капиллярный барьер высотой не более 1 м, необходимо формирование в пласте капиллярного давления $P_{\text{см}}$ не более величины $dP_{\text{с}}$:

$$P_{\text{см}} \leq dP_{\text{с}}. \quad (2.5)$$

Данное неравенство (2.5) с учетом (2.3) можно записать в следующем виде:

$$\frac{A_4}{\sqrt{K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}}} \leq dP_{\text{с}}. \quad (2.6)$$

На основе данного неравенства (2.6) возможно изучение и нахождение различных соотношений коэффициентов проницаемости $K_{\text{пр}}$ и пористости $K_{\text{п}}$, при котором размеры капиллярного барьера в залежи будут превышать определенное значение. Например, для значения высоты, равной 1 м, необходимо, чтобы коэффициент проницаемости $K_{\text{пр}}$ и пористости $K_{\text{п}}$ удовлетворяли следующему неравенству [50, 53]:

$$K_{\text{пр}} \geq \left(\frac{A_4}{dP_c} \right)^2 \times K_{\text{п}}. \quad (2.7)$$

Таким образом, способ оценки влияния геологической неоднородности пластов по ФЕС на характер распределения насыщенности описывается следующей последовательностью действий [50, 53]:

- определение коэффициента A_4 согласно [54];
- нахождение величины dP_c для некоторой высоты капиллярного барьера по формуле (2.4). Например, для высоты, равной 1 м, т.е. каким капиллярным давлением dP_c обеспечивается капиллярный барьер высотой $h = 1$ м;
- по неравенству (2.7) с использованием среднего значения коэффициента пористости $K_{\text{п}}$ определение минимального значения коэффициента проницаемости $K_{\text{пр}}$, при котором средняя высота капиллярного барьера не будет превышать некоторого значения. Например, высоты, равной 1 м.

Рассмотрим использование данного способа на примере пластов байосского и батского ярусов юрской системы месторождения Каламкас.

2.2.1 Байосский ярус

В пределах данного яруса определение кривых капиллярных давлений проведены на 42 образцах керна, отобранных из шести скважин.

Для определения коэффициента A_4 построен график зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности K_v в логарифмических координатах (Рисунок 2.22).

Из данного рисунка 2.22 видно, что при значении $lg(K_v)=1,959$ имеется излом графика зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности K_v . Это соответствует значению $K_{v0} = 90,9$ %.

Часть графика зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности K_v в логарифмических координатах, которая соответствует значению $K_{v0} \leq 90,9$ %, аппроксимируется следующим уравнением:

$$y = -3.7783x + 8.6351. \quad (2.8)$$

С учетом уравнения (2.8) зависимость J -функции от коэффициента водонасыщенности K_v можно записать в следующем виде:

$$J = 10^{8,6351} \cdot \exp(-3,7783 \cdot K_v) \quad (2.9)$$

или

$$J = 431618449,2 \cdot \exp(-3,7783 \cdot K_v). \quad (2.10)$$

Тогда коэффициента A , a и b будут равны:

$$A = 8,6351, \quad (2.11)$$

$$a = 431618449,2, \quad (2.12)$$

$$b = -3,7783. \quad (2.13)$$

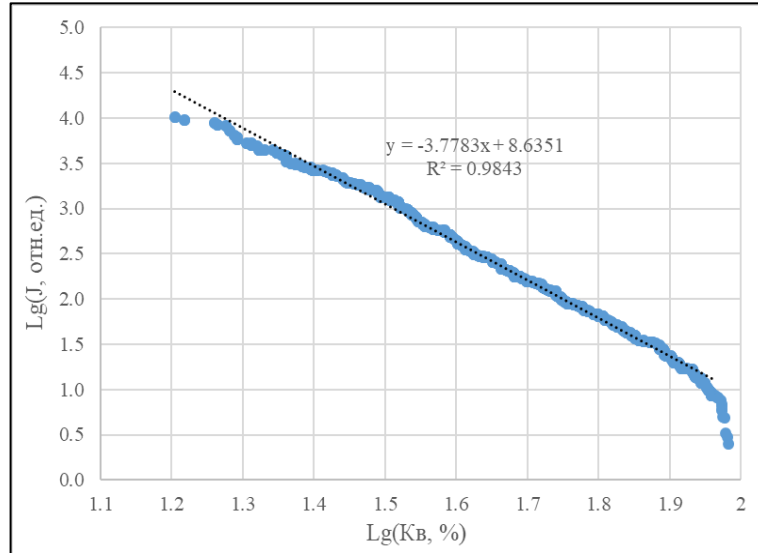


Рисунок 2.22 – Зависимость J-функции от коэффициента водонасыщенности K_v (байосский ярус)

Коэффициент W будет равен:

$$W = \frac{-3,7783}{\ln 10 \cdot 90,9} \cdot (100 - 90,9) \quad (2.14)$$

или

$$W = -0,1642. \quad (2.15)$$

Следовательно, значение $A+W$ будет равно:

$$A + W = 8,4708. \quad (2.16)$$

Тогда значение коэффициента A_4 можно записать в виде:

$$A_4 = \frac{30 \cdot 0,866 \cdot 90,9^{-3,7783}}{318,8} \cdot 10^{8,4708} \quad (2.17)$$

или

$$A_4 = 0,961. \quad (2.18)$$

По формуле (2.4) значение dP_c (например, для высоты капиллярного барьера, равной 1 м) будет равно:

$$dP_c = 2,048 \text{ кПа}. \quad (2.19)$$

С учетом вышеизложенного неравенство (2.7) для продуктивных пластов байосского яруса при высоте капиллярного барьера, равной 1 м, можно записать в следующем виде:

$$K_{\text{пр}} \geq \left(\frac{A_4}{dP_c}\right)^2 \cdot K_{\text{п}} \geq \left(\frac{0,961}{2,048}\right)^2 \cdot K_{\text{п}}. \quad (2.20)$$

Тогда, для того, чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_{\text{п}} = 27,6 \%$, необходимо $K_{\text{пр}} \geq 6,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

2.2.2 Батский ярус

В пределах данного яруса определение кривых капиллярных давлений проведены на 16 образцах керна, отобранных из четырех скважин.

Для определения коэффициента A_4 построен график зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ в логарифмических координатах (Рисунок 2.23).

Из данного Рисунка 2.23 видно, что при значении $\lg(K_{\text{в}})=1,951$ имеется излом графика зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$. Это соответствует значению $K_{\text{в}0} = 88,9 \%$.

Часть графика зависимости J -функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ в логарифмических координатах, которая соответствует значению $K_{\text{в}0} \leq 89,3 \%$, аппроксимируется следующим уравнением:

$$y = -3,7049x + 8,5498. \quad (2.21)$$

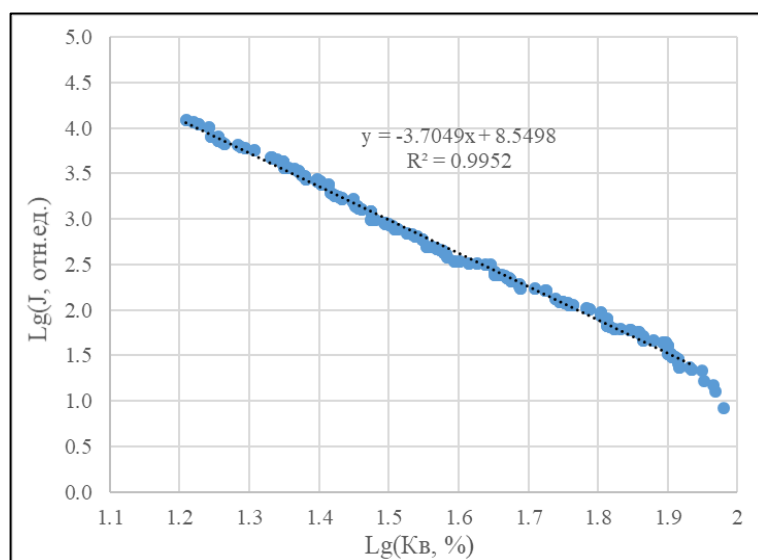


Рисунок 2.23 – Зависимость J -функции от коэффициента водонасыщенности $K_{\text{в}}$ (батский ярус)

С учетом уравнения (2.21) зависимость J -функции от коэффициента водонасыщенности K_B можно записать в следующем виде:

$$J = 10^{8,5498} \cdot \exp(-3,7049 \cdot K_B) \quad (2.22)$$

или

$$J = 354674528,4 \cdot \exp(-3,7049 \cdot K_B). \quad (2.23)$$

Тогда коэффициента A , a и b будут равны:

$$A = 8,5498, \quad (2.24)$$

$$a = 354674528,4, \quad (2.25)$$

$$b = -3,7049. \quad (2.26)$$

Коэффициент W будет равен:

$$W = \frac{-3,7049}{\ln 10 \cdot 89,3} \cdot (100 - 89,3) \quad (2.27)$$

или

$$W = -0,1927. \quad (2.28)$$

Следовательно, значение $A+W$ будет равно:

$$A + W = 8,3570. \quad (2.29)$$

Тогда значение коэффициента A_4 можно записать в виде:

$$A_4 = \frac{30 \cdot 0,866 \cdot 89,3^{-3,7049}}{318,8} \cdot 10^{8,5498} \quad (2.30)$$

или

$$A_4 = 1,099. \quad (2.31)$$

По формуле (2.4) значение dP_c (например, для высоты капиллярного барьера, равной 1 м), будет равно:

$$dP_c = 2,117 \text{ кПа}. \quad (2.32)$$

С учетом вышеизложенного неравенство (2.7) для продуктивных пластов батского яруса при высоте капиллярного барьера, равной 1 м, можно записать в следующем виде:

$$K_{пр} \geq \left(\frac{A_4}{dP_c}\right)^2 \cdot K_n \geq \left(\frac{1,099}{2,117}\right)^2 \cdot K_n. \quad (2.33)$$

Тогда, для того, чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_n = 28,0 \%$, необходимо $K_{пр} \geq 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

На основе данной методики получены различные соотношения величин коэффициентов проницаемости $K_{пр}$ 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 ВНК для условий залегания рассматриваемого месторождения Каламкас (Рисунок 2.24) [16].

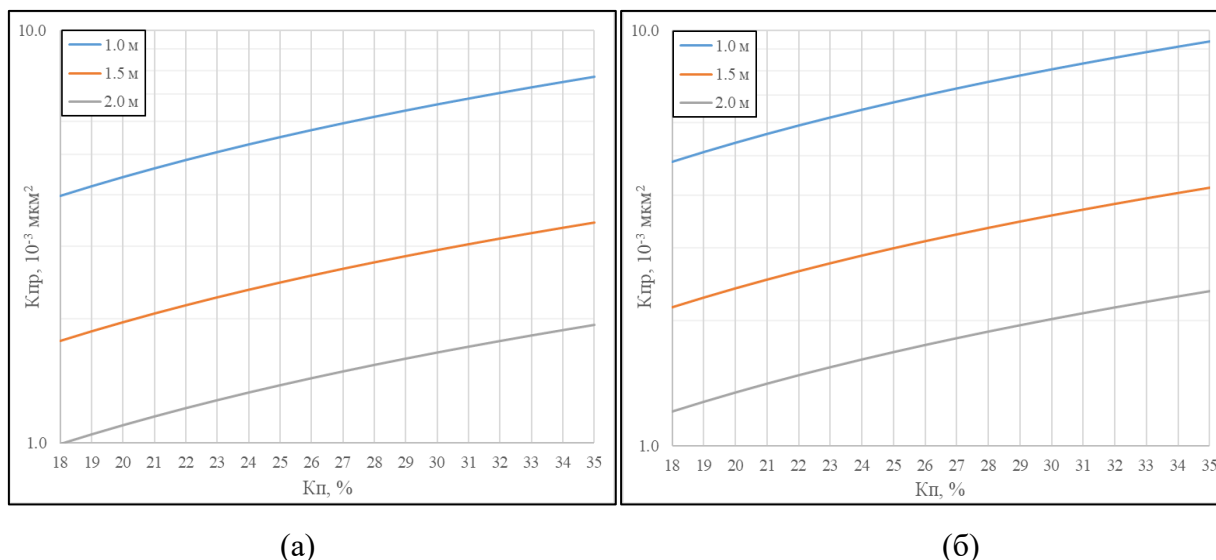


Рисунок 2.24 – Кросс-плот коэффициентов проницаемости $K_{пр}$ и пористости $K_{п}$ для различных размеров капиллярного барьера (1,0; 1,5; 2,0 м) байосского (а) и батского ярусов (б) месторождения Каламкас

Таким образом, в результате использования данного подхода появляется возможность оценки неопределенности положения межфлюидных контактов при обосновании границ контура нефтеносности и распределения запасов нефти в пластах с широким диапазоном изменения ФЕС [50].

2.3 Выводы к главе 2

1. Выполнена детализация геологического строения отложений байосского и батского ярусов среднего отдела юрской системы месторождения Каламкас и пластов кунусемской свиты неокомского подъяруса нижнего отдела меловой системы месторождения Каражанбас на основе разработанного нового методического подхода дифференциации продуктивных пластов по ФЕС с использованием комплексного параметра FZI.

2. Выполнено сопоставление результатов выделения различных групп коллекторов с результатами исследования образцов горных пород, выполненных с помощью сканирующего электронного микроскопа.

3. Разработан способ оценки влияния геологической неоднородности пластов по ФЕС на характер распределения нефтенасыщенности продуктивных отложений на примере байосского и батского ярусов юрской системы месторождения Каламкас.

4. Установлено, что для условий залегания продуктивных пластов байосского яруса рассматриваемого месторождения, для того чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_{\text{п}} = 27,6 \%$ необходимо выполнение неравенства $K_{\text{пр}} \geq 6,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Для условий залегания продуктивных пластов батского яруса, для того чтобы размеры капиллярного барьера в залежи не превышали высоты 1 м при среднем значении коэффициента пористости $K_{\text{п}} = 28,0 \%$ необходимо $K_{\text{пр}} \geq 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

5. Получены различные соотношения величин коэффициентов проницаемости $K_{\text{пр}}$ и пористости $K_{\text{п}}$ при котором размеры капиллярного барьера в залежи будут превышать высоты 1,0; 1,5 и 2,0 м над уровнем принятого ВНК для условий залегания рассматриваемого месторождения Каламкас.

ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ И ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДЕТАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ

3.1 Исходная информация для построения трехмерной модели

Построение трехмерной модели продуктивных отложений байосского и батского ярусов выполнено на основе ПО «Petrel». На дату изучения пробуренный фонд составляет 3705 скважин, среди которых операции по зарезке боковых стволов (ЗБС) выполнены в 46 скважинах, 42 ГС, 78 водозаборные скважины и т.д. Подробная статистика по исходным данным представлена в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Объем исходной информации при построении модели

Наименование	Модель
Пробуренный фонд	3705
Поисково-разведочные	80
Эксплуатационные	3417
ЗБГС	46
ГС	42
Дублиеры	42
Водозаборные	78
Газовые	74
Las	3511
Сейсмические исследования	МОГТ 3Д (2018 г.)
Кол-во скважин с керном станд/спец исследования	93/7

Учитывая, что месторождение Каламкас является крупным, имеет длительную историю разработки и характеризуется несогласным залеганием пластов, которое осложнено еще рядом тектонических нарушений, то при построении трехмерной модели имели место следующие особенности:

- достаточно большой объем геологической информации;
- выявленные тектонические нарушения прослеживаются не во всех продуктивных горизонтах (в каких-то горизонтах разломы затухают, а в каких-то прослеживаются по данным бурения).

Так, ввиду присутствия тектонического нарушения по данным сейсмики МОГТ 3Д принято решение о создании пяти моделей (сеток). При этом границами сеток являются

границы сеймики МОГТ 3Д. Общее количество ячеек по первой сетке составило 248120578, по второй – 2909466, по третьей – 299366760, по четвертой – 106833150 и по пятой – 245004024. Размеры ячеек по горизонтальной составляющей приняты 25×25 м, вертикальной – 0,2 м.

3.2 Способ выделения различных групп коллекторов при построении трехмерной модели

Построение трехмерной ГГДМ продуктивных пластов для поддержания текущих уровней добычи стало неотъемлемой процедурой в процессе эксплуатации месторождений УВС. В связи с этим особую актуальность приобретают работы, направленные на повышение достоверности построения ГГДМ [60, 61, 62]. Наиболее распространенным подходом повышения достоверности трехмерных моделей является оценка степени сложности геологической неоднородности пластов и ее дальнейший учет при построении различных кубов литолого-фациальной изменчивости и ФЕС [46, 53, 63, 64, 65]. Практическим результатом такого подхода является повышение точности определения участков залежи с повышенной плотностью остаточных запасов, которые являются основой для дальнейшего формирования адресных мероприятий по повышению эффективности текущей системы разработки.

В главе 2 при детализации геологического строения продуктивных пластов байосского яруса установлено, что исследуемый объект характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным высокой литолого-фациальной изменчивостью, невыдержанностью ФЕС и толщин. К тому же, в пределах данного яруса выделены четыре различные группы коллекторов, каждая из которых обладает отличительными свойствами распределения петрофизических и фильтрационных характеристик [48, 49]. Корреляционная зависимость коэффициентов проницаемости и пористости для каждой группы коллекторов описывается формулами (3.1)-(3.4) [48, 49, 106]:

$$\text{группа 1: } K_{\text{пр}} = 105,050 \times \exp(10,348 \times K_{\text{п}}), \quad (3.1)$$

$$\text{группа 2: } K_{\text{пр}} = 6,173 \times \exp(14,362 \times K_{\text{п}}), \quad (3.2)$$

$$\text{группа 3: } K_{\text{пр}} = 0,633 \times \exp(14,997 \times K_{\text{п}}), \quad (3.3)$$

$$\text{группа 4: } K_{\text{пр}} = 0,068 \times \exp(15,080 \times K_{\text{п}}). \quad (3.4)$$

Для достоверного построения трехмерной модели необходимо определение зон (участков) распространения выделенных групп коллектора в пределах залежи. Это обусловлено тем, что ввиду различного фильтрационного поля выработка запасов из

Таким образом, для определения зон (участков) распространения каждой из выделенной группы коллектора и последующей оценки окончательного поля проницаемости необходимо получение по всем скважинам некоторого непрерывного параметра, который позволил бы выполнить соответствующую дифференциацию коллекторов по ФЕС. Например, на основе комплексного параметра FZI.



помощью инструментов регрессионного анализа, в результате чего получена аналитическая зависимость величины FZI и ГИС, которая имеет вид (формула (3.5)) [106]:

$$FZI = [(-0,00259 \cdot GK^3) + 9,34140 \cdot VSH^3 + 1,44926 \cdot W^3]^2, \quad (3.5)$$

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

VSH – кривая глинистости, д.ед.;

W – кривая водородосодержания по НГК, д.ед.

На основе данной формулы (3.5) появляется возможность получения непрерывной кривой FZI по всем скважинам, в которых проведен необходимый комплекс ГИС. Это позволит в дальнейшем построить куб FZI в трехмерной геологической модели и выделить соответствующие группы коллекторов, выделенных в главе 2.

Куб FZI, построенный согласно формуле (3.5), показан на Рисунке 3.2.

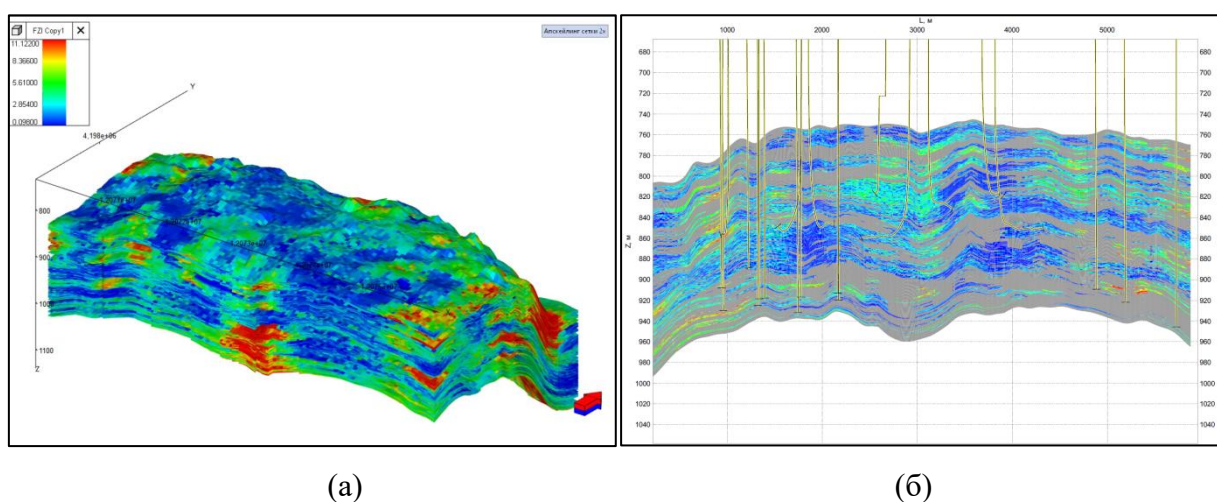


Рисунок 3.2 – Куб (а) и геологический разрез (б) FZI

Для того, чтобы использовать формулы (3.1)–(3.4) при построении окончательного куба проницаемости, выполнена дифференциация трехмерной сетки модели (выделены группы коллекторов) согласно неравенствам (3.6)–(3.9):

$$\text{группа 1: } FZI \geq 4,068 \text{ мкм}, \quad (3.6)$$

$$\text{группа 2: } 1,863 \leq FZI < 4,068 \text{ мкм}, \quad (3.7)$$

$$\text{группа 3: } 0,540 \leq FZI < 1,863 \text{ мкм}, \quad (3.8)$$

$$\text{группа 4: } FZI < 0,540 \text{ мкм}. \quad (3.9)$$

На основе данной дифференциации в трехмерной геологической модели выделены четыре зоны, каждая из которых соответствует определенной группе коллекторов (Рисунок 3.3).

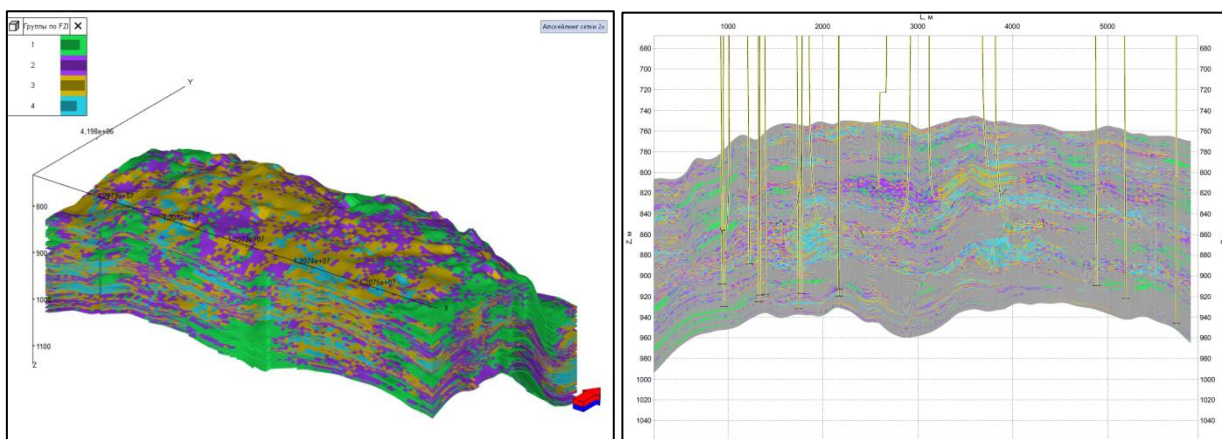


Рисунок 3.3 – Распространение различных групп коллекторов в трехмерной модели

Далее на основе данного куба, показанного на Рисунке 3.3, выполнена оценка окончательного куба проницаемости с использованием вышеприведенных формул (3.1) – (3.4). Результат показан на Рисунке 3.4.

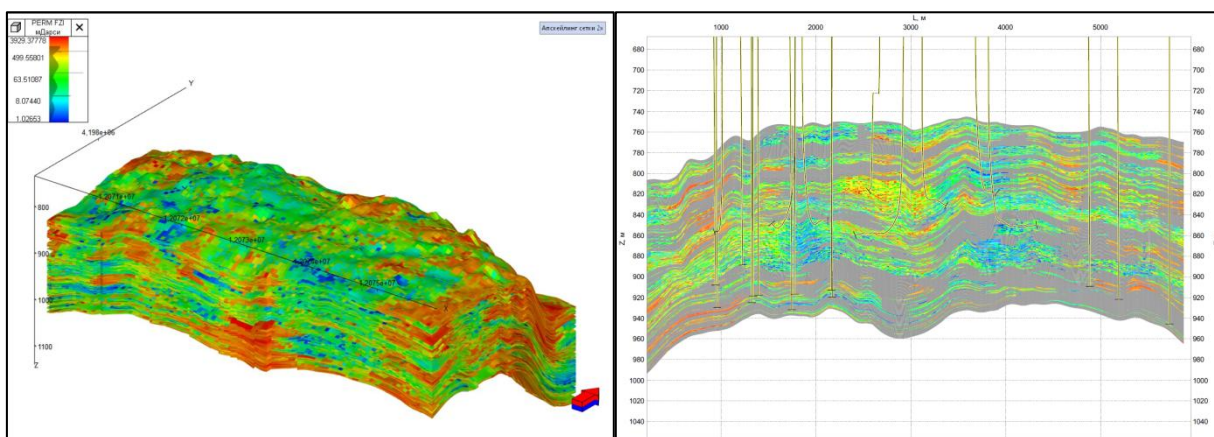


Рисунок 3.4 – Куб проницаемости с учетом выделенных групп коллекторов

Сопоставление полученного куб проницаемости (Рисунок 3.4) с кубом проницаемости, построенный без дифференциации пластов по ФЕС (Рисунок 3.5), показано гистограмме, приведенной на Рисунке 3.6.

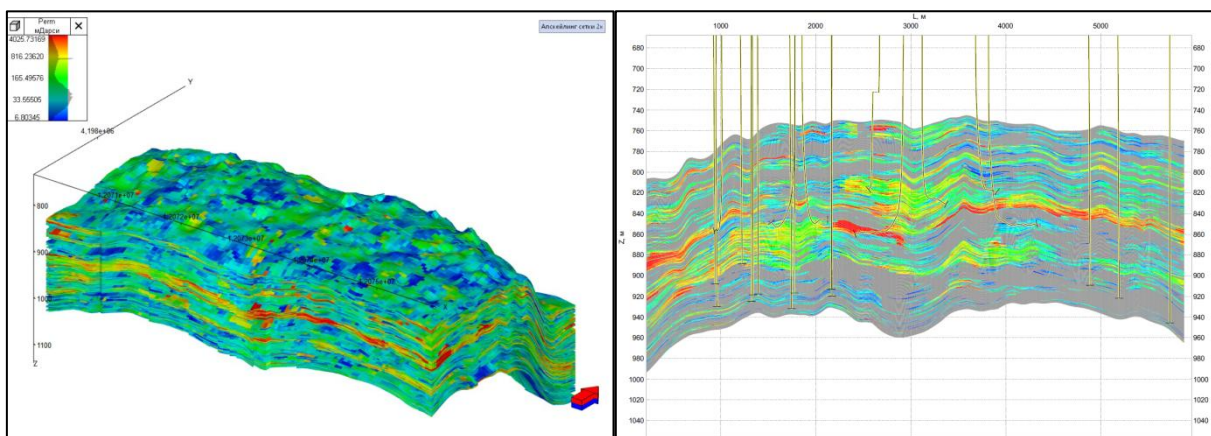


Рисунок 3.5 – Куб проницаемости без учета выделенных групп коллекторов

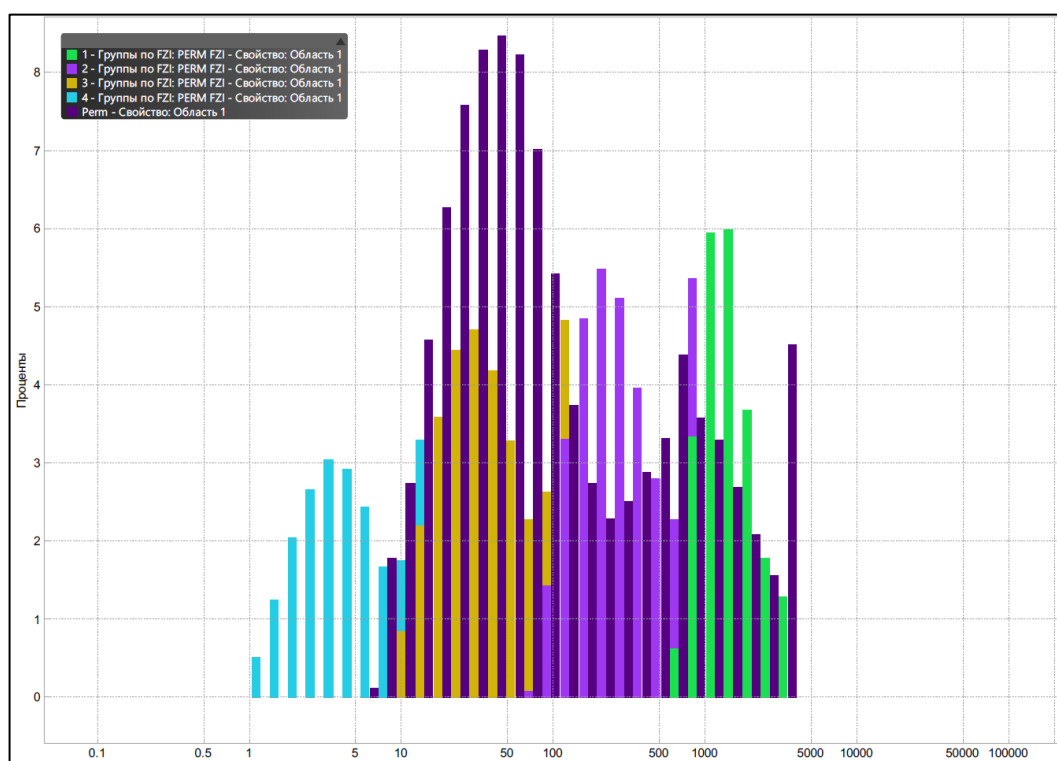


Рисунок 3.6 – Гистограмма распределения проницаемости

Дополнительно для верификации полученных результатов выполнено сопоставление синтетической кривой FZI, рассчитанной по формуле (3.5), с оценкой FZI на основе результатов лабораторных исследований керна (Рисунок 3.7). Из данного Рисунка 3.7 видно, что синтетическая кривая FZI согласуется с оценкой FZI на основе результатов лабораторных исследований керна. Следовательно, формула (3.5) может быть использована при выполнении работ, связанных с трехмерным моделированием.

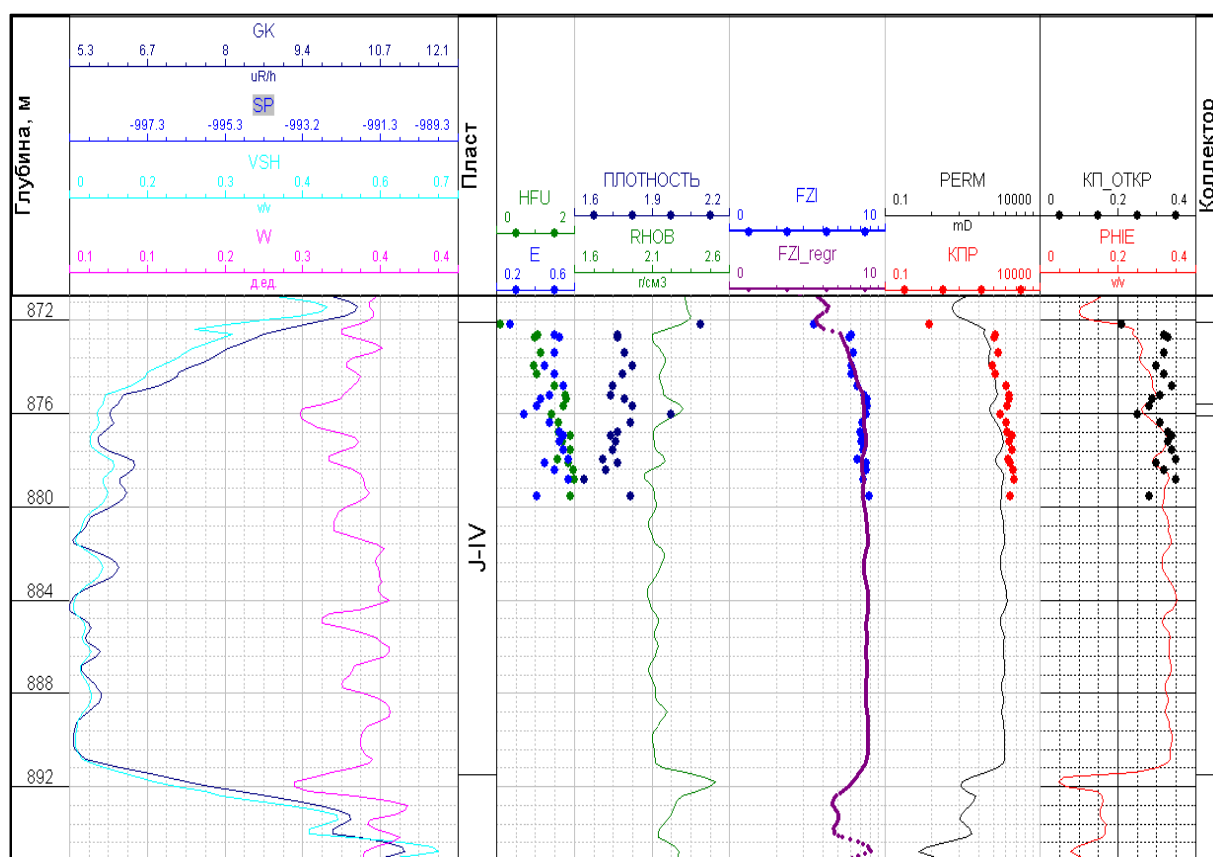


Рисунок 3.7 – Планшет скважины с синтетической кривой FZI

Обобщая вышеизложенное, в данном разделе предлагается вышеописанный способ выделения различных групп коллекторов, который описывается следующей последовательностью [106]:

- построение куба пористости K_p на основе данных ГИС;
- получение аналитической зависимости FZI и ГИС с помощью инструментов регрессионного анализа;
- построение куба FZI с последующей дифференциацией согласно результатам выделения различных групп коллекторов;
- выделение зон распространения различных групп коллекторов с учетом дифференциации по ФЕС;
- оценка куба проницаемости $K_{пр}$ через куб пористости K_p с использованием соответствующей корреляционной зависимости для каждой выделенной группы коллекторов.

3.3 Разработка подхода построения куба нефтенасыщенности в условиях высокой геологической неоднородности пластов

3.3.1 Модель нефтяной залежи

В главе 2 отмечено, что изучаемые объекты характеризуются сложным геологическим строением. К тому же пласты обладают коэффициентами нефтенасыщенности от 0,50 до 0,71 д.ед. В результате чего, по некоторым добывающим скважинам, которые не подвержены влиянию разработки, отмечаются высокие стартовые значения обводненности добываемой продукции. Например, на одном из эксплуатационных объектов, который разрабатывается на естественном режиме одной добывающей скважиной, наблюдается постепенный рост обводненности добываемой продукции с 88,4 до 92,1 %. Следовательно, для повышения эффективности выработки запасов требуется детализация распределения насыщенности пластов в пределах залежей.

Как показывает практика, для этого необходимо исследование физической закономерности изменения начального коэффициента нефте(водо)насыщенности по высоте залежи в зависимости от ФЕС [62, 69 - 77, 106].

Так, для удобства выполнения дальнейших исследований приняты следующие допущения [106]:

- зона предельного нефтенасыщения (ЗПН) соответствует области залежи, характеризующаяся фильтрацией только одной фазы (нефть). Коэффициент водонасыщенности K_w принимает значения менее остаточного значения водонасыщенности K_{w0} ($K_w \leq K_{w0}$);

- зона переходного насыщения от нефти к воде соответствует области залежи, характеризующаяся фильтрацией двух фаз (нефть и вода). Коэффициент водонасыщенности K_w принимает значения от K_{w0} до критического значения $K_{wкр}$. На уровне $K_{wкр}$ фильтрация нефтяной фазы прекращается;

- зона остаточной нефтенасыщенности соответствует области залежи, характеризующаяся фильтрацией одной фазы (вода). Коэффициент водонасыщенности K_w принимает значения от критического значения $K_{wкр}$ до 1,00 д.ед.;

- зона полного водонасыщения соответствует области залежи, характеризующаяся фильтрацией только одной фазы (вода). Коэффициент водонасыщенности K_w равен 1,00 д.ед.

На Рисунке 3.8 приведена модель насыщения одной нефтяной залежи байосского яруса, составленная с использованием обобщенных значений результатов интерпретации

геофизических исследований скважин. Как видно, в строении нефтяной залежи с учетом вышеприведенных допущений возможно выделение следующих зон насыщения [106]:

- ЗПН – от 840 м и выше;
- зона переходного насыщения от нефти к воде – от 840 и до 868 м;
- зона остаточной нефтенасыщенности – от 868 до 920 м;
- зона полного водонасыщения (уровень зеркала чистой воды (ЗЧВ)) – от 920 м и ниже.

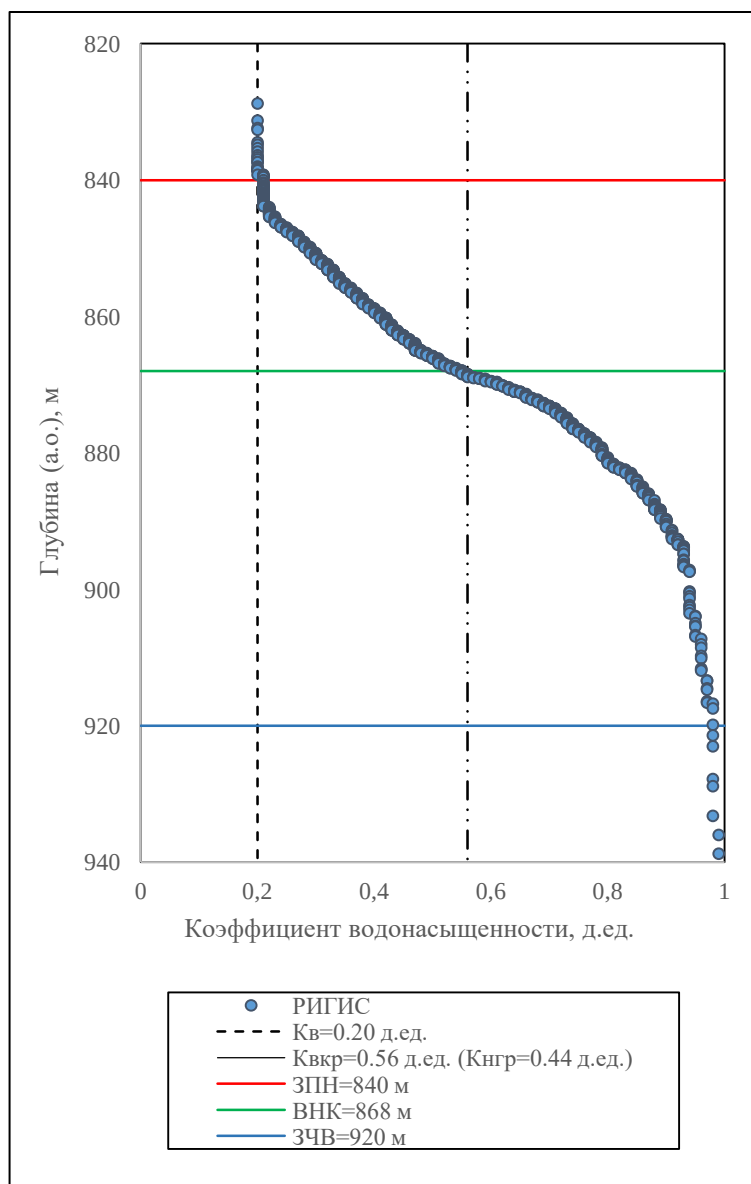


Рисунок 3.8 – Модель переходной зоны для нефтяной залежи байосского яруса

В пределах ЗПН коэффициент водонасыщенности K_w принимает значения менее 0,20 д.ед., что соответствует остаточной водонасыщенности, определенной по результатам

фильтрационных исследований керна. Размеры составляет менее 10-12 м. Причем доля количества скважин, вскрывших данную зону, составляет всего 5-6 % от общего количества скважин, пробуренных в пределах залежи.

В зоне переходного насыщения от нефти к воде коэффициент водонасыщенности K_e принимает значения от 0,20 до 0,56 д.ед., что также согласуется с результатами исследований относительной фазовой проницаемости. Размеры составляют около 28-30 м.

В зоне остаточной нефтенасыщенности коэффициент водонасыщенности K_e принимает значения от 0,56 до 1,00 д.ед. Размеры составляют около 52 м.

В зоне полного водонасыщения коэффициент водонасыщенности K_e принимает значения 1,00 д.ед.

Практический интерес для поддержания добычи представляют зоны предельного и переходного насыщения, т.к. только в этих зонах происходит фильтрация нефтяной фазы. Однако, для того чтобы достоверно смоделировать распределение насыщенности в пределах залежи необходим учет и двух нижележащих зон.

Таким образом, в вышеприведенных условиях актуальной становится задача изучения распределения насыщенности пластов и разработка подходов учета при построении ГГДМ.

Стоит отметить, что из-за сложного распределения нефтенасыщенности в процессе разработки отмечается ухудшение структуры остаточных запасов нефти и их неравномерное распределение по площади и разрезу.

3.3.2 Обработка результатов специальных исследований керна

Одним из распространенных подходов моделирования поля нефтенасыщенности при наличии зон переходного насыщения является использование J-функции на основе кривых капиллярных давлений (ККД) [70, 73].

В пределах изучаемого байосского яруса специальные исследования керна в виде ККД методом полупроницаемой мембраны проведены на 42 образцах керна, отобранных из 6 скважин (Рисунки 3.9-3.14).

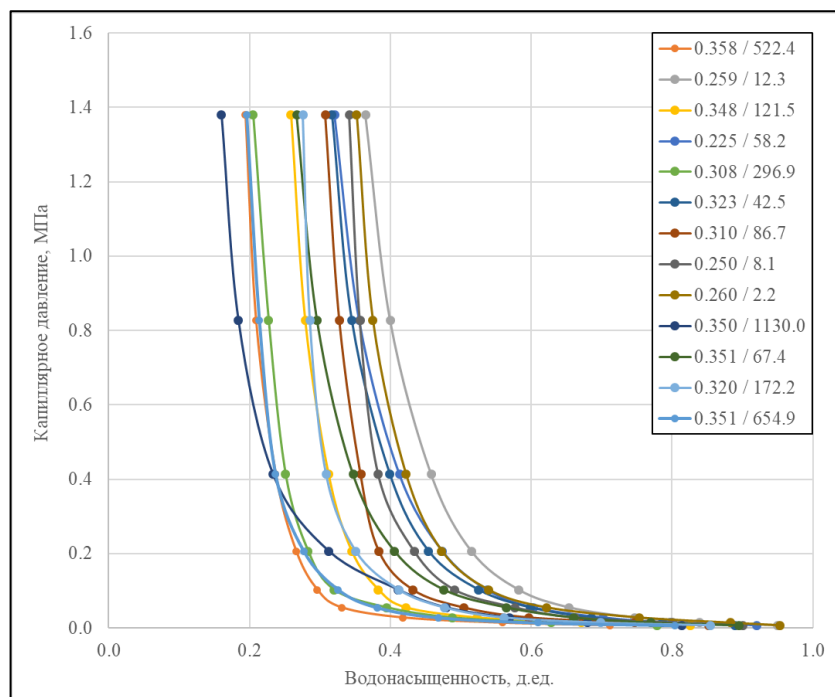


Рисунок 3.9 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности (скважина XXX8) (в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм^2)

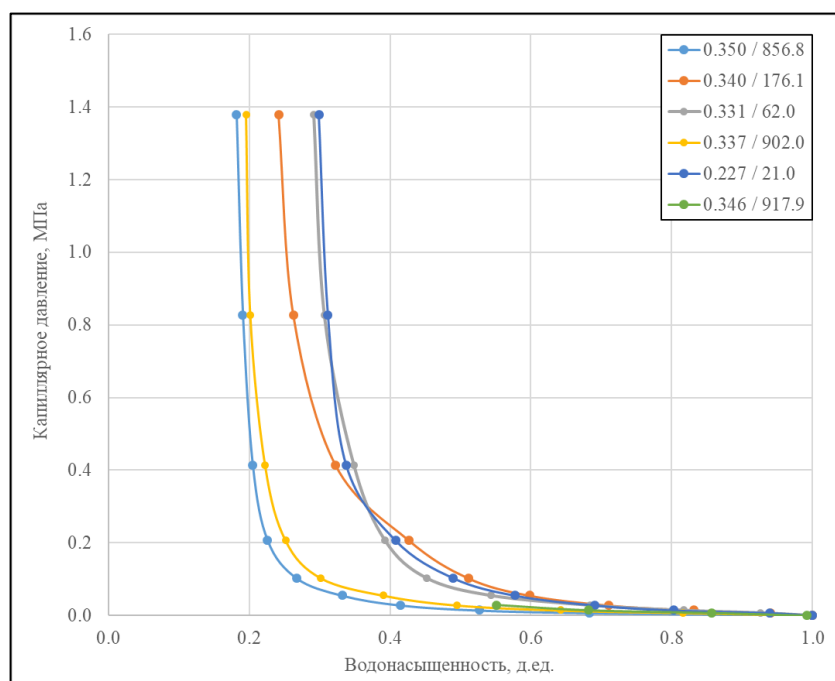


Рисунок 3.10 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности (скважина XXX0) (в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм^2)

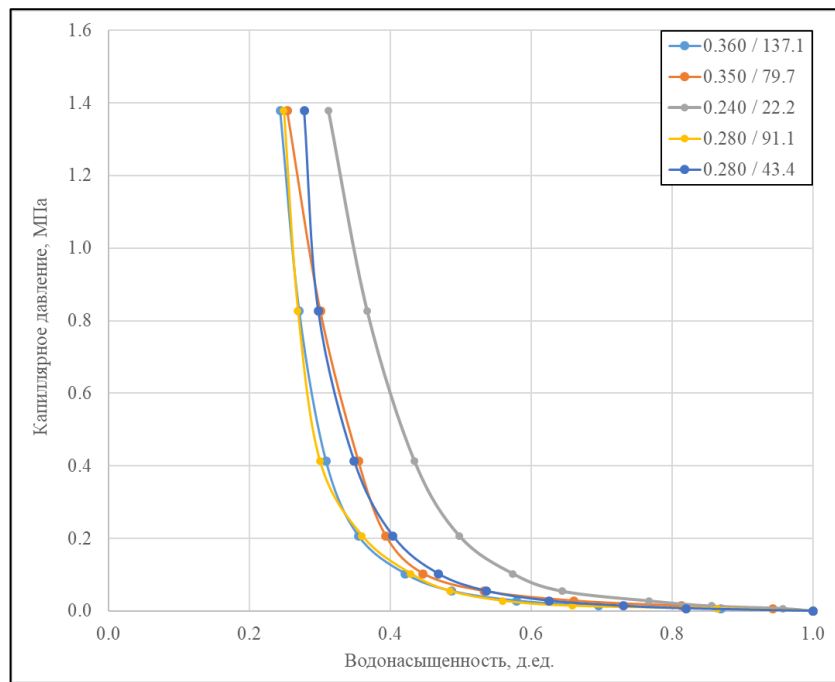


Рисунок 3.11 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности
(скважина XXX9)
(в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм²)

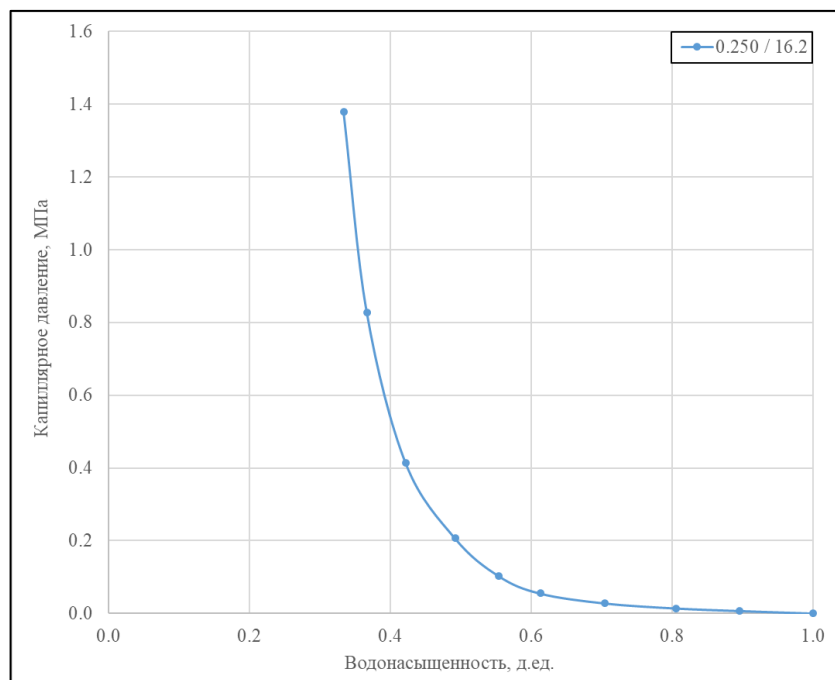


Рисунок 3.12 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности
(скважина XXX3)
(в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм²)

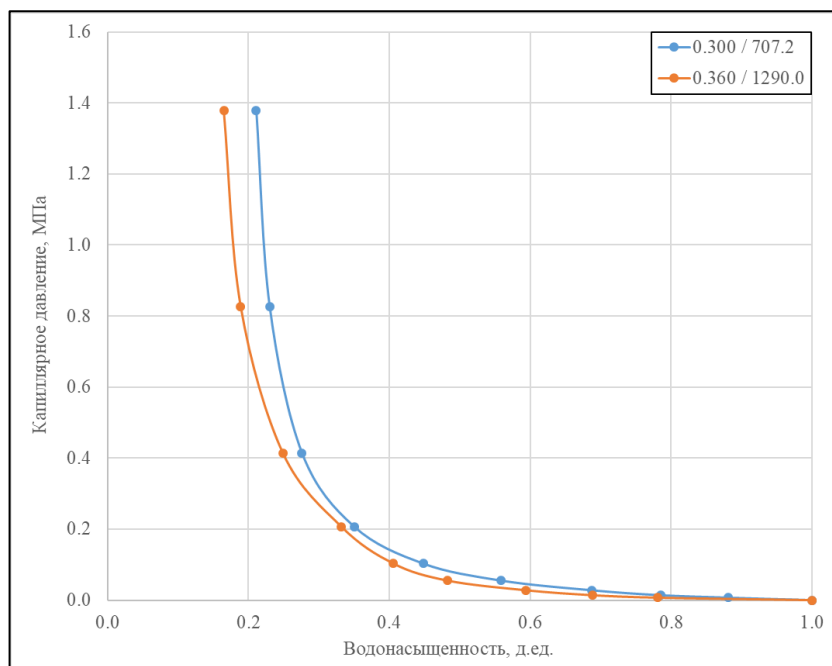


Рисунок 3.13 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности
(скважина XXX1)

(в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм²)

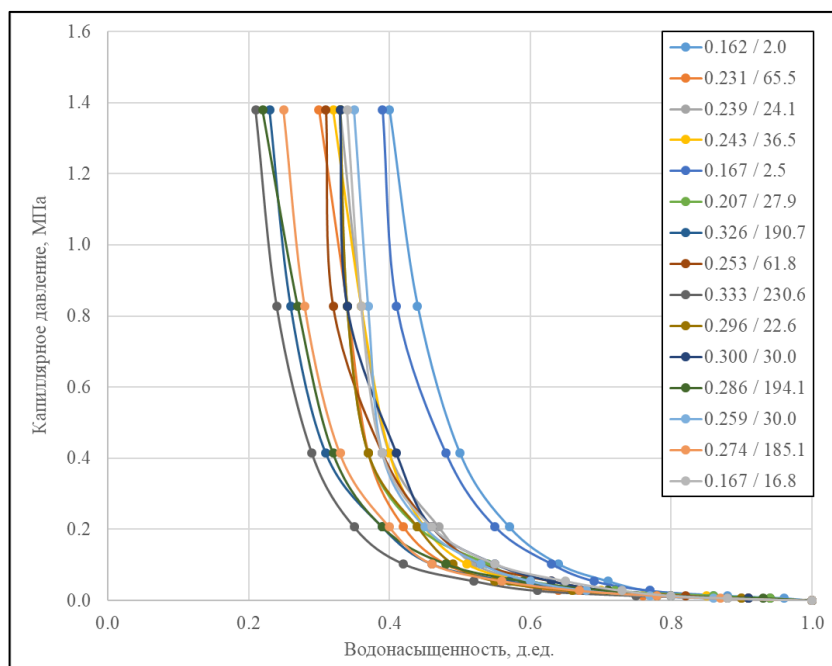


Рисунок 3.14 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности
(скважина XXX02)

(в условных обозначениях пористость в д.ед. / проницаемость в 10^{-3} мкм²)

Традиционно, в результате обработки результатов ККД получают аналитическую зависимость коэффициента водонасыщенности K_v от ряда ФЕС и геологических свойств объекта, которая имеет следующий вид :

$$K_v = 1 - \left[\frac{A(\rho_v - \rho_n)gh\sqrt{K_{пр}/K_{п}}}{a\sigma\cos\theta} \right]^{-\frac{1}{b}}, \quad (3.6)$$

где K_v – коэффициент водонасыщенности, д.ед.

A – безразмерный коэффициент для приведения используемых параметров в единую систему;

ρ_v – плотность воды, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – постоянная гравитационная, м/с²;

h – положение над уровнем ЗЧВ, м;

$K_{пр}$ – проницаемость, 10⁻³ мкм²;

$K_{п}$ – пористость, д.ед.;

σ – поверхностное натяжение для системы «нефть-вода», 10⁻³ Н/м;

$\cos\theta$ – косинус угла смачивания;

a, b – безразмерные константы, определяемые при построении корреляционной зависимости J-функции от коэффициента водонасыщенности K_v .

Результат такого подхода показан на Рисунке 3.15.

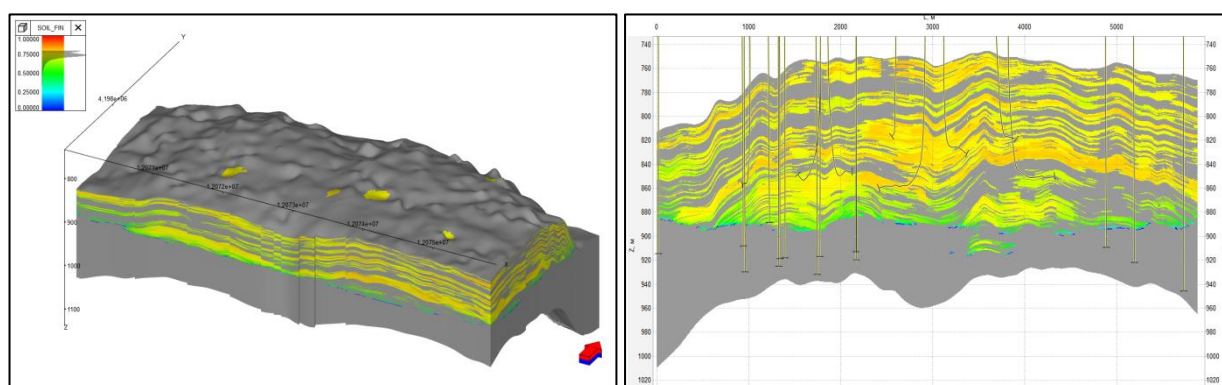


Рисунок 3.15 – Куб нефтенасыщенности, построенный по J-функции

Однако, зачастую для повышения достоверности построения трехмерной модели дополнительно выполняют дифференциацию J-функцию по значению коэффициента пористости $K_{п}$ образцов керна. Это позволяет получить соответствующие безразмерные константы a и b для каждого диапазона изменения коэффициента пористости $K_{п}$ (т.е. каждая группа, выделенная по коэффициенту пористости $K_{п}$, будет иметь свое

собственное распределение J-функции от коэффициента водонасыщенности K_B) [62, 70, 72].

При обработке результатов ККД объекта исследования выявлено, что лучшая дифференциация J-функции и ККД наблюдается по значению комплексного параметра FZI, а не коэффициента пористости K_{II} образцов горных пород (Рисунки 3.16-3.17).

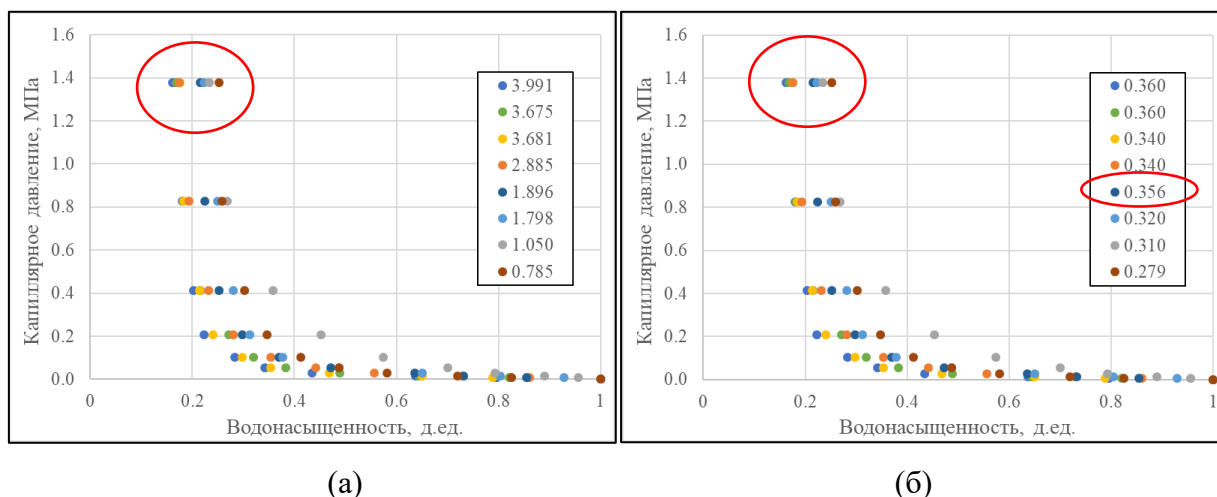


Рисунок 3.16 – Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность с указанием комплексного параметра FZI (а) и коэффициента пористости K_{II} (б) образцов горных пород

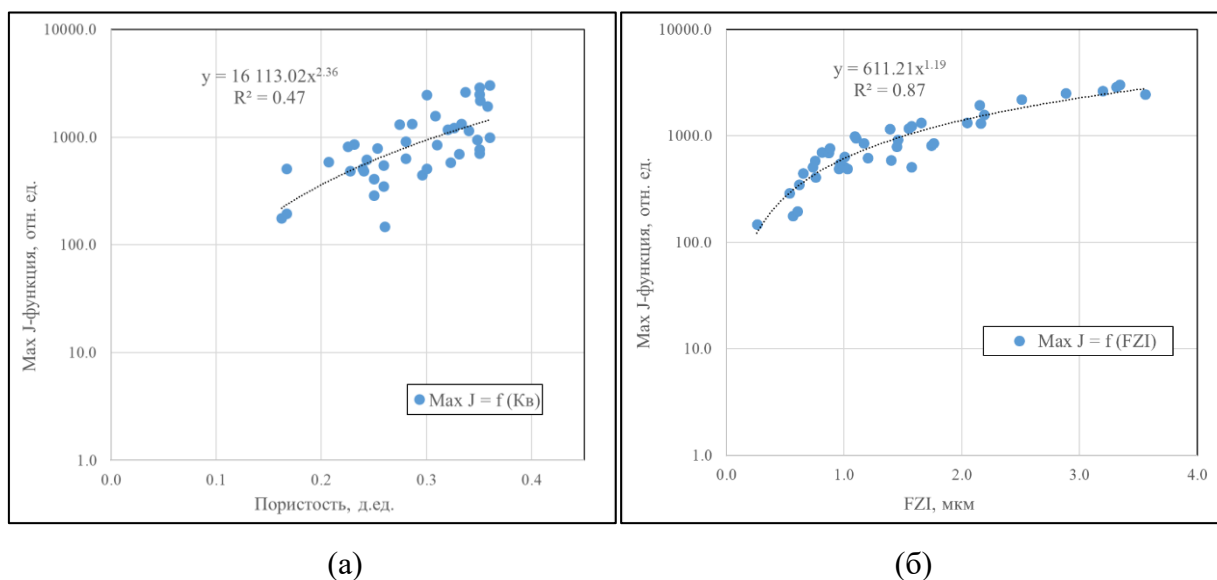


Рисунок 3.17 – Сопоставление максимального значения J-функции с коэффициентом пористости K_{II} (а) и комплексным параметром FZI (б) образцов горных пород

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

Учитывая, что в главе 2 показан методический подход к дифференциации объекта исследования с помощью FZI, то построение корреляционной зависимости J-функции от коэффициента водонасыщенности K_v выполним с учетом выделенных групп коллекторов.

Согласно охвату специальными керновыми исследованиями представляется возможным построение объединенной корреляционной зависимости $J = f(K_v)$ для 1-2 и 3-4 групп коллекторов, выделенных в главе 2. Данный результат показан на Рисунке 3.18. Общая совокупность данных набора точек J-функции и коэффициента водонасыщенности K_v дифференцирована по значению $FZI = 1,862$ мкм. Результат определения безразмерных констант a и b для дальнейшего получения трендовых зависимостей при построении куба нефтенасыщенности показан на Рисунке 3.19 и в Таблице 3.2.

Таким образом, в результате обработке кривых капиллярных давлений с учетом результатов дифференциации продуктивных пластов объекта исследования получены соответствующие корреляционные зависимости $J = f(K_v)$, которые будут учтены при построении ГГДМ.

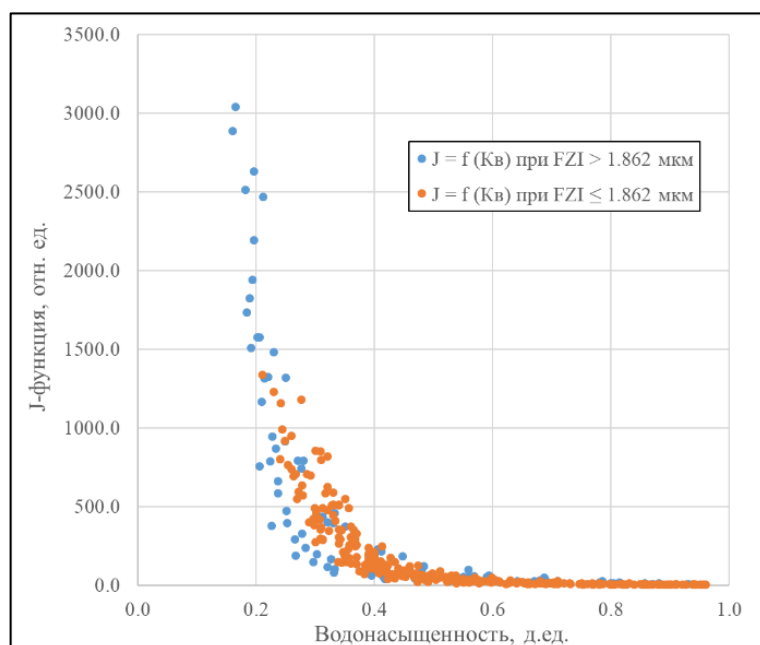


Рисунок 3.18 – J-функция и коэффициент водонасыщенности K_v

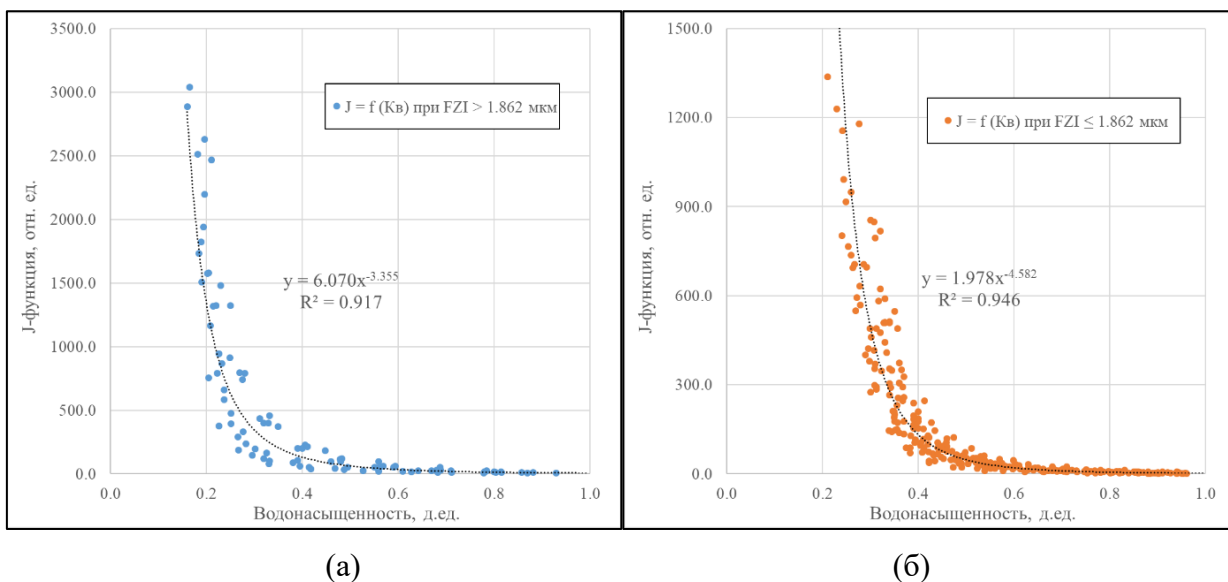


Рисунок 3.19 – J-функция и коэффициента водонасыщенности K_v для коллекторов 1-2 (а) и 3-4 (б) групп коллекторов

Таблица 3.2 – Результат обработки ККД объекта исследования

Группа	a	b
1	6,070	3,355
2		
3	1,978	1,582
4		

3.3.3 Построение трехмерной модели и оценка запасов нефти

Результаты обработки ККД учтены при построении трехмерной геологической модели объекта исследования. Для этого группы коллекторов, выделенные в разделе 3.2, объединены в единую сетку трехмерной модели согласно Рисунку 3.19 и Таблице 3.2. Результат построения куба нефтенасыщенности с учетом вышеприведенных исследований показан на Рисунке 3.20.

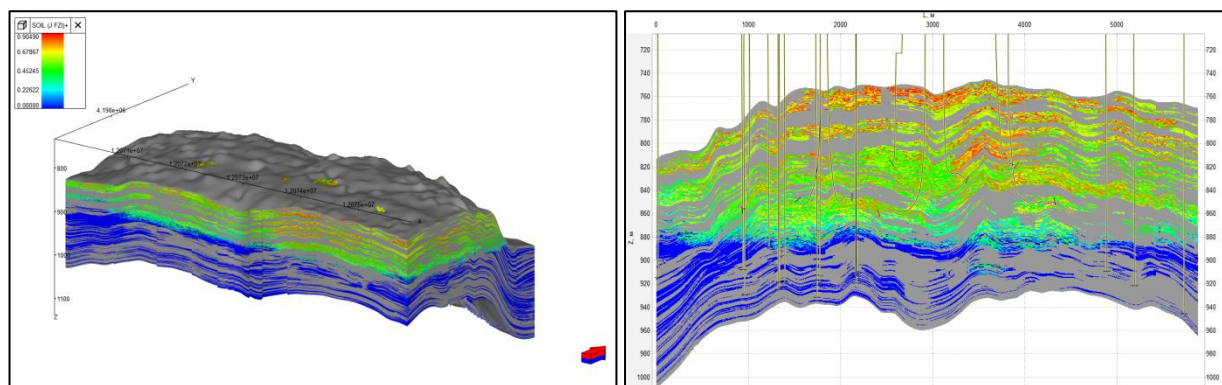


Рисунок 3.20 – Куб нефтенасыщенности, построенный по предлагаемому подходу

Гистограмма сопоставления двух кубов нефтенасыщенности (Рисунки 3.15 и 3.20) со скважинными данными показана на Рисунке 3.21. Как видно из Рисунка 3.21, в результате использования предложенного подхода при построении трехмерной модели отмечается более лучшая сходимость со скважинными данными.

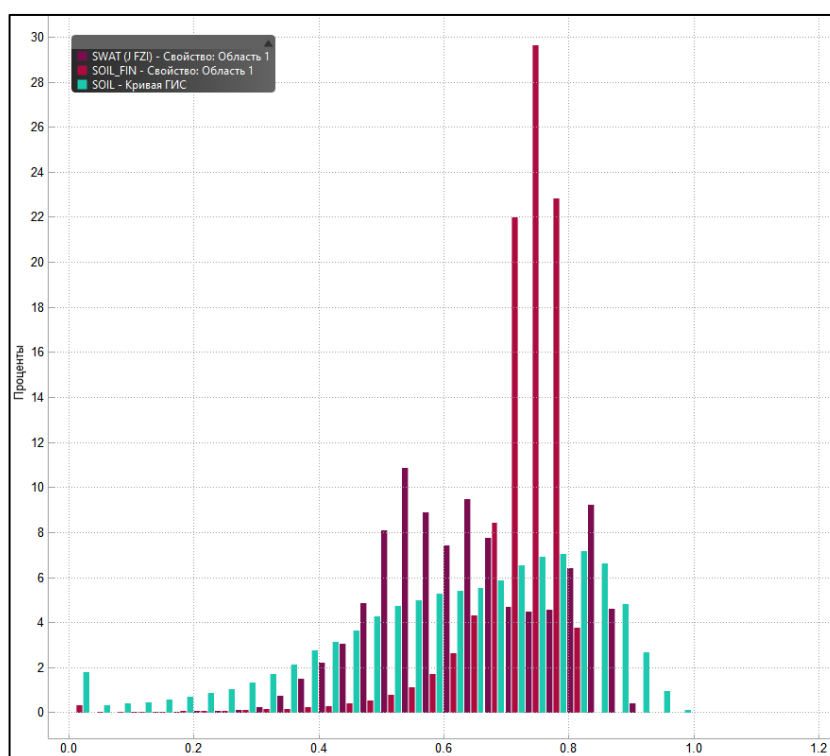


Рисунок 3.21 – Гистограмма коэффициента нефтенасыщенности K_n

Далее на основе нового построения трехмерной геологической модели оценены начальные геологические запасы нефти в пределах каждой из выделенных групп коллекторов, показанных в главе 2 (Рисунок 3.22).

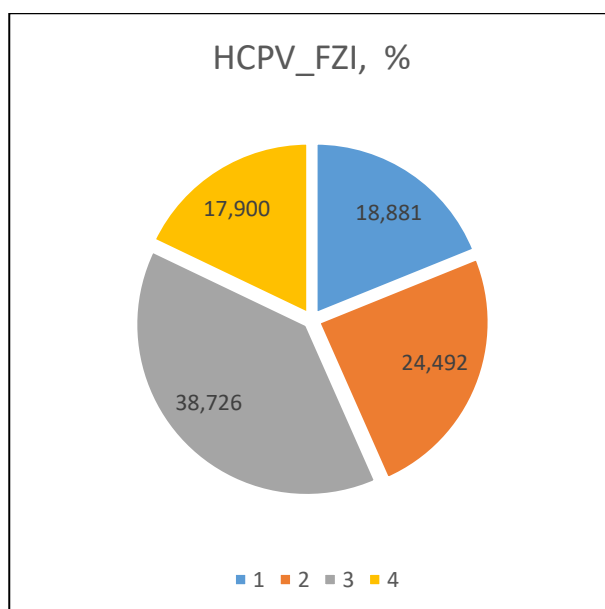


Рисунок 3.22 – Распределение запасов нефти по выделенным группам коллекторов в пределах в секторной модели

Таким образом, в результате обработки специальных исследований керна и обобщения геолого-геофизического материала предложен подход моделирования куба нефтенасыщенности в условиях высокой геологической неоднородности пластов на примере байосского яруса объекта исследования.

Результаты изучения геологического строения различных объектов нефтедобычи с помощью комплексного параметра FZI показаны в работах [83, 84, 85]. Однако в данных работах не освещены такие вопросы как:

- выделение различных групп коллекторов в случае отсутствия характерного перегиба кривой накопленной частоты FZI;
- аналитическое обоснование выделения различных групп коллекторов по ФЕС;
- сопоставление значений J-функции с коэффициентом пористости K_p и комплексным параметром FZI образцов горных пород;
- модель нефтяной залежи и принятые допущения при построении трехмерной геологической модели.

3.4 Выводы к главе 3

1. Установлена корреляционная зависимость комплексного параметра FZI и кривых геофизических исследований скважин для условий залегания байосского яруса среднего отдела юрской системы месторождения Каламкас.

2. На основе данной корреляционной зависимости разработан способ выделения различных групп коллекторов и уточнения поля проницаемости при построении геолого-гидродинамической модели.

3. Выполнен анализ модели нефтяной залежи с зоной переходного насыщения от нефти к воде на примере одной из залежей нефти байосского яруса месторождения Каламкас. Установлено, размеры данной зоны составляет около 28-30 м при изменении коэффициента водонасыщенности K_v принимает значения от 0,20 до 0,56 д.ед. Отмечено, что полученные значения изменения коэффициента водонасыщенности K_v согласуются с результатами лабораторных исследований относительной фазовой проницаемости объекта.

4. Показано, что для повышения достоверности построения трехмерной геологической модели результаты специальных исследований керна необходимо дифференцировать по комплексному параметру FZI. Выполнена обработка результатов специальных исследований керна, которая позволила получить корреляционные зависимости $J = f(K_v)$ для каждого диапазона изменения FZI.

5. Предложен подход моделирования куба нефтенасыщенности в условиях высокой геологической неоднородности пластов на примере байосского яруса Бузачинского свода. Показано, что в результате использования предложенного подхода при построении трехмерной модели отмечается более лучшая сходимость со скважинными данными.

ГЛАВА 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО ОТДЕЛА МЕЛОВОЙ И СРЕДНЕГО ОТДЕЛА ЮРСКОЙ СИСТЕМ БУЗАЧИНСКОГО СВОДА

4.1 Геолого-технологическое обоснование тепловых методов воздействия с целью выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки

4.1.1 Ретроспективный анализ эффективности термических методов воздействия на поздней стадии

Как уже отмечено в предыдущих главах, месторождение Каражанбас приурочено к Бузачинскому своду Устюрт-Бузачинской нефтегазоносной провинции. В непосредственной близости находятся месторождения Северные Бузачи и Каламкас. Ключевыми характеристиками и отличительными особенностями, позволяющими относить запасы месторождения к категории трудноизвлекаемых являются следующие факторы [87, 89, 90, 91]:

- сложное геологическое строение;
- литологическая неоднородность пород-коллекторов, которые представлены слабосцементированными мелкозернистыми песчаниками;
- глубина залегания залежей составляет в интервале 300-400 м;
- низкое начальное пластовое давление;
- высокая вязкость нефти, обусловленная большим содержанием высокомолекулярных соединений углеводородов;
- низкое газосодержание.

В главе 2 отмечено, что в пределах месторождения Каражанбас в основном песчаники отличаются крайне слабой степенью цементации, легко размываются при бурении. Следовательно, существенной проблемой являлся отбор керна. Это обусловлено тем, что при бурении колонковым долотом большая часть керна размывалась, и, как следствие, вынос кернового материала был низким. Данное обстоятельство не позволило должным образом провести стандартные и специальные лабораторные исследования керна. Решить эту проблему удалось только проведением специальных мероприятий («сухая затирка», бурение под керн без циркуляции и пр.). Данная проблема также

сказывается при добыче нефти. Наблюдается более длительный период выхода скважин на режим из-за высокого выноса песка из призабойной зоны.

Физико-химические свойства пластовой нефти по всем горизонтам близки между собой и имеют следующие качественные характеристики: битуминозные, высокосмолистые (массовое содержание до 34,6 %), сернистые (массовое содержание до 2,4 %), парафинистые (массовое содержание до 3,6 %). Температура застывания низкая (до минус 27 °С). Вязкость нефти при температуре 50 °С составляет 64,1 – 350,0 мПа×с. Растворенный в нефти газ всех горизонтов имеет практически одинаковый состав. Основным компонентом является метан – молярное содержание свыше 90 % [86 - 91].

В работе [90] до активного разбуривания месторождения с целью промышленного освоения обосновано использование таких технологий, как ПТВ и влажное внутрипластовое горение (ВВГ).

На месторождении выделены три эксплуатационных объекта. Также на территории месторождения условно выделены четыре участка (Рисунок 4.1):

- центральный, который включает участки ПТВ2, ПТВ3 и ВВГ;
- западный;
- восточный;
- северный (III блок).

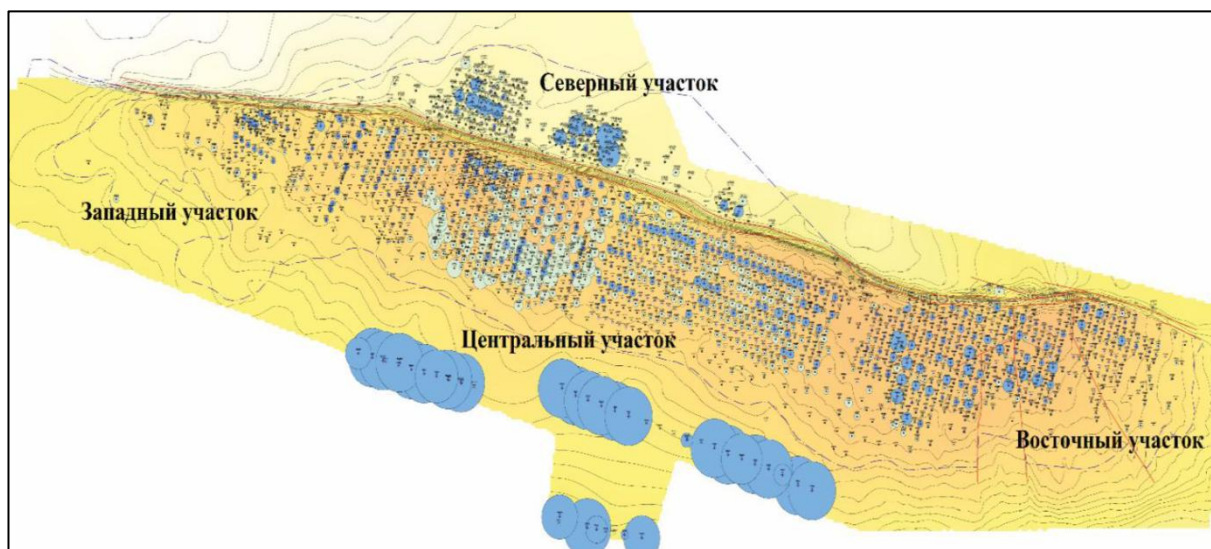


Рисунок 4.1 – Разделение месторождения Каражанбас по участкам

На дату изучения более половины фонда добывающих скважин (62 %) работает со средним дебитом нефти до 2 т/сут. В основном эти скважины расположены на центральном участке месторождения. Также в пределах данного участка месторождения приходится наибольшее число добывающих скважин.

В связи с этим для анализа и сравнения эффективности применяемых методов воздействия на пласт в качестве объекта исследования выбран центральный участок месторождения, который характеризуется следующим:

- пробурено наибольшее количество скважин;
- наиболее длительная история разработки (начало с 1984 г.);
- по применяемым термическим методам разделяется на три части (ВВГ, ПТВ-2, ПТВ-3) (Рисунок 4.2);
- одновременное начало разработки вышенаписанных трех частей (ВВГ, ПТВ-2, ПТВ-3).

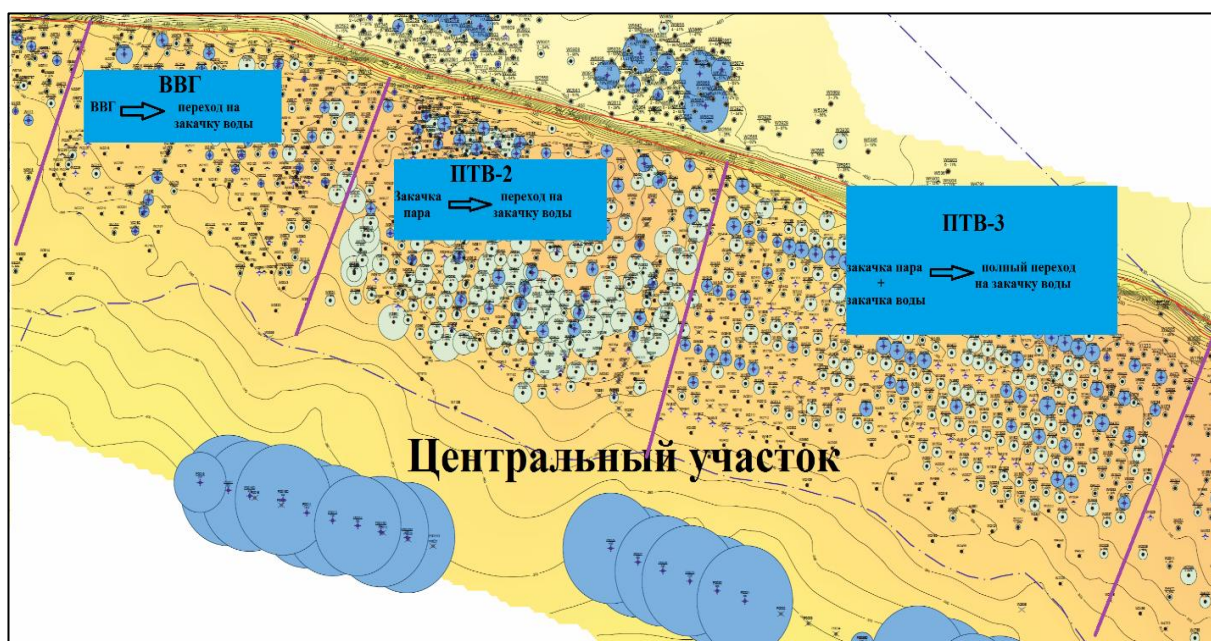


Рисунок 4.2 – Разделение центрального участка по применяемым методам воздействия на пласт

После термических методов на всем центральном участке для поддержания пластового давления осуществлен переход на заводнение.

В Таблице 4.1 приведены основные положительные и отрицательные факторы, влияющие на добычу рассматриваемых технологий разработки [86].

На Рисунке 4.3 представлены результаты расчета дебита нефти при воспроизведении исторических (фактических) показателей разработки (зеленые точки) одного из участков исследуемого месторождения. На данном участке с начала разработки осуществлялась закачка пара. С использованием гидродинамической модели при равных геолого-физических параметрах пласта выполнены расчеты для модели с «живой»

газонасыщенной нефтью Thermal, Compositional (зеленая линия) и с «мертвой» нефтью Thermal, Blackoil (синяя линия).

Таблица 4.1 – Положительные и отрицательные факторы различных методов воздействия

Фактор	
Положительный	Отрицательный
Влажное внутрипластовое горение (ВВГ)	
1. Высокий отбор нефти. Наиболее эффективный метод термического воздействия на пласт; очень высокая температура; имеется обширный тепловой фронт; вязкость нефти быстро снижается, поэтому дебит нефти добывающих скважин высокий. 2. Самая низкая скорость роста обводненности. В отсутствие заводнения обводненность растет медленно (за счет поступления пластовой воды).	1. Высокая стоимость. Себестоимость нефти резко повышается 2. Быстрое снижение пластового давления. Высокий отбор нефти из-за отсутствия ППД; пластовое давление снижается значительно и очень интенсивно. 3. Высокий темп разгазирования нефти. Снижение пластового давления вследствие разгазированной нефти повышает ее вязкость и в целом ухудшается энергетическое состояние пласта.
Паротепловое воздействие (ПТВ)	
1. Высокий отбор нефти. Наиболее эффективный метод воздействия для месторождений с высоко- и сверхвязкой нефтью 2. Низкая скорость роста обводненности. Медленный рост обводненности (по сравнению с методом заводнения).	1. Высокая стоимость. Необходимость приобретения парогенераторов и их обслуживания; необходимость в теплостойких линиях и оборудовании, а также в пресной воде для производства пара увеличивает себестоимость нефти. 2. Снижение пластового давления. Для ППД эффективность закачки пара ниже, чем при заводнении 3. Высокий темп разгазирования. Разгазирование нефти (вследствие снижения пластового давления) повышает вязкость нефти; в целом ухудшится энергетическое состояние пласта.
Заводнение	
1. Низкая стоимость. Отсутствие необходимости в парогенераторных установках, в пресной воде; возможность использования для закачки попутно добываемой воды.	1. Высокая скорость роста обводненности. В слабосцементированных породах-коллекторах при высокой вязкости нефти происходит быстрый прорыв воды. В результате образуются недренируемые и невыработанные зоны. Быстрый рост обводненности и падение добычи нефти.



Рисунок 4.3 – Результаты расчета дебита нефти на трехмерной модели

Из Рисунка 4.3 видно, что дебит с «мертвой» нефтью во второй половине истории значительно выше (выделено красным), так как в такой модели не учитывается снижение газонасыщенности при падении пластового давления. Результаты расчетов свидетельствуют о том, что снижение добычи нефти при ПТВ обусловлено снижением давления и разгазированием.

На участке ВВГ добыча нефти началась с 1984 г. С самого начала разработки применялась технология ВВГ. Система ППД отсутствовала. Пласт работала на режиме истощения. Закачка воды началась в конце 1993 г., т.е. почти через 10 лет после начала разработки.

На участке ПТВ-2 добыча нефти также началась в 1984 г. с использованием технологии ПТВ. В 2006 г. осуществлялся постепенный переход на заводнение, через два года все нагнетательные скважины перешли на закачку воды.

В районе участка ПТВ-3 добыча началась в середине 1985 г. В 1987 г. в нескольких ячейках начата закачка воды. В 1988 г. на остальных ячейках начата закачка пара. Так, в пределах участка ПТВ-3 одновременно осуществлялось заводнение и закачка пара. В 2007 г. осуществлен полный переход на заводнение.

На Рисунке 4.4 показаны сравнительные графики показателей разработки. Видно, что на участке ВВГ в первые годы не наблюдается роста обводненности добываемой продукции скважин при достаточно высоком темпе отбора нефти. Однако в последующие годы наблюдается падение добычи. При переходе на заводнение добыча возрастает незначительно и до самого конца остается относительно низкой. Причинами являются падение пластового давления, сильное разгазирование нефти, снижение энергетического состояния пласта. После начала заводнения также наблюдается быстрый рост обводненности.

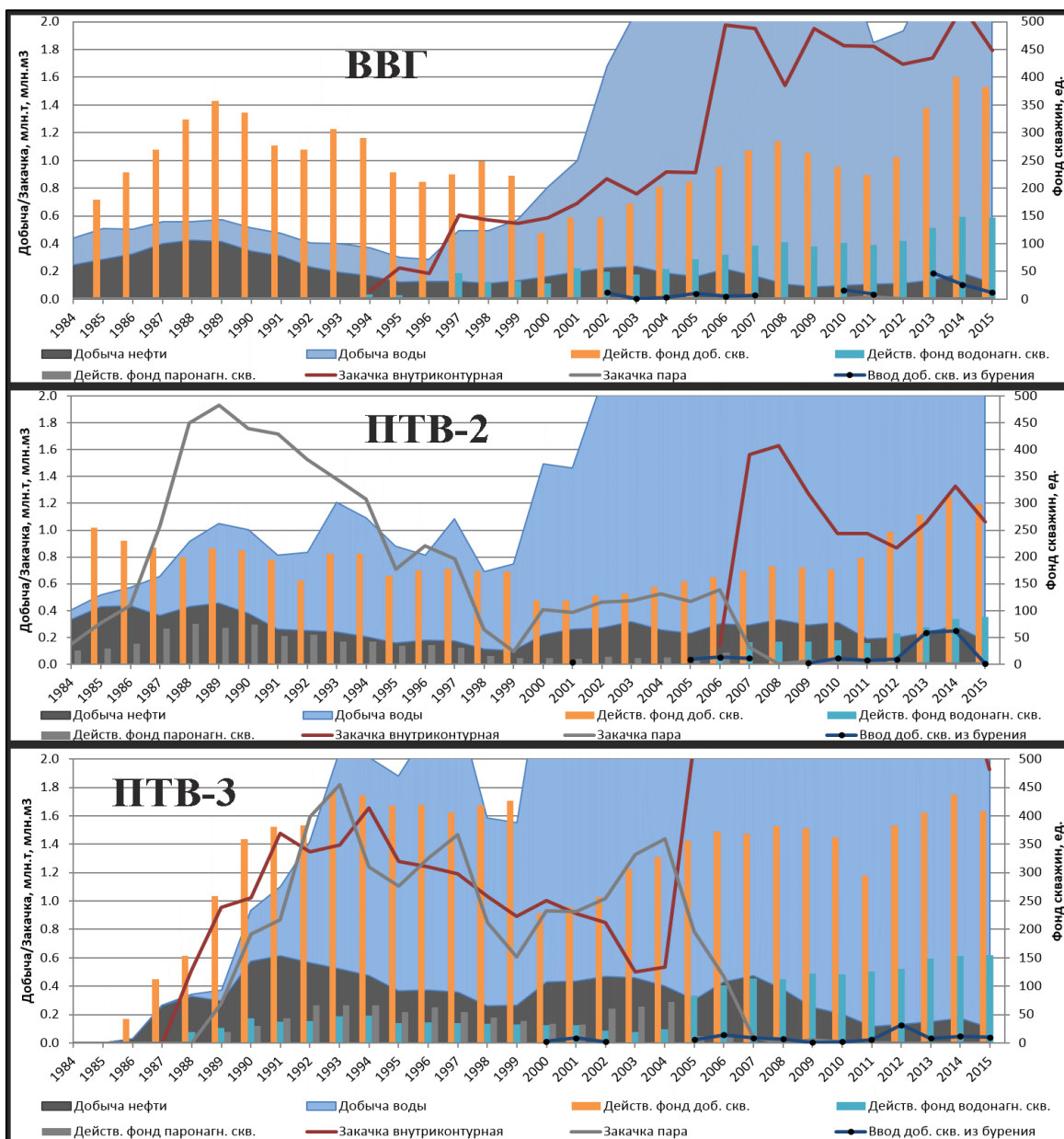


Рисунок 4.4 – Сравнение технологических показателей разработки на Центральном участке месторождения

На участке ПТВ-2 в начале разработки при закачке пара наблюдается продолжительный высокий отбор нефти, умеренный рост обводненности (Рисунок 4.4). Дебит нефти с начала разработки удовлетворительный.

На участке ПТВ-3 наблюдается быстрый рост обводненности из-за прорыва воды (Рисунок 4.4). Однако дебит нефти в течение продолжительного периода времени остается на удовлетворительном уровне. Далее наблюдается падение дебита нефти и рост обводненности до 98-99 %.

В Таблице 4.2 приведены начальные геологические запасы (НГЗ), накопленная добыча и текущий КИН на дату изучения месторождения.

Таблица 4.2 – Геологические запасы, накопленная добычи и текущий КИН по участкам

Участок	НГЗ, тыс.т	Накопленная добыча, тыс.т	КИН, %
ВВГ	49 862	6 6479	13
ПТВ-2	37 806	8 684	23
ПТВ-3	53 816	10 211	19

Из Таблицы 4.2 видно, что наиболее эффективная разработка проводилась на участке ПТВ-2, в пределах которой текущий КИН равен 23 %.

Таким образом, достаточно богатый и разнообразный опыт разработки месторождения Каражанбас позволяет сделать следующие выводы, которые в дальнейшем позволят сформировать рациональную стратегию разработки месторождения с ТРИЗ нефти:

- воздействие на пласт методом ВВГ дает положительный, но краткосрочный эффект на добычи;
- применение заводнения с начала разработки месторождения является малоэффективным методом для пластов со сверхвязкой нефтью и слабосцементированными породами-коллекторами. Во многих добывающих скважинах неизбежны прорывы воды и стремительный рост обводненности;
- наиболее эффективная стратегия разработки залежей со сверхвязкой нефтью является длительное использование технологии ПТВ с постепенным переходом на заводнение;
- важным аспектом является энергетическое состояние пласта (текущее пластовое давление, газосодержание). Необходим контроль за этими параметрами пласта.

4.1.2 Технико-экономическое оценка технологии циклической закачки пара и воды

В данном разделе приведены результаты технико-экономической оценки эффективности опытно-промышленных работ по циклической закачке пара и воды на западном участке месторождения Каражанбас [92, 93, 94].

На западном участке месторождения изначально утверждалась система разработки, предусматривающая закачку в пласты пара при девятиточечной схеме расположения скважин и расстоянии между скважинами 150 м. Этим объясняется относительно высокое значение утвержденного КИН участка, составляющее по объектам 0,246-0,347 д.ед. В дальнейшем в связи с ограничениями объемов выработки пара на месторождении

пара вновь производилось в первых двух ячейках (третий цикл) и одновременно в третью пару ячеек (скважины XX25 и XX65).

Таким образом, на дату исследования в первой паре нагнетательных скважин выполнено два цикла закачки пара и один цикл закачки воды, во второй паре проведены один цикл закачки пара и один цикл закачки воды, в третьей паре в течение двух месяцев осуществлялся первый цикл закачки пара. Для выработки пара на данном участке были задействованы две мобильные парогенераторные установки (МПГУ).

На Рисунках 4.6-4.11 приведено изменение технологических показателей по шести ячейкам (нагнетательные скважины XX25, XX27, XX29, XX65, XX67, XX86) [92, 93, 94].

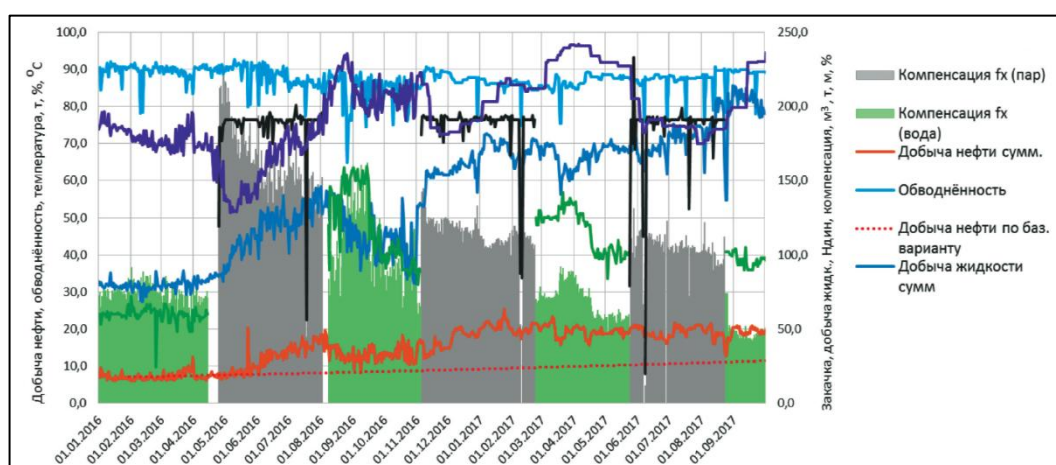


Рисунок 4.6 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX86

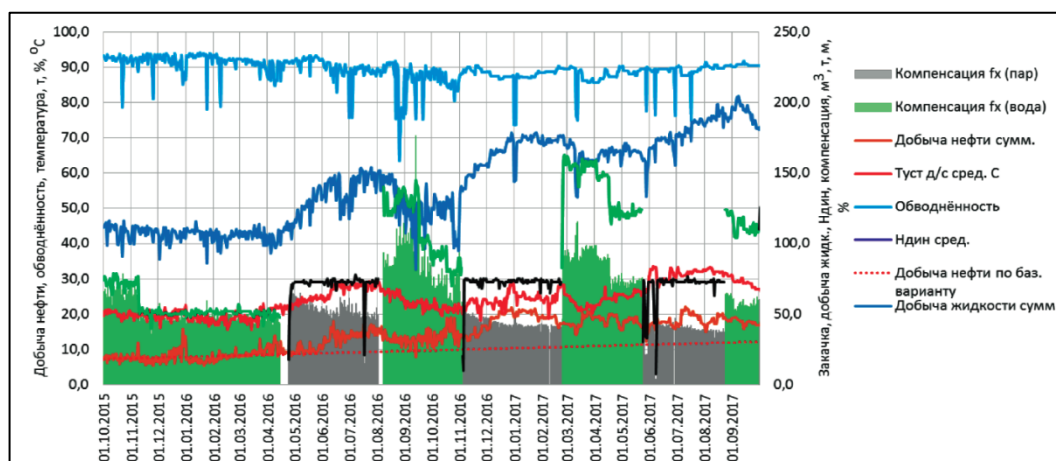


Рисунок 4.7 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX29

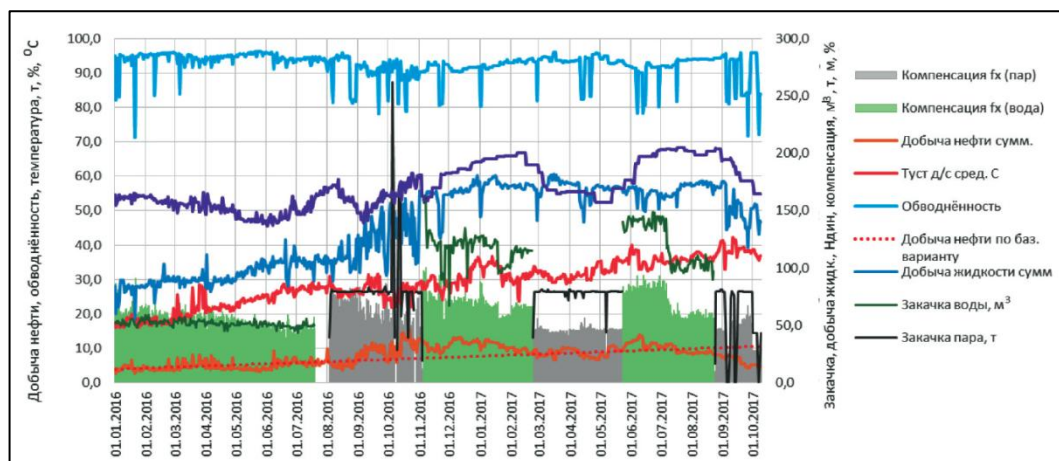


Рисунок 4.8 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX27

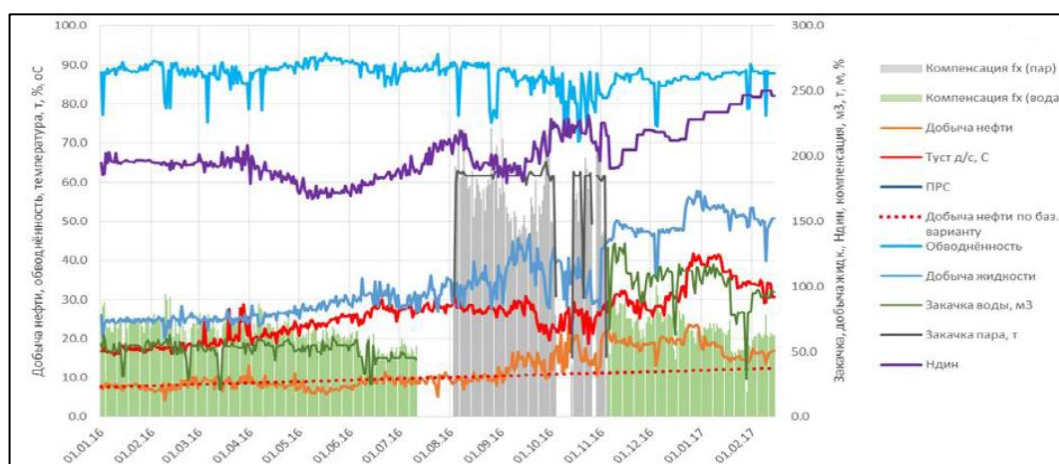


Рисунок 4.9 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX67

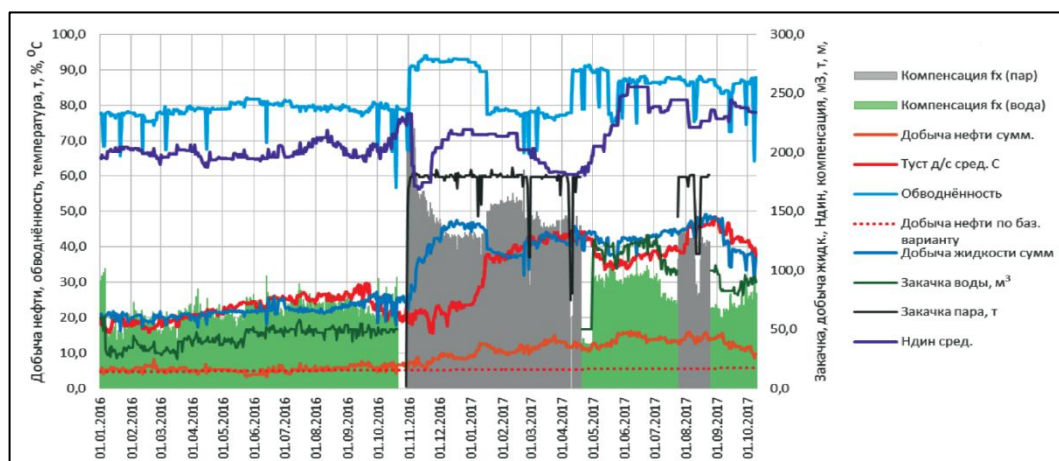


Рисунок 4.10 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX25

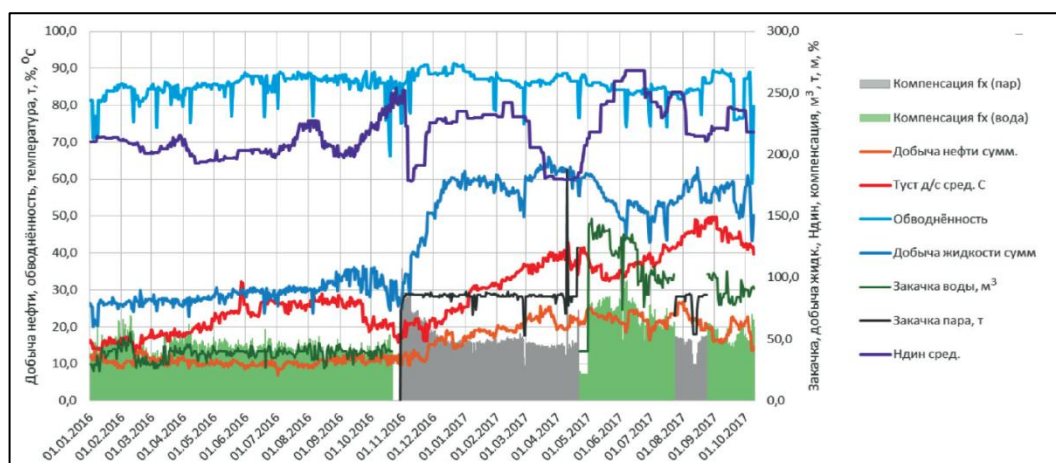


Рисунок 4.11 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX65

На Рисунках 4.6-4.11 видно, что в циклах закачки пара по каждой реагирующей ячейке наблюдается заметный рост добычи нефти и жидкости относительно показателей до внедрения (испытания). Среднесуточный прирост нефти за первый цикл закачки пара относительно базового показателя (постоянной закачки воды) по шести ячейкам изменяется в интервале 2,6-7,9 т/сут., во второй цикл закачки пара по ячейкам скважин XX29 и XX86 составляет 5,8-6,9 т/сут. относительно показателя за первый цикл.

Стоит отметить, что независимо от сезонных колебаний в течение всего цикла закачки пара отмечается повышение температуры на устье добывающих скважин в реагирующих ячейках. Кроме того, повышение температуры также отмечается в соседних ячейках. Динамический уровень столба жидкости в скважинах на начальном этапе цикла закачки пара заметно снижается, а далее фиксируется постоянное повышение практически по всем ячейкам.

В циклах закачки пара по ячейкам наблюдается тенденция снижения доли воды в продукции (до 4 %) за исключением третьей пары ячеек (скважины XX25 и XX65), в которых обводненность увеличилась на 2-6 %.

В циклах закачки воды уровень закачиваемого агента по ячейкам практически в два раза превышает соответствующий показатель до начала применения технологии (108-120 м³/сут.). В данный период по вторым ячейкам (скважины XX86 и XX29) произошло некоторое постепенное снижение уровней жидкости относительно периода закачки пара при наблюдаемом снижении динамического столба жидкости в скважинах.

По ячейкам скважин XX27 и XX67, напротив, наблюдается рост пластового давления и повышение объемов добычи жидкости. За период закачки воды уровни добычи нефти по большинству ячеек стабилизировались.

Среднесуточный прирост относительно базового показателя (технология заводнения) в течение цикла закачки воды (второй цикл) составил по первой паре ячеек (скважины XX29 и XX86) около 3,5 и 6,1 т/сут. По второй паре (скважины XX27 и XX 67) – 6,1 и 9,8 т/сут. соответственно. В первой паре ячеек доля воды снизилась на 3,5-5,7 %, во второй паре произошло увеличение на 2,3-2,9 %. На этапе второго цикла закачки пара (третий цикл), который на момент анализа осуществлялся только в первой паре скважин (XX29 и XX86), наблюдался постоянный рост уровня добычи нефти. Дополнительная добыча составила 4,9-5,7 т/сут., что превышает прирост второго цикла, обводненность выросла на 1,6 и 2,3 % соответственно.

Следует отметить, что объем закачки пара в каждой паре нагнетательных скважин распределяется неравномерно, а в соотношении 80 т/сут. на одну и 180 т/сут. на другую. Подобное соотношение закачки определяет соответствующие коэффициенты компенсации для пары ячеек – около 50 % по одной и 120-130 % по другой.

На Рисунках 4.12-4.13 представлены объемы добычи нефти по вариантам закачки пара и воды.

По повышению устьевой температуры в реагирующих скважинах на 10-15 °С во время цикла закачки пара можно сделать вывод о нагреве пласта в данной области и, следовательно, допущение о тепловой составляющей наблюдаемого прироста добычи. За 14 месяцев применения технологии циклической закачки суммарный прирост по всем реагирующим скважинам шести ячеек составил 10 879 т нефти.

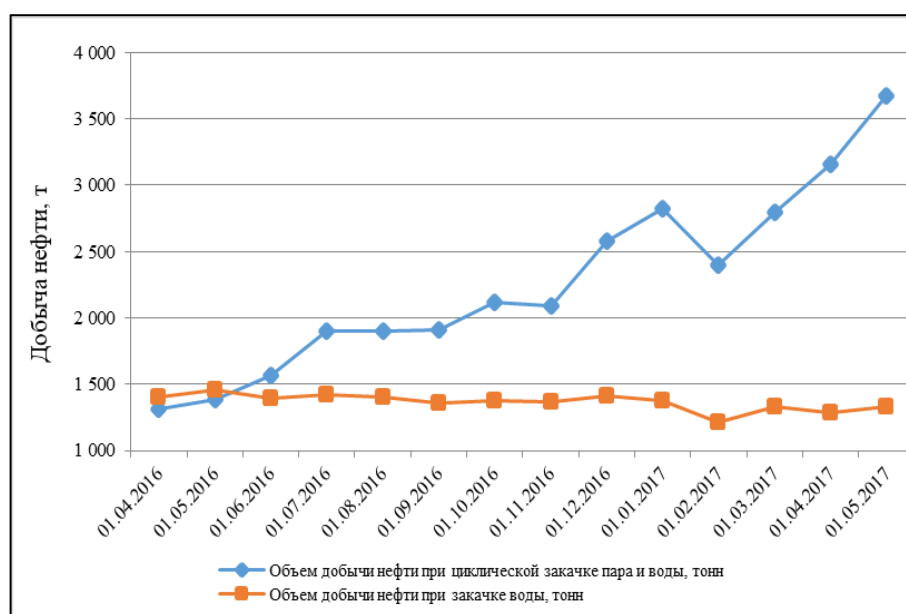


Рисунок 4.12 – Динамика объемов добычи нефти при циклической закачке пара и воды

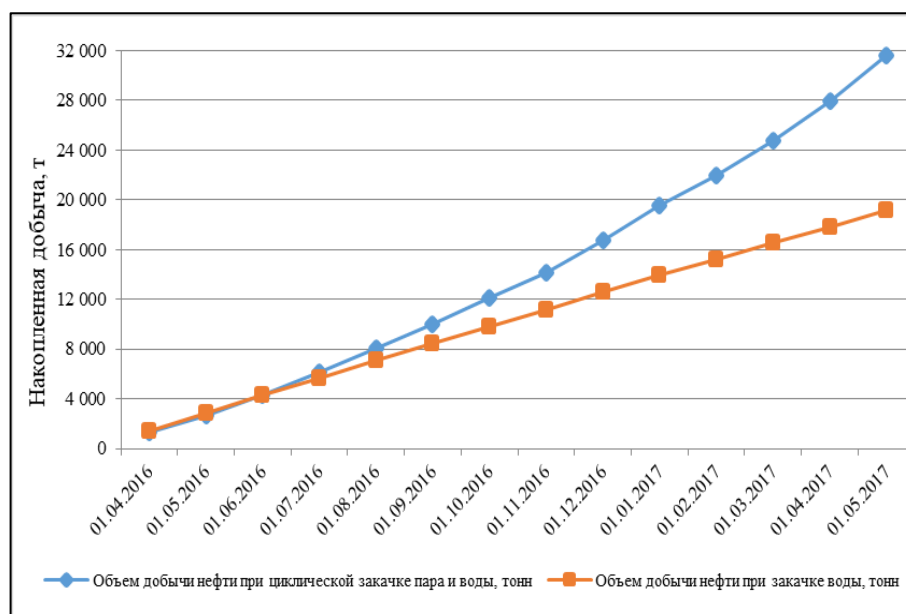


Рисунок 4.13 – Накопленная добыча нефти при циклической закачке пара и воды

Для целесообразности применения данной технологии выполнена экономическая оценка на основе технико-экономических показателей по двум вариантам разработки. Экономические расчеты выполнены за 14 месяцев фактической закачки пара и прогнозный показателей при закачке холодной воды за наблюдаемый период.

В результате проведенного экономического анализа выявлено, что себестоимость 1 т нефти при закачке холодной воды на 0,16 % больше чем при циклической закачке пара и воды. Это обусловлено тем, что при закачке холодной воды объем добычи нефти на 39,4 меньше чем при циклической закачке пара и воды.

Следовательно, экономическая оценка показала, что вариант циклической закачки пара и воды на западном участке месторождения Каражанбас характеризуется более привлекательными технико-экономическими показателями по сравнению с вариантом закачки воды. Объем добычи нефти по варианту циклической закачки пара и воды составит 31,6 тыс. т, по варианту закачки воды – 19,1 тыс. т. Несмотря на наличие эксплуатационных расходов по закачке 147,8 тыс. м³ воды, а также дополнительных расходов по закачке пара объемом 160 тыс. т и капитальных вложений, вариант циклической закачки пара является наиболее эффективным.

Проведенные расчеты показали эффективность применения технологии циклической закачки пара и воды по участку на западном участке месторождения Каражанбас. Достижимый технологический эффект позволяет поддерживать оптимальный уровень добычи нефти, способствующий повышению продуктивности скважин, увеличению нефтеотдачи, а также экономической эффективности мероприятия.

Таким образом, можно сделать следующие выводы [92, 93, 94]:

- 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 без тепловых методов.

4.1.3 Экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти

В современных условиях сложившейся экономической ситуации на мировом рынке решение проблемы рентабельной эксплуатации месторождения является одной из первостепенных задач, предопределяющих необходимость поиска альтернативных, более экономически эффективных и менее затратных методов извлечения нефти применительно к специфическим условиям месторождений.

Особенно остро эти проблемы встают при эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений с высоко- и сверхвязкой нефтью, разработка которых требует, как правило, применения тепловых методов [97, 98, 99, 111].

К таким месторождениям относится нефтегазовое месторождение Каражанбас, содержащее нефть вязкостью более 500 мПа·с.

В предыдущих разделах 4.1.1-4.1.2 показано, что для извлечения сверхвязкой нефти одним из успешных практик является использование технологии ПТВ.

При использовании данной технологии ПТВ в пределах месторождения в последние годы наблюдается снижение среднегодовых дебитов нефти, рост обводненности добываемой продукции, снижение температуры на забое добывающих скважин, ухудшение энергетического потенциала пласта [89, 95, 96].

При наблюдаемом снижении эффективности технологии закачки пара расходы на его производство остаются достаточно высокими, значительно превышающими расходы при закачке воды. Факторами, влияющими на повышение себестоимости ПТВ, являются дополнительные расходы на закачку газа и пресной воды, что приводит к снижению экономических показателей.

Учитывая актуальность вопроса оптимизации затрат, с одной стороны, и минимизацию рисков потери добычи нефти, с другой стороны, то возникает необходимость оценки экономической целесообразности перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды. При этом для сохранения текущих уровней добычи актуальным становится поиск и подбор альтернативных технологий ПТВ, например, закачка горячей воды. В связи с этим встает вопрос об исследовании влияния температуры закачиваемой воды на коэффициент вытеснения [95, 96].

Для этого проведены соответствующие лабораторные исследования на образцах керна, отобранных из нижнемеловых отложений месторождения (Таблица 4.3). При этом выбор интервалов отбора керна проведен по следующим условиям [95, 96, 105, 111]:

- наличие кернового материала из скважин, вскрывающих горизонты I объекта;
- выбор кернового материала из центрального и восточного участка (пласты I объекта), соответствующего по литотипу и ФЕС породам северного участка;
- охват всех литотипов пород с проницаемостью от 20 до 2000×10^{-3} мкм².

Отбор образцов керна производился с использованием жидкого азота. В Таблице 4.3 представлена информация об интервалах отбора, ФЕС и оценки комплексного параметра FZI.

Таблица 4.3 – Интервалы отбора, ФЕС и FZI образцов керна

Номер скважины	Горизонт	Глубина отбора образца, м	Минералогическая плотность, г/см ³	Пористость, д.ед.	Абс. прон., 10 ⁻³ мкм ²	FZI, мкм
3249	A-1	253,82	2,390	0,292	760,4	3,885
3249	B	267,35	2,393	0,313	1596,8	4,923
3249	B	268,15	2,468	0,281	318,5	2,705
3249	A-1	226,48	2,436	0,286	188,9	2,015
3249	A-1	227,57	2,423	0,297	415,3	2,779
3249	B	242,5	2,296	0,198	26,2	1,463

Перед началом проведения экспериментов образцы пород насыщались в вакуумном сатураторе пластовой водой. При этом образцы и флюиды предварительно

вакуумировались, нефть – обезвожена. Информация по устьевым пробам нефти, отобранных из трех скважин, приведена в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристика устьевых проб

Номер скважины	Горизонт	Отработанное время в категории нефтяная с начала месяца, сут	Фактические показатели				Текущий режим			Плотность нефти, т/м ³	Объем устьевой пробы нефти, л
			Ср. дебит жидкости за предыдущий месяц, м ³ /сут	Ср. обводненность за предыдущий месяц, %	Ср. дебит нефти за предыдущий месяц, т/сут	Добыча нефти за предыдущий месяц, т	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут		
5847	I/A-1	264	5,7	55	2,4	75	6	64	2,03	0,939	5
5851	I/A-1	264	11,1	32	7,1	220	10	40	5,63	0,939	5
5871	I/A-1	264	11,2	57	4,5	141	11	56	4,54	0,939	5
4770W	I/A-1	264	3,2	20	2,4	75	4	28	2,7	0,939	5
	I/A-2										

Фильтрационные исследования выполнены методом нестационарной фильтрации на двухфазной фильтрационной системе. Образцы помещались в рентгенопрозрачный кернодержатель, в котором создавались пластовое давление 3,2 МПа 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. Результаты этих исследований приведены на Рисунке 4.14 и в Таблице 4.5.

Как видно из Рисунка 4.14 и Таблицы 4.5 повышение температуры закачиваемой воды способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти. Полученные результаты можно сформулировать в следующем виде:

- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца с высоким значением проницаемости $1596,8 \times 10^{-3}$ мкм² (FZI = 4,293 мкм) увеличился с 0,540 до 0,753 д.ед.;
- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца со средним значением проницаемости $415,3 \times 10^{-3}$ мкм² (FZI = 2,779 мкм) увеличился с 0,454 до 0,602 д.ед.;
- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца с низким значением проницаемости $26,2 \times 10^{-3}$ мкм² (FZI = 1,463 мкм) увеличился с 0,317 до 0,408 д.ед.

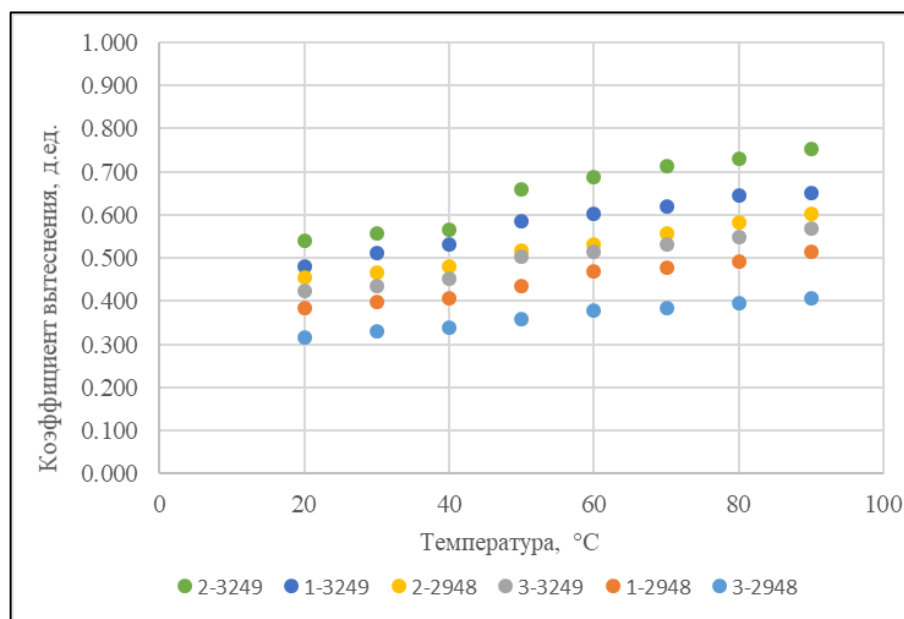


Рисунок 4.14 – Результаты определения коэффициента вытеснения

Таблица 4.5 – Сводная таблица по результатам определения коэффициента вытеснения при разных температурах

№ п/п	Номер скважины	Номер образца	Горизонт	Глубина, м	Плотность зерен, г/см ³	Пористость, д.ед.	Проницаемость, 10 ³ мкм ²	FZI, мкм	Коэффициент вытеснения нефти, д.ед.							
									20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
1	2948	3-2948	В	242.50	2.296	0.198	26.0	1.457	0.317	0.329	0.340	0.358	0.379	0.385	0.397	0.408
2	2948	1-2948	А-1	226.48	2.436	0.286	189.0	2.015	0.384	0.398	0.406	0.436	0.468	0.477	0.493	0.515
3	3249	3-3249	В	268.15	2.468	0.281	319.0	2.707	0.423	0.436	0.451	0.503	0.515	0.533	0.548	0.569
4	2948	2-2948	А-1	227.67	2.423	0.297	415.0	2.778	0.454	0.467	0.480	0.518	0.531	0.557	0.584	0.602
5	3249	1-3249	А-1	253.82	2.390	0.292	760.0	3.884	0.480	0.513	0.532	0.585	0.603	0.621	0.644	0.651
6	3249	2-3249	В	267.35	2.393	0.313	1597.0	4.923	0.540	0.558	0.567	0.659	0.689	0.714	0.731	0.753

При этом заметно, что динамика коэффициента вытеснения резко увеличивается при повышении температуры закачиваемой воды свыше 50 °C. Особенно это заметно для образца керна с FZI = 4,293 мкм. Достигается это в результате резкого снижения вязкости нефти (в три раза) и повышения ее подвижности, что подтверждается результатами PVT-исследований глубинных проб нефти (Рисунок 4.15). Следовательно, для достижения максимальной технологической эффективности необходимо проведение закачки горячей воды на тех участках залежи, которые соответствуют зоне (области) распространения коллекторов группы 1.

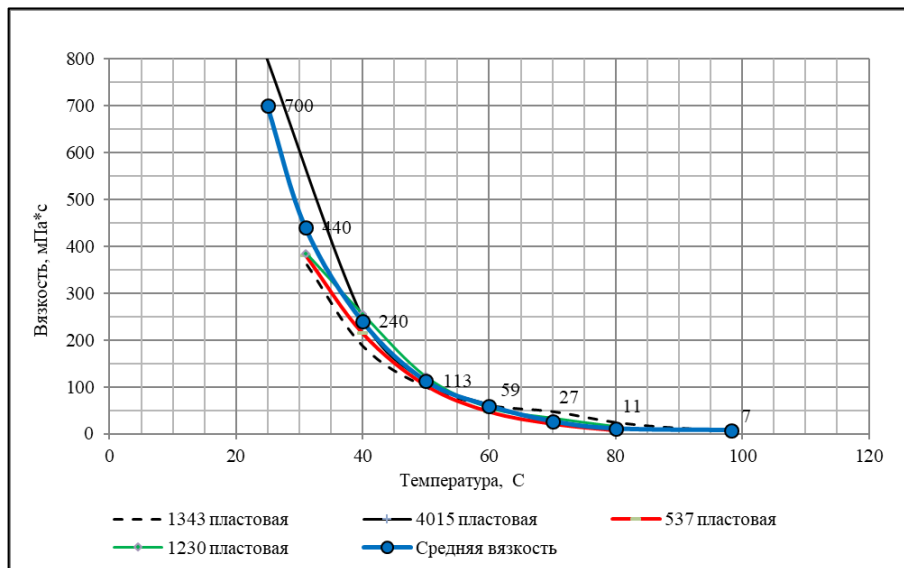


Рисунок 4.15 – Зависимость вязкости пластовой нефти от температуры для горизонта А1

Также анализ результатов PVT-исследований указывает на резкое снижение вязкости нефти от 440 до 113 мПа·с при повышении температуры с 30 до 50 °С.

На Рисунках 4.16 и 4.17 приведены зависимости коэффициента вытеснения нефти от FZI и коэффициента проницаемости соответственно. Из данных рисунков видно, что результаты выполненных исследований указывают на более тесную связь между комплексным параметром FZI образцов керна и коэффициентом вытеснения нефти [107].

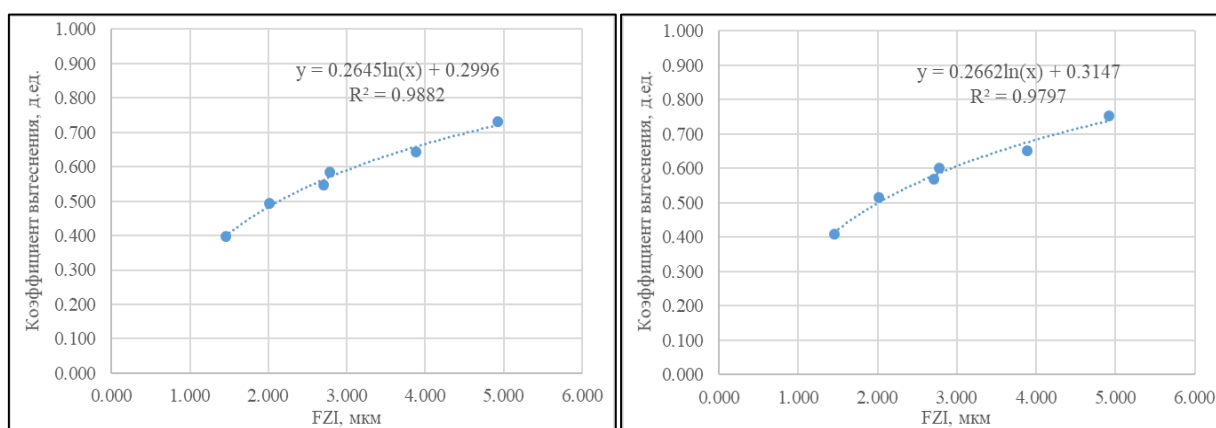
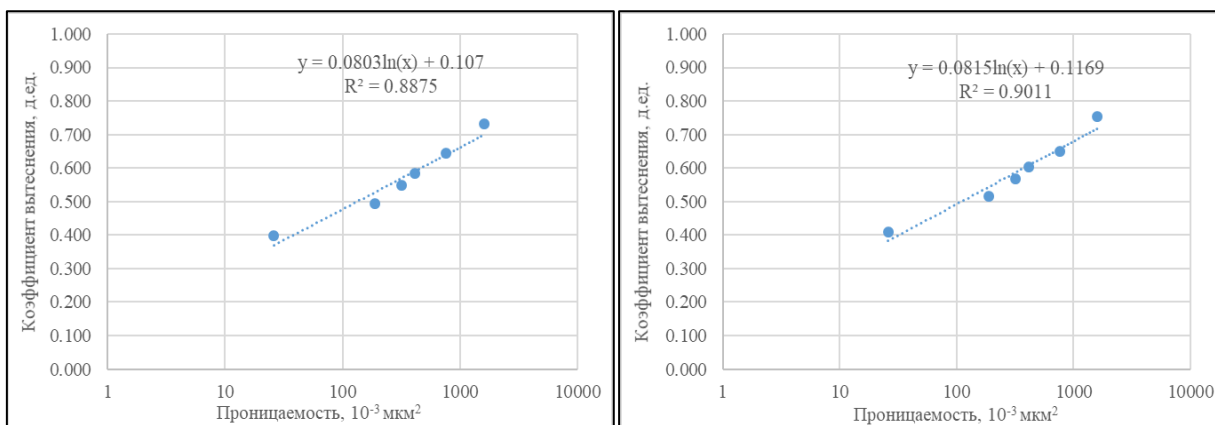


Рисунок 4.16 – Зависимость коэффициента вытеснения и FZI для температуры закачиваемой воды 80 (а) и 90 °С (б)



(а)

(б)

Рисунок 4.17 – Зависимость коэффициента вытеснения и коэффициента проницаемости для температуры закачиваемой воды 80 (а) и 90 °С (б)

Для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воду с температурой в пределах от 50 до 90 °С. При этом стоит отметить следующее. Чрезмерное повышение температуры закачиваемой воды (пара) может привести к выпадению солей и ее опреснению, что отрицательно повлияет на коллекторские свойства пород. Снижение минерализации вытесняющего агента приведет к набуханию глинистых составляющих.

Для этого выполнена оценка влияния минерализации закачиваемой воды на глинистые породы. Результаты данной оценки приведены на Рисунке 4.18.

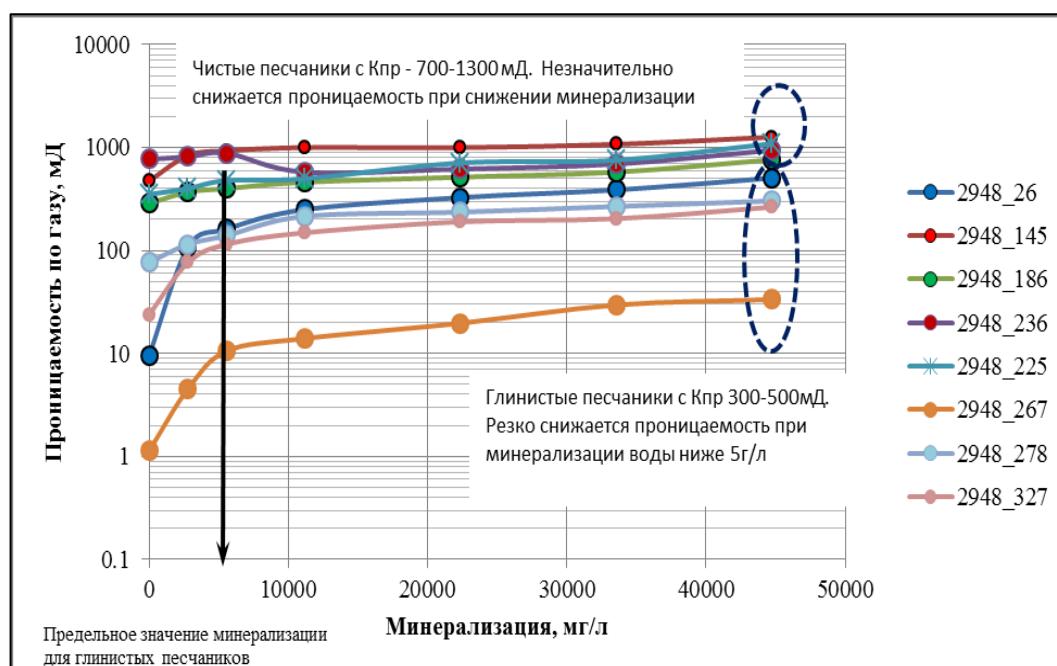


Рисунок 4.18 – Влияние минерализации воды на фильтрационные свойства пород

Результаты вышеприведенного исследования позволили установить следующее:

- для коллекторов с проницаемостью более 600×10^{-3} мкм² снижение минерализации закачиваемой воды незначительно ухудшает проницаемость пород;
- для коллекторов с проницаемостью $250-500 \times 10^{-3}$ мкм² снижение минерализации закачиваемой воды до полного опреснения ухудшает проницаемость пород в 4-50 раз;
- закачка опресненной воды в коллекторы с проницаемостью ниже 250×10^{-3} мкм² приводит к набуханию глин и полному закупориванию поровых каналов и, как следствие, приводит к ухудшению коллекторских свойств породы.

Согласно результатам исследований, представленных на Рисунке 4.18, для пород-коллекторов с проницаемостью до 600×10^{-3} мкм² нижним пределом минерализации закачиваемой воды является величина, равная 5 г/л.

Значительное снижение проницаемости (4-50 раз) коллекторов с проницаемостью $250-500 \times 10^{-3}$ мкм² при снижении минерализации закачиваемой воды до полного опреснения, объясняется наличием в составе различных глинистых составляющих. Глины представлены иллитами и смектитами, которые сильно подвержены к набуханию.

В ходе лабораторного исследования влияния температуры закачиваемой воды на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти получены следующие результаты [95, 96, 105]:

- закачка горячей воды в пласты объекта исследования является перспективной технологией, направленной на повышение выработки остаточных ТРИЗ;
- для повышения технологической эффективности исследуемой технологии необходима привязка лабораторных исследований к геолого-промысловым условиям залегания продуктивных пластов;
- повышение температуры рабочего агента способствует увеличению вытеснения нефти во всем диапазоне изменения ФЕС пород;
- динамика коэффициента вытеснения резко увеличивается при повышении температуры закачиваемой воды свыше 50 °С;
- установлена аналитическая зависимость между комплексным параметром FZI образцов керна и коэффициентом вытеснения сверхвязкой нефти при закачке горячей воды;
- снижение минерализации негативно влияет на коллекторские свойства: для высокопроницаемых – ухудшает незначительно, для среднепроницаемых – ухудшает в 4-50 раз, для низкопроницаемых – приводит к набуханию глин и полному закупориванию поровых каналов.

4.2 Формирование геолого-технических мероприятий по результатам детализации геологического строения и построения трехмерной модели

4.2.1 Результаты детализации геологической основы и формирование программы мероприятий по повышению выработки остаточных запасов

Использование разработанных подходов изучения геологического строения и формирования трехмерных ГГДМ позволило получить новое распределение запасов нефти. На Рисунке 4.19 представлена карта распределения подвижных запасов в пределах одного из участков объекта исследования.

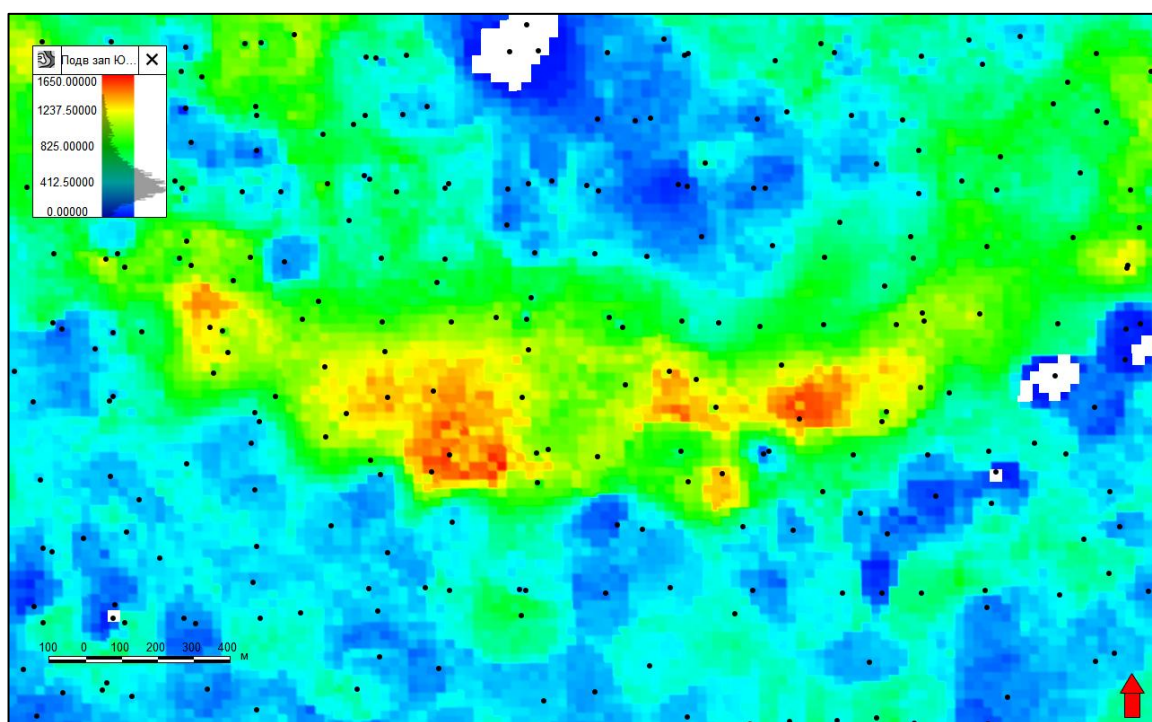


Рисунок 4.19 – Распределение запасов нефти по результатам выполнения исследований

Распределение запасов по данному участку до детализации геологического строения и построения новых ГГДМ представлено на Рисунке 4.20.

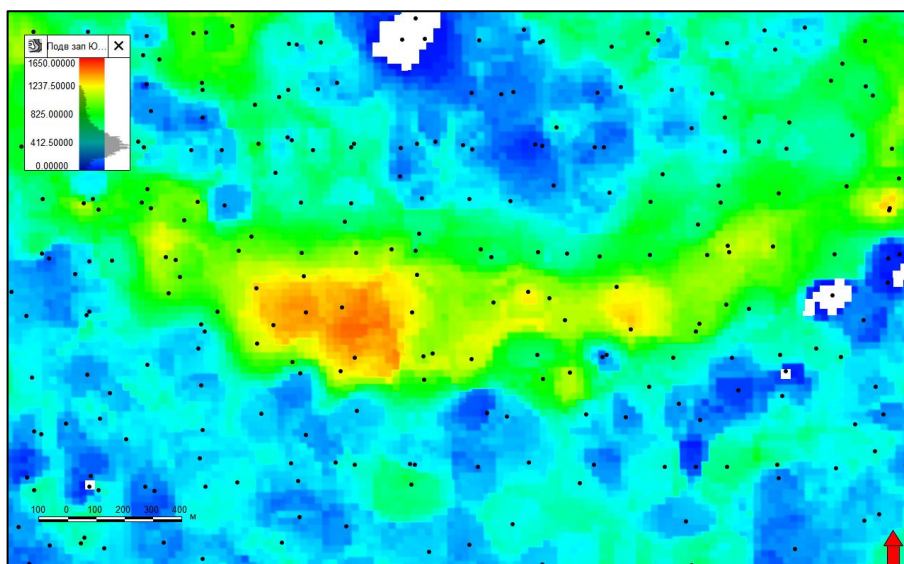


Рисунок 4.20 – Распределение запасов нефти до выполнения исследований

Таким образом, по результатам проведения исследований сформированы мероприятия по выработке остаточных запасов из участков повышенной плотности (Рисунок 4.21).

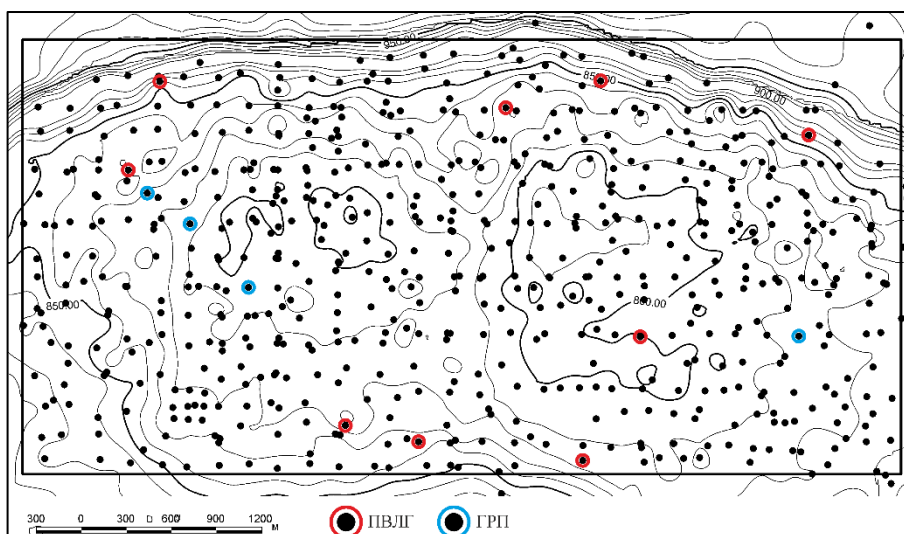


Рисунок 4.21 – Геолого-технические мероприятия по результатам проведения исследований

4.2.2 Апробация предложенных рекомендаций

Результат внедрения предложенных рекомендаций по одному из участков объекта исследования показан в Таблице 4.6. Из Таблицы 4.6 видно, что дополнительная добыча

нефти по результатам выполненных исследований за анализируемый период составила 8,3 тыс. т.

Таблица 4.6 – Результаты апробации предложенных рекомендаций

Номер скважины	Вид ГТМ	До проведения ГТМ			после проведения ГТМ			Накопленная дополнительная добыча, т
		дебит жидкости, м ³ /сут	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит жидкости, м ³ /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

Учитывая, что рассматриваемые продуктивные пласты характеризуются достаточно высокой послойной неоднородностью по проницаемости, то для повышения выработки остаточных запасов предлагается использование технического решения по оценке состояния и эффективности работы нагнетательной скважины. Данный подход позволит оптимизировать работу систему ППД на участках залежи, которые характеризуются низкой проницаемостью пластов, и, соответственно, обеспечит эффективное вытеснения остаточных запасов нефти к забою добывающих скважин [104, 109].

4.3 Выводы к главе 4

1. Изучены особенности разработки Центрального участка месторождения Каражанбас. Проанализированы результаты использования технологий ВВГ, ПТВ с постепенным переходом на заводнение. Показано, что наиболее эффективной стратегией разработки залежей со сверхвязкой нефтью является длительное использование технологии ПТВ с постепенным переходом на заводнение.

2. Показано, что применение технологии циклической закачки пара и воды на шести ячейках западного участка месторождения Каражанбас обладает более высокими технологическими и экономическими показателями относительно «традиционного»

заводнения. Для достижения проектного КИН обосновано использование варианта промышленного применения данной технологии на всем западном участке месторождения.

3. Выполнены экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения нефти. Получено, что для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воду с температурой свыше 50 °С.

4. По результатам детализации геологического строения и построения новых ГГДМ объекта исследований получено новое распределение запасов нефти, которое послужило основой для формирования мероприятий по повышению эффективности текущей системы разработки. В результате проведения предложенных рекомендаций получена дополнительная добыча нефти в объеме 8,3 тыс. т.

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 $K_{\text{п}} = 27,6 \%$ пластов байосского и батского ярусов необходимо выполнение неравенств $K_{\text{пр}} \geq 6,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и $K_{\text{пр}} \geq 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ 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 выше 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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абишев А.А. Каспий. Нефть и политика / А.А. Абишев: 2-ое издание. – Астана. 2004. – 380 с.
2. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтенакпления / В.П. Гаврилов: Недра. – Москва, 1975. – 275 с.
3. Абдуллин, А.А. Месторождения нефти и газа Казахстана / Э.С. Воцалевский, Б.М. Куандыков, З.Е. Булекбаев и др. // Под ред. А.А. Абдуллина, Э.С. Воцалевского, Б.М. Куандыкова : справочник. – Москва: Недра, 1993. – 248 с.
4. Жолтаев Г.Ж. Тектоника Большого Каспия / Г.Ж. Жолтаев // Нефть и газ. – Алматы. – 2003. – № 3. – С.13-23.
5. Куандыков Б.М. Основные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Казахстане / Б.М. Куандыков, С.М. Камалов // Известия АН РК. Серия геологическая. – Алматы. – 1992. – № 4.
6. Кунин Н.Я. Строение литосферы континентов и океанов / Н.Я. Кунин: Недра. – Москва, 1989.
7. Доюрский комплекс Северного Устьярта и полуострова Бузачи / В.В. Липатова [и др.] : Недра. – Москва, 1985. – 131 с.
8. Надиров, Н.К. Справочное издание «Нефть и газ Казахстана» [Текст] / Надиров Надир Каримович: Гылым; в 2-х частях. – Алматы. – 1995.
9. Трофимов В.А. Развитие представлений о формировании месторождений нефти (с позиции их глубинного происхождения) / В.А. Трофимов, В.И. Корчагин // Геология нефти и газа. – Москва. – 2005. – № 2. – С.51-54.
10. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий / В.А. Трофимов : ГЕОС. – Москва. – 2014. – 171 с.
11. Чакабаев С.Е. Результаты региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ в десятой пятилетке и задачи этих работ на 1981-1985 гг. / С.Е. Чакабаев, С.У. Утегалиев и др. // Советская геология. – Москва. – 1982. – № 2.
12. Карамурзаева, А.Б. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮРСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ ФОРМАЦИИ В БУЗАЧИНСКОМ СВОДЕ / А.Б. Карамурзаева // Нефть, газ и бизнес.— 2016 .— №7 .— С. 21-30
13. Протокол заседания ГКЗ РК № 659-08-У от 25.01.2008 г.

14. Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов залежей юрских отложений месторождения Каламкас. ТЭО КИН: Отчет АО «Мангистаумунайгаз». – Актау, 2022. – 292 с.
15. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. – Ленинград, 1975. – 9 л.с.
16. Отчет по обновлению геологической модели месторождения Каламкас с учетом седиментологического анализа по состоянию на 01.07.2022 г.: Отчет АО «Мангистаумунайгаз». – Актау, 2022. – 149 с.
17. Совершенствование разработки терригенных отложений верхнего девона Елабужского нефтяного месторождения, осложненных разломами, с применением геолого-фильтрационного моделирования / Р.Х. Низаев, Е.К. Плаксин, Ивонин А.А., Давлетшин Р.Ф., Александров Г.В., Назмутдинов Р.Ш. // Нефтяная провинция. – 2018. – № 1 (13). – С. 44-53.
18. Построение трехмерных геологических моделей для определения оптимального варианта разработки / Л.Н. Салахова, И.Н. Хакимзянов // Георесурсы. – 2002. – № 3 (11). – С. 26-29.
19. Оценка влияния неоднородности коллектора на эффективность нестационарного заводнения с применением геолого-гидродинамического моделирования / М.Н. Ханипов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Саттаров, Р.З. Саттаров // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 28-29.
20. Анализ эффективности заводнения месторождений на поздней стадии разработки / И.Г. Фаттахов, А.С. Семанов, А.И. Семанова, Л.С. Кулешова, В.А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 42-46.
21. Определение взаимовлияния скважин на основе комплекса методов ретроспективного анализа и эксплуатации скважин и геохимических исследований / М.С. Шипаева, Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков, А.А. Шакиров, А.А. Лутфуллин, Л.И. Минихаиров, Л.А. Зинуров // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 64-69.
22. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
23. Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием эмульсионных составов / М.И. Королев, М.К. Рогачев // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 3. – С. 44-49.
24. Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Н.А. Скибицкая, И.О. Бурханова, В.А. Кузьмин, М.Н. Большаков, О.О. Марутян // Георесурсы. – 2020. – № 2. – С. 2-7.

25. О нефтеотдаче трещиновато-пористых пластов при циклическом и полимерно-циклическом заводнении / В.В. Баушин, Р.Х. Муслимов, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 1. – С. 40-43.

26. Обоснование режимов работы нагнетательных скважин для реализации циклического заводнения / А.Н. Иванов, П.В. Пятибратов, А.Р. Аубакиров, А.Д. Дзюбло // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 28-31.

27. Особенности разработки тонких водоплавающих залежей газа с неоднородными коллекторами / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, Д.П. Аникеев, М.А. Федосеев, М.Н. Пислегин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 5. – С. 5-10.

28. Регулирование отборов нефти нестационарными технологиями из многослойного пласта / Н.И. Хисамутдинов, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Г.А. Бахтияров // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11. – С. 13-20.

29. Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей / А.М. Петраков, С.А. Жданов, Р.Р. Раянов, С.С. Кузовлев, Е.Н. Байкова, А.В. Чукавкина, А.Я. Фурсов // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2023. – № 1(27). – С. 89-97.

30. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений / И.Э. Бэсей, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок, Л.К. Нвизуг-Би // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53-57.

31. Определение коэффициентов продуктивности при получении водонефтяных притоков из сложнопостроенных пород-коллекторов с текстурной неоднородностью / А.К. Ягафаров, Н.Н. Закиров, В.М. Александров, Г.А. Шлеин, С.Ф. Мулявин, О.Д. Новрузов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 3. – С. 9-22.

32. Геологическое многообразие залежей нефти – основа технологического развития индустрии / Р.Р. Ибатуллин // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. № 5. – С.28-31.

33. Бассейновое моделирование углеводородных систем Прикаспийской впадины / О.А. Емельяненко, М.Т. Деленгов, Е.В. Ильмукова, Б.М. Куандыков, К.О. Исказиев, С.Ф. Хафизов, М.М. Саурамбаев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 21-25.

34. Ахметов, В.Н. Дифференциация неоднородных коллекторов по фильтрационным свойствам [Текст]: Автореф. дис. ...канд. техн. наук: 25.00.17 / Ахметов Вячеслав Нилович. – Уфа, 2005. – 24 с.

35. Султанов Ш.Х., Махмутов А.А., Мустафаев М.К., Рабаев Р.У., Цзяньгуан Вэй, Чжоу Цяофэн, Фокин М.А. Опыт применения индикатора гидравлического типа

коллектора при изучении терригенных отложений визейского яруса каменноугольной системы // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2. – С. 80-94

36. Совершенствование метода гидравлических единиц потока на основе кусочно-линейной аппроксимации функции распределения FZI в условиях сложного геологического строения / А.А. Махмутов, В.К. Мухутдинов, Р.Х. Гильманова, Р.М. Инсафов // Нефтяная провинция. – 2021. – С. 343-352.

37. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. 2006. № 5. С. 66-70.

38. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т.310, № 2. С. 26-32.

39. Яценко М.В., Антоненко Д.А., Нигматуллин Р.Р. Методика оценки проницаемости методом гидравлических единиц на примере коллекторов Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2009. № 12. С. 69-72.

40. Маляренко А. М., Котенёв Ю. А., Богдан В. А., Котенёв А. Ю., Мухаметшин В. Ш., Блинов С. А., Уметбаев В. Г. Изучение глинистости породы в связи с её влиянием на коллекторские свойства // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 6(342). – С. 32–41.

41. Махмутов А.А., Шабрин Н.В., Маляренко А.М., Халиков А.Н. Совершенствование построения трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений сложного строения // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. № 30. С. 62-80. – <https://doi.org/10.24412/2949-4052-2023-1-62-80>.

42. Маляренко А. М., Богдан В. А., Блинов С. А., Котенёв Ю. А., Мухаметшин В. Ш., Котенёв М. Ю. Методические подходы при изучении физических свойств неоднородных глинизированных пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8(344). – С. 57–63.

43. Ахметов Р. Т., Маляренко А. М., Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В., Сафиуллина А. Р. Абсолютная проницаемость и структура пустотного пространства коллекторов Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021 – № 7(355). – С. 71–77.

44. Гильманова Р.Х., Махмутов А.А., Корнев Е.В., Вафин Т.Р. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья // Нефтяная провинция. 2020. № 4 (24). С. 72-89.
45. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Махныткин Е.М., Чудинова Д.Ю., Рабаев Р.У., Вэй Ц., Чжоу Ц. Выработка запасов нефти из различных фациальных зон пласта // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 2 (267). С. 41-46.
46. Шабрин Н.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Машкова Е.А. Обоснование геологических критериев распределения остаточных запасов нефти юрских отложений и технологии их освоения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 12 (265). С. 20-26.
47. Стенькин А.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.В., Никифоров В.В. Повышение эффективности выработки запасов нефти юрских отложений Шаимского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 53-57.
48. 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.
49. 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.
50. Мустафаев М.К. Способ оценки влияния геологической неоднородности пластов по ФЕС 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.
51. Большаков Ю.Я., Батыров Ю.В. Воздействие капиллярных сил на распределение воды и нефти в природных ловушках Когалымского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 2. С. 25-29.

52. Большаков Ю.Я., Батыров Ю.В., Маркушина О.С., Капиллярная модель залежи нефти как критерий размещения нагнетательных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 1. С. 42-45.

53. Мустафаев М.К. Изучение влияния неоднородности продуктивных пластов по ФЕС на характер распределения нефтенасыщенности // Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященная 75-летию горно-нефтяного факультета УГНТУ и 100-летию ученого Спивака Александра Ивановича. Уфа. 23-24 ноября 2023 года. С. 190.

54. Сарваретдинов Р.Г., Миннуллин А.Г., Махмутов А.А., Галлямов Р.И., Вышенская М.И. Методика построения аналитической зависимости капиллярного давления смещения от ФЕС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 34-40.

55. Ахметов Р. Т., Маляренко А. М., Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В., Сафиуллина А. Р. Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований / // Socar Proceeding.— 2021.— № 1.— С. 71–84.

56. Черковский Н.Л. Бахтияров Г.А., Сарваретдинов Р.Г., Махмутов А.А. Использование метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта в промысловых условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 6. С. 60-64.

57. Сарваретдинов Р.Г., Махмутов А.А., Смирнов С.Н., Астахова А.Н., Миннуллин А.Г., Бакиров И.И. Предпосылки к уточнению концептуальной и седиментологической моделей нефтяных пластов на поздней стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 45-50.

58. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Махмутов А.А., Тупицин А.М. Метод геометризации залежи нефти на основе обобщенной капиллярной кривой // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2016. № 11. С. 41-45.

59. Семанов А.С., Семанова А.И., Фаттахов И.Г., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Инструменты моделирования, применяемые для оперативного управления разработкой месторождения // Нефтегазовое дело. № 5. 2023. С. 91-98.

60. Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Стабинскас А.П., Грехов И.В. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Георесурсы. 2012. № 3 (45). С. 40-43.

61. Султанов Ш.Х. Геотехнологические основы регулирования разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Султанов Шамиль Ханифович – Уфа. 2009. – 48 с.
62. Бакиров И.И., Махмутов А.А., Миннуллин А.Г., Уметбаев В.Г., Талалай А.Г., Беляева А.С. Опыт моделирования куба нефтенасыщенности в неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластах на поздней стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 12. С. 69-70.
63. Стенькин А.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Уметбаев В.Г. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг Георесурсов. 2019. № 1. С. 214-223. – DOI: 10.18799/24131830/2019/1/71.
64. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрических моделей кривых альфа-пс для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело. 2013. № 6. С. 81-102.
65. Исбир Ф.А., Михеев П.С., Султанов Ш.Х. Выделение оптимальных групп пластов для эффективной разработки многопластового нефтегазового месторождения (на примере Губкинского месторождения) // Нефтегазовое дело. 2013. № 3. Т. 11. С. 32-37.
66. Совершенствование методики моделирования куба проницаемости с учетом неоднородности структуры порового пространства продуктивных пластов Южно-Татарского свода / Р.Н. Бахтизин, А.А. Лутфуллин, А.А. Махмутов // Нефтегазовое дело. – 2023. – № 2. – С. 25-34.
67. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5. – С. 16-20.
68. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 103-107.
69. Билибин, С.И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.10. – Москва, 2012. 45 с.

70. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ИПЦ «МАСКА», 2009. – 376 с.
71. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований. – 2002. – 140 с.
72. Корректное построение 3D геологической модели и подсчета запасов / Ю.В. Ендалова, И.С. Закиров, А.И. Корабельников, Н.Н. Иванцов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 100-103.
73. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья / ФБУ «ГКЗ». – Москва, 2014. – 100 с.
74. Математическая статистика и геологическое моделирование пластовых систем. Учебно-методическое пособие для бакалавров и магистрантов направлений подготовки 05.03.01, 21.05.02, 21.03.01, 21.04.01, 21.05.02. / А.А. Махмутов, Д.Ю. Чудинова, А.Ю. Котенев, М.Ю. Котенев, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова. – УГНТУ, 2020. – 124 с.
75. Хисамов, Р.С. Моделирование разработки нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 256 с.
76. Насыбуллин, А.В. Создание и исследование методов проектирования, анализа и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий : Автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Насыбуллин Арслан Валерьевич – Бугульма, 2012. – 50 с.
77. Грищенко, М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей // Геология нефти и газа, 2008. – № 5. – С. 75-80.
78. Исследование механизмов формирования остаточной нефтенасыщенности по данным диффузионно-релаксационной двумерной спектроскопии ядерно-магнитного резонанса / М. Цзяли, Н.Н. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 11. – С. 91-95.
79. Капиллярно-защемленная нефть в коллекторах тюменской свиты и её влияние на уточнение зон локализации остаточных запасов / Е.С. Азаров, Н.Н. Михайлов, О.А. Фризен // Тезисы докладов VI Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию М.М. Ивановой. Москва. 2022. С. 169-170.
80. Определение потенциальных зон наличия капиллярно-защемленных запасов нефти / Е.С. Азаров, Н.Н. Михайлов, О.А. Фризен // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 11. – С. 24-27.

81. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах / Н.Н. Михайлов, В.И. Полищук, З.Р. Хазигалеева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 36-39.

82. Капиллярно-гравитационное равновесие в сложнопостроенных неоднородных коллекторах / К.М. Федоров, А.П. Шевелев, А.Б. Рублев, А.Ю. Прохоров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2010. – № 6. – С. 43-47.

83. Application of flow zone indicator and Leverett J-function to characterize carbonate reservoir and calculate precise water saturation in the Kujung formation, North East Java Basin / I. Arifianto, S.S. Surjoni, G. Erlangga, B. Abrar, E. Yogapurana // Journal of Geophysics and Engineering. Eng. 15 (2018), 1753-1766 (14 pp).

84. A Novel Energy Lifting Approach Using J-Function and Flow Zone Indicator for Oil Fields / M.N. Tarhuni, W.R. Sulaiman, M.Z. Jaafar, K.M. Sabil // Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineering, vol. 119, no. 1, pp. 253-273.

85. Classification and application of flow units in carbonate reservoirs / Wei Li, Shi Changlin, Yang Caihong, Liu Lanqing // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 186 (2018) 012028.

86. Мустафаев, М.К. Практический опыт разработки трудноизвлекаемых запасов в условиях месторождения Каражанбас // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: тез. докл. VI Международной научного симпозиума. Москва. ВНИИнефть. 26-27 сентября 2017 г. С. 11.

87. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Каражанбас Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2007 г. : Отчет НИР / АО «НИПИнефтегаз». – Актау, 2007.

88. Булекбаев, З.Е. Месторождения нефти и газа Казахстана: Справочник / Э.С. Воцалевский, Б.А. Искужиев, С.М. Камалов и др.; под ред. А.М. Кажыгельдина. А.А. Абдулина, Х.А. Беспаяева и др. – М.: Недра, 1996. – С. 192-196.

89. Анализ разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2015 г.) : Отчет по договору № 15-KGD1-0840 от 08.06.2015 г. / АО «КазНИПИмунайгаз».

90. Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов для промышленного освоения технологии и техники паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ) / ВНИПИтермнефть. – 1984.

91. Уточненный проект разработки месторождения Каражанбас, 01.07.2008 г. / АО «НИПИнефтегаз».

92. Мустафаев, М.К. Опыт циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас. Техничко-экономические аспекты / М.К. Мустафаев // Нефтегазовое дело. – 2018. – т.16 – № 1. – С. 14-22.

93. Мустафаев, М.К. Об эффективности технологии циклической закачки пара и воды на месторождении Каражанбас / М.К. Мустафаев // НТЖ «Нефть и газ». 2018. – № 2. – С. 86-88.

94. Мустафаев, М.К. Техничко-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.

95. 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.

96. Мустафаев, М.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти / М.К. Мустафаев, Е.К. Кайыржан // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 12. – С. 43-48.

97. Р.С. Мурзагалиев. Геологическая модель Каражанбасского месторождения высоковязкой нефти и современные геотехнологии ее извлечения: дис. ... канд. геол.-минер наук: 25.00.12 / Мурзагалиев Руслан Сиражевич; науч. рук. Э. М. Халимов; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – Москва, 2009. – 154 с.

98. А.Б. Бакиевой Алии Булатовны. Уточнение модели среднеюрских отложений месторождения Северные Бузачи с целью оптимизации освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: 25.00.12 / Бакиева Алия Булатовна; науч. рук. А. В. Лобусев; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – Москва, 2014. – 89 с.

99. А.Р. Гарушев. Термическое воздействие на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей. М.: ВНИИОЭНГ. ТНТО. Серия «Добыча», 1973.

100. Оценка перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2015). Отчет АО «КазНИПИМунайгаз» по договору №15-KGD1-0840 от 08.06.2015.

101. Анализ разработки месторождения «Каражанбас». Отчет по НИР АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2005.

102. М.Р. Сисенбаева. Изменение вязкости пластовой нефти в зоне фазового превращения и определение влияния ПАВ «Карпатол-УМ2К-Нурол» на давление насыщения нефти газом // SOCAR Proceedings. – 2015. – № 3. – С. 21-26.

103. А.М. Гаджиев. Контроль и регулирование разработки залежей, характеризующихся различными природными условиями // SOCAR Proceedings. – 2014. – № 2. – С. 38-45.

104. 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.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

108. Махмутов А.А., Рабаев Р.У., Маляренко А.М., Фокин М.А. Геолого-промысловое обоснование мероприятий по повышению и регулированию выработки остаточных запасов нефти // Нефтяная провинция. – 2025. – № 1. – С. 136-150.

109. 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.

110. 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.

111. 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.

112. Проект разработки месторождения Каламкас (по состоянию на 01.01.2023 г. [Текст]: отчет ПТД / АО «Мангистаумунайгаз», Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз». – Актау, 2023. – Том 1. – 394 с. – (Фонды АО «Мангистаумунайгаз», ТОО «КМГ Инжиниринг»).

113. Ф.Г. Аржанов, Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев и др. Термические методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Недра, 1995.

114. В.И. Кудинов. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефти. М.: Нефть и газ, 1996.

ПРИЛОЖЕНИЕ

«МАҢҒЫСТАУМУНАЙГАЗ»
АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

«ҚАЛАМҚАСМУНАЙГАЗ» ӨНДІРІСТІК
БАСҚАРМАСЫ



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ
«КАЛАМҚАСМУНАЙГАЗ»

Казахстан Республикасы, 130000, Манғыстау облысы,
Ақтау қаласы, 6 ш/аудан, 1 ғимарат,
тел. +7(7292)214100, факс +7(7292) 214112

Республика Казахстан, 130000,
Мангистауская область, г.Ақтау, 6 мкр., здание 1,
тел. +7(7292) 214100, факс +7(7292) 214112

Цех. N 31.06-02 от 03.04.2022,

Утверждаю:

Первый заместитель начальника
ПУ «Қаламқасмунайгаз»



Оразбаев С.О.

Акт внедрения

Настоящим актом подтверждаю, что научные результаты диссертационной работы Мустафаева Мурата Кенесбаевича на тему: «Геолого-технологическое обоснование освоения остаточных запасов нефти меловых и юрских отложений Бузачинского свода» реализованы в качестве обоснования мероприятий, направленных на повышение выработки остаточных запасов нефти пластов байосского яруса месторождения Каламкас. Реализация предложенных технологических решений позволила дополнительно добыть 8,347 тысяч тонн нефти.

Начальник отдела геологии

и анализа разработки месторождения  Спанов А.К.

Иск. 24
От 07.04.2025г

Утверждаю:

Генеральный директор
ТОО «ARK Petroleum»


Ж. Асылхан



Акт внедрения

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Мустафаева Мурата Кенесбаевича на тему: «Геолого-технологическое обоснование освоения остаточных запасов нефти меловых и юрских отложений Бузачинского свода», представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по научной специальности 2.8.3 – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр» обладают актуальностью и представляют практический интерес. Разработанные методические рекомендации, полученные в ходе диссертационного исследования, доведены до практического использования и применяются в производственной деятельности, а именно методический подход дифференциации продуктивных пластов по фильтрационно-емкостным свойствам, позволяющий выделить различные группы коллекторов, различающихся неоднородным литологическими, минералогическими и гранулометрическими свойствами используются при геологическом моделировании и геометризации продуктивных пластов нефтяных месторождений.

Технический директор

ТОО «ARK Petroleum»



Манаков О.М.