

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

На правах рукописи



ЛУТФУЛЛИН АЗАТ АБУЗАРОВИЧ

**РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСНОВ
ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ
ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор физико-математических наук, профессор
Бахтизин Рамиль Назифович

Уфа – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЙ УРОВЕНЬ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИХ ДОСТИЖЕНИЙ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	17
1.1 Современное состояние разработки истощенных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и возможности повышения выработки остаточных запасов.....	17
1.2 Опыт применения различных технологий увеличения охвата воздействия на пласт истощенных месторождений.....	21
1.3 Опыт применения специальных методов изучения пластовых систем для повышения выработки остаточных запасов.....	29
Выводы к главе 1.....	33
ГЛАВА 2 МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСА РАЗНОМАСШТАБНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	35
2.1 Геолого-промысловая характеристика.....	35
2.1.1 Геологическое строение.....	35
2.1.2 Текущее состояние разработки и оценка ресурсного потенциала.....	38
2.2 Локализация остаточных запасов нефти с использованием трехмерного геолого-гидродинамического моделирования..	43
2.2.1 Уточнение петрофизической модели.....	44
2.2.2 Построение трехмерной модели и оценка распределения остаточных запасов нефти.....	49
2.3 Локализация остаточных запасов нефти с использованием специальных физико-химических методов исследований....	59
2.3.1 Геохимические методы.....	60
2.3.2 Оптические методы.....	74
2.4 Локализация остаточных запасов нефти с использованием нейросетевых технологий.....	83
2.4.1 Прогноз остаточных запасов.....	83
2.4.2 Локализация остаточных запасов на основе оценки взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин.....	92
2.5 Локализация остаточных запасов нефти для ввода их в разработку с использованием комплекса разномасштабных геолого-промысловых исследований.....	98
2.5.1 Выделение перспективных участков локализации	

	остаточных запасов.....	98
2.5.2	Выбор и проведение ГТМ.....	106
	Выводы к главе 2.....	113
ГЛАВА 3	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ВЕРХНЕГО ОТДЕЛА ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЫ.....	116
3.1	Актуальность совершенствования технологии ГРП и МГРП на кыновском объекте ЮТС.....	116
3.1.1	Выделение участков низкопроницаемых глинистых пластов и анализ технологических показателей разработки.....	119
3.1.2	Анализ реализованных ГРП в наклонно-направленных скважинах.....	129
3.2	Повышение выработки остаточных запасов из низкопроницаемых отложений кыновского горизонта.....	135
3.2.1	Исследование эффективности проведения технологии МГРП в горизонтальной скважине.....	135
3.2.2	Совершенствование технологии МГРП в низкопроницаемых терригенных девонских отложениях ЮТС.....	145
3.3	Рекомендации по составу жидкости для ГРП.....	151
3.4	Апробация предложенных рекомендаций.....	159
3.4.1	Скважина 1.....	159
3.4.2	Скважины 2 и 3.....	160
3.4.3	Скважины 4 и 5.....	165
	Выводы к главе 3.....	169
ГЛАВА 4	ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО ОТДЕЛА КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СИСТЕМЫ.....	172
4.1	Геологическая характеристика и проблемы разработки залежей с высоковязкой и повышенной вязкости нефтью.....	172
4.1.1	Лабораторные исследования образцов керна.....	173
4.1.1.1	Месторождение 1.....	173
4.1.1.2	Месторождение 2.....	175
4.1.1.3	Месторождение 3.....	176
4.1.2	Особенности разработки и выработки остаточных запасов нефти.....	177
4.1.2.1	Месторождение 1.....	177
4.1.2.2	Месторождение 2.....	179
4.1.2.3	Месторождение 3.....	181
4.2	Изучение технологической эффективности различных	

	технологий воздействия на пласт.....	184
4.2.1	Закачка горячей воды.....	186
4.2.2	Бурение добывающих скважин.....	189
4.2.3	ПАВ-полимерное заводнение	191
4.2.4	Оптимизация режимов работы скважин.....	195
4.3	Повышение эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения.....	197
4.4	Предпосылки формирования комплексной технологии увеличения темпов выработки остаточных запасов высоковязкой нефти.....	200
4.4.1	Анализ эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.....	200
4.4.2	Предложения по конструкции нижнего заканчивания многозабойных скважин.....	204
4.5	Формирование рекомендаций по повышению выработки остаточных запасов высоковязкой нефти технологией МЗС на основе предложенной схемы заканчивания.....	214
	Выводы к главе 4.....	221
ГЛАВА 5	АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	223
5.1	Комплексный анализ промысловых данных при обосновании методологии повышения эффективности текущей системы разработки.....	223
5.2	Определение оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.....	238
5.3	Комплексирование результатов геохимических исследований и эксплуатации скважин.....	245
5.4	Перспективы применения интегрированного моделирования при формировании рекомендаций по повышению эффективности текущей системы разработки.....	252
	Выводы к главе 5.....	260
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	262
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	265
	ПРИЛОЖЕНИЕ.....	296

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Месторождения нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции играют ключевую роль в нефтяной отрасли Российской Федерации и обеспечивают порядка 25 % добычи нефти в целом по стране. При этом основные месторождения данной провинции находятся в эксплуатации достаточно длительное время и перешли на позднюю стадию разработки. Это привело к существенному истощению нефтяных месторождений и значительному падению технологических показателей разработки. При этом большая часть остаточных запасов нефти осталась сосредоточенной на участках залежей, характеризующихся невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами и т.д. Несмотря на вышесказанное, например, такие уникальные месторождения как Ромашкинское, Ново-Елховское, Арланское и Туймазинское до сих пор обеспечивают в совокупности порядка 33-44 % от общей добычи по региону.

Для поддержания текущих уровней добычи нефти из истощенных месторождений и обеспечения соответствующей рентабельности выполняются работы, направленные на уточнение геологического строения разрабатываемых объектов, а также на совершенствование и создание новых технологий разработки и эксплуатации. С целью уточнения геологического строения разрабатываемых объектов проводятся специальные исследования керна и пластовых флюидов, совершенствуются геофизические и гидродинамические исследования скважин, выполняется построение детализированных геолого-гидродинамических моделей и т.д. Для повышения эффективности текущей системы разработки истощенных месторождений осуществляются такие работы, как совершенствование технологий бурения скважин сложной архитектуры, гидравлического разрыва пласта, обработка призабойной зоны и другие геолого-технические

мероприятия, направленные на повышение выработки остаточных запасов и т.д.

Следовательно, для обеспечения необходимых уровней добычи и дальнейшей эффективности разработки основных истощенных месторождений изучаемой провинции крайне актуальным и востребованным становится создание новых и совершенствование существующих научно-методических подходов, направленных на повышение выработки остаточных запасов.

Степень разработанности темы

Вопросы создания и развития теоретических и технологических основ повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений подробно рассмотрены в трудах таких ученых-специалистов, как Абдулмазитов Р.Г., Андреев В.Е., Бакиров И.М., Бахтизин Р.Н., Боксерман А.А., Вахитов Г.Г., Владимиров И.В., Газизов А.Ш., Гиладев Г.Г., Гиматулинов Ш.К., Грачев С.И., Дзюблов А.Д., Дияшев Р.Н., Дмитриевский А.Н., Ермилов О.М., Жданов С.А., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П., Зарипов А.Т., Земцов Ю.В., Каневская Р.Д., Ковалева Л.А., Котенев Ю.А., Крылов А.П., Лысенко В.Д., Максимов С.П., Манапов Т.Ф., Мирзаджанзаде А.Х., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Мулявин С.Ф., Муслимов Р.Х., Мухаметшин В.В., Мухаметшин В.Ш., Мухаметшин Р.З., Назарова Л.Н., Насыбуллин А.В., Непримеров Н.Н., Низаев Р.Х., Никифоров А.И., Нургалиев Д.К., Овчинников В.П., Пономарев А.И., Сазонов Б.Ф., Султанов Ш.Х., Сургучев М.Л., Токарев М.А., Федоров К.М., Хайрединев Н.Ш., Хакимзянов И.Н., Хасанов М.М., Хисамов Р.Х., Хисамутдинов Н.И., Чарный И.А., Шандрыгин А.Н., Шпуров И.В., Щелкачев В.Н. и др. Несмотря на высокую проработку данного вопроса, истощенные месторождения до сих пор обеспечивают основную добычу нефти по ряду регионов страны (например, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Следовательно, изучение геологического строения с последующим обоснованием методологии повышения эффективности текущей системы разработки истощенных

месторождения является задачей актуальной и стратегически важной для нефтяной отрасли страны.

В связи с вышеизложенным в диссертационной работе сформулированы задачи по созданию новых методов локализации остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений, формированию новых методологий повышения эффективности текущей системы разработки, совершенствованию технологий воздействия на залежь и повышению рентабельности разработки объектов со сложной структурой остаточных запасов нефти.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Содержание диссертационной работы по области исследования соответствует формуле паспорта специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»:

1. Изучение промыслово-геологического (горно-геологического) строения месторождений углеводородного сырья, кислых газов и водорода, закономерностей распределения вещественного состава пород-коллекторов и пластовых флюидов в залежах месторождений и подземных хранилищах жидких и газообразных углеводородов и водорода; свойств насыщающих их флюидов с целью развития научных основ геолого-информационного обеспечения разных стадий промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода.

2. Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различной конструкции с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов.

3. Средства обеспечения комплексного интегрированного проектирования и системного (мульти-дисциплинарного) мониторинга процессов разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода в

истощенных месторождениях, водонасыщенных пластах и соляных структурах с целью рационального недропользования.

4. Научные основы создания цифровых двойников технологических процессов, используемых в компьютерных технологиях интегрированного проектирования и системного мульти-дисциплинарного мониторинга эволюции природно-техногенных систем, создаваемых для эффективного извлечения из недр или хранения в недрах жидких и газообразных углеводородов и водорода путем управления ими с использованием методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамического моделирования.

Цель работы

Развитие теоретических и технологических основ повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений Татарстана на основе комплексного изучения геолого-геофизических свойств и технологических показателей разработки, проведения специальных физико-химических методов исследования и численного моделирования.

Основные задачи исследований

1. Обзор и анализ современного уровня научно-практического опыта в области повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений.

2. Формирование новых подходов построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей с учетом неоднородности геологического строения терригенных пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

3. Разработка методик и способов локализации остаточных запасов нефти истощенных месторождений на основе проведения специальных физико-химических методов исследований и нейросетевого моделирования.

4. Совершенствование технологии гидравлического разрыва глинизированных терригенных пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

5. Совершенствование технологии ПАВ-полимерного заводнения терригенных пластов бобриковского горизонта нижнего отдела каменноугольной системы.

6. Формирование комплексной технологии повышения выработки остаточных запасов высоковязкой нефти терригенных пластов нижнего отдела каменноугольной системы Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

7. Разработка новых теоретических и технологических инструментов оценки контроля за текущим состоянием разработки истощенных нефтяных месторождений.

8. Изучение перспектив применения интегрированного моделирования для повышения эффективности текущей системы разработки.

Научная новизна

1. Разработан комплексный научно-практический метод локализации остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений Татарстана, включающий:

- построение трехмерной геолого-гидродинамической модели с учетом неоднородности структуры порового пространства и относительной глинистости коллекторов;
- проведение геохимических исследований и автоматизированное выделение отклонений величин маркеров «изобутан/бутан» и «пентан+гексан» в компонентном составе попутного нефтяного газа;
- исследование и сопоставление оптических свойств добываемой нефти с геолого-технологическими показателями разработки;
- прогноз остаточных запасов нефти в межскважинном пространстве с использованием нейросетевых технологий.

2. По результатам детального анализа технологических показателей разработки и трехмерного гидродинамического моделирования определены эффективные условия проведения комплексной технологии бурения горизонтальной скважины и многостадийного гидравлического разрыва

терригенных низкопроницаемых пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода, согласно которым:

- ориентация горизонтального ствола скважины имеет направление с северо-запада на юго-восток;
- организация системы ППД необходима одновременно с началом добычи нефти в районе воздействия на залежь нефти;
- расстояние между портами ГРП равна от 100 до 150 м;
- оптимальное значение полудлины трещины ГРП составляет до 100 м с учетом непроницаемого глинистого раздела между пластами D_0 и D_1 ;
- устойчивая добыча нефти обеспечивается из низкопроницаемых глинистых участков залежи, характеризующихся значениями гидропроводности $kh/\mu > 7 \text{ мД} \times \text{м/сПз}$.

3. Установлены критерии и условия применимости таких технологий, как бурение новых скважин сложной архитектуры, ПАВ-полимерное заводнение, термозаводнение, оптимизация режимов работы эксплуатационных скважин для геолого-промысловых условий залегания терригенных пластов бобриковского горизонта Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

4. По результатам изучения геологического строения и анализа технологических показателей разработки предложена технология увеличения охвата воздействия на пласт и ограничения притока попутно добываемой воды для условий бобриковского горизонта Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

5. Разработаны и предложены новые теоретические и технологические инструменты оценки и регулирования текущего состояния разработки истощенных нефтяных месторождений, основанные на совместном использовании диагностических метрик, статистических оценок технологических показателей разработки и проведении геохимических исследований проб добываемой продукции скважин.

Теоретическая значимость работы

1. Методика построения трехмерной геолого-гидродинамической модели, учитывающая неоднородность структуры порового пространства и распределение относительной глинистости продуктивных пластов.

2. Методика автоматической обработки результатов геохимических исследований компонентного состава попутного нефтяного газа, позволяющая оперативно оценить степень отклонений величин маркеров «изобутан/бутан» и «пентан+гексан».

3. Получены новые корреляционные зависимости оптических свойств добываемой нефти и ряда геолого-технологических параметров для условий залегания нефтяных месторождений Южно-Татарского свода.

4. Разработан комплексный подход по вводу в промышленную разработку остаточных запасов нефти многопластовых месторождений, основанный на локализации остаточных запасов нефти с использованием комплекса разномасштабных геолого-промысловых исследований.

5. Разработан новый состав жидкости гидравлического разрыва пласта, включающий низковязкую несущую жидкость, диспергированный в низковязкой несущей жидкости пропант и диспергированное в низковязкой несущей жидкости волокно-полимолочную кислоту.

6. Определены эффективные условия проведения комплексной технологии бурения горизонтальной скважины и многостадийного гидравлического разрыва терригенных низкопроницаемых пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

7. Предложено решение по конструкции нижнего заканчивания многозабойных скважин с автономными устройствами контроля притока для геолого-промысловых условий залегания бобриковского горизонта Республики Татарстан.

8. Разработана методика определения и подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.

9. Оценены перспективы применения интегрированного моделирования при формировании рекомендаций по повышению эффективности текущей системы разработки.

Практическая значимость работы

1. Разработан оперативный способ локализации остаточных запасов нефти на основе нейросетевых технологий.

2. Создан и апробирован программный комплекс «Программа определения коэффициентов влияния нагнетательных на добывающие скважины с использованием фильтра Калмана», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2020665077 от 16. 20.11.2020 г.).

3. Создан и апробирован программный комплекс «Программа определения областей вероятного источника геохимических маркеров», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2021666760 от 20.10.2021 г.).

4. Создан и апробирован программный комплекс «Программа расчета коэффициента нефтеотдачи месторождений по различным методикам», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2021666881 от 21.10.2021 г.).

5. Создан и апробирован программный комплекс «Программа локализации остаточных запасов нефти на основе статистических и нейросетевых методов», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2021667106 от 25.10.2021 г.).

6. Создан и апробирован программный комплекс «Программа интерпретации геохимических спектров и расчета геохимических коэффициентов», зарегистрированный в Роспатенте, (свидетельство №2021668432 от 16.11.2021 г.).

7. Создан и апробирован патент на «Состав для гидравлического разрыва пласта», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2737605 от 01.12.2020 г.).

8. Создан и апробирован патент на «Способ увеличения нефтеотдачи пласта», зарегистрированный в Роспатенте (свидетельство №2802645 от 30.08.2023 г.).

9. Результаты данной диссертационной работы широко используются при формировании и внедрении комплексных технологий, направленных на повышение выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений, а также в качестве рекомендаций при прогнозе и локализации остаточных запасов нефти с использованием инструментов трехмерного моделирования и специальных лабораторных физико-химических исследований добываемой продукции скважин на объектах ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

10. Полученные результаты исследований использованы в учебном процессе при подготовке студентов ГБОУ ВО «АГТУ ВШН» по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

11. В результате использования предложенных рекомендаций по повышению выработки остаточных запасов нефти на месторождениях ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в период с 2020 по 2024 гг. получен технологический эффект в объеме 120,5 тыс.т нефти.

Методология и методы исследований

Решение поставленных научных задач базируется на комплексном изучении геолого-физической и промысловой характеристики на основе использования результатов разномасштабных геолого-промысловых исследований с применением современных методов математического моделирования, научно-методических подходов, разработанные диссертантом, а также известные программные пакеты трехмерного геолого-гидродинамического моделирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Разработанный комплексный научно-методический подход локализации остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений, основанный на использовании комплекса разномасштабных исследований,

позволяет повысить достоверность прогноза распределения остаточных запасов в межскважинном пространстве.

2. Результаты совершенствования технологий бурения горизонтальной скважины и многостадийного гидравлического разрыва терригенных низкопроницаемых пластов верхнего отдела девонской системы обеспечивают повышение выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений.

3. Сформированные рекомендации по бурению и заканчиванию многозабойных скважин с автономными устройствами контроля притока повышают эффективность выработки остаточных запасов высоковязкой нефти из терригенных пластов нижнего отдела каменноугольной системы.

4. Предложенные теоретические и технологические подходы оценки и контроля за текущим состоянием разработки истощенных нефтяных месторождений позволяют сформировать рекомендации по регулированию и повышению полноты выработки сложной структуры остаточных запасов.

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обоснована с использованием результатов различных геолого-промысловых исследований, полученных при проведении специальных лабораторных физико-химических, геофизических, гидродинамических и промысловых работ; сопоставлением прогнозных расчетов с фактическими данными эксплуатации истощенных нефтяных месторождений; апробацией сформированных рекомендаций по повышению выработки остаточных запасов нефти.

Апробация результатов

Результаты диссертационных исследований докладывались и обсуждались на различных научно-практических конференциях, круглых столах международного, всероссийского и регионального уровней:

- Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, September 21-24, 2008;
- IV Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», 16-18 октября 2019 г., г. Альметьевск;
- SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019, Moscow, October 22–24, 2019;
- SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019, Bali, October 29–31, 2019;
- SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020, Virtual, Online, October 26–29, 2020;
- V Международная научно-практической конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». 12 ноября 2020 г., г. Альметьевск;
- SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021, RPTC 2021, Virtual, Online, October 12–15, 2021;
- SPE Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, EURO 2021: 82, Amsterdam, October 18–21, 2021;
- Horizontal Wells 2021: Challenges and Opportunities, HW 2021: 4, Challenges and Opportunities, Astrakhan, May 24–28, 2021;
- VI Международная научно-практической конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли», 25 ноября 2021 г., г. Альметьевск;
- 7-я научно-практическая конференция «ГеоБайкал 2022», 27 февраля – 03 марта 2023 г., г. Москва.

Публикации

Результаты исследований диссертационной работы опубликованы в 51 научном труде, в том числе 19 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования РФ, 2 статьях в изданиях, входящих в

международные базы данных и системы цитирования, 1 монографии, 6 учебно-методических пособиях. Получено 5 свидетельств РФ о государственной регистрации программ для ЭВМ, 2 патента РФ на изобретения.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы. Работа содержит 308 страниц машинописного текста, 225 рисунков, 39 таблиц, 232 библиографические ссылки.

Личный вклад автора

Постановка задач исследования и определение актуальности и цели научной работы, ретроспективный анализ геолого-промысловой информации и эффективности реализованных геолого-технических мероприятий, проведение серии экспериментальных, численных и аналитических исследований, обработка результатов экспериментальных исследований с использованием нейросетевых технологий, построение трехмерных геолого-гидродинамических моделей истощенных нефтяных месторождений, формирование и апробация предложенных рекомендаций по повышению эффективности текущей системы разработки истощенных нефтяных месторождений, обобщение полученных результатов, обсуждение полученных результатов на международных и отечественных научно-практических конференциях, подготовка публикаций для печати.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЙ УРОВЕНЬ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИХ ДОСТИЖЕНИЙ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Современное состояние разработки истощенных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и возможности повышения выработки остаточных запасов

Месторождения нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) играют ключевую роль в нефтяной отрасли Российской Федерации (РФ). Согласно открытым источникам и работам [12, 41, 100, 103, 104, 105] «Волго-Уральская нефтегазоносная провинция обеспечивает порядка 25 % нефтедобычи страны».

При этом одной из отличительных особенностей современной нефтяной отрасли ВУНГП является то, что основные месторождения находятся в эксплуатации достаточно длительное время (около 70 лет) и перешли на завершающую стадию разработки [10, 21, 23, 41, 63, 70, 78]. Это привело к существенному истощению нефтяных месторождений и значительному падению технологических показателей разработки. При этом большая часть остаточных запасов нефти сосредоточена на участках залежей, характеризующихся невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами и т.д. [1, 10, 12, 16, 21, 22, 25, 30].

Как показывает практика, для поддержания текущих уровней добычи нефти из истощенных месторождений и обеспечения соответствующей рентабельности выполняются комплексные работы по изучению особенностей геологического строения, ретроспективный анализ истории эксплуатации, проводятся различные физико-химические методы,

совершенствуются и адаптируются новые технологии разработки, активно развиваются информационные технологии и т.д. [4, 6, 8, 9, 14, 20, 47, 48, 71, 164].

В связи с этим для обеспечения дальнейшей эффективности разработки месторождений ВУНГП крайне актуальным и востребованным становится создание новых и совершенствование существующих научно-методических подходов, направленных на повышение выработки остаточных запасов нефти истощенных нефтяных месторождений.

Согласно правовым и нормативным документам [101, 102] на сегодняшний день, под выражением «истощенное» месторождение понимается «историческая степень выработанности запасов больше 0,8 или равную 0,8». Для данных объектов предусмотрены некоторые налоговые преференции [101], что является дополнительным «стимулом» для изучения и развития новых инструментов и подходов выработки остаточных запасов истощенных месторождений.

Однако, несмотря на то, что большинство месторождений ВУНГП являются истощенными, добыча нефти из этих месторождений до сих пор вносит существенный вклад в общую добычу.

Например, по состоянию на дату изучения два уникальных нефтяных месторождения Республики Татарстан (РТ) – Ромашкинское и Ново-Елховское – имеют степень выработанности 0,85 и 0,82 д.ед. соответственно. Однако данные месторождения обеспечивают около 44 % от общей добычи нефти по региону (Рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Распределение добычи нефти по региону РТ

Аналогичная ситуация наблюдается и для Республики Башкортостан (РБ). Два уникальных месторождения – Арланское и Туймазинское, которые имеют степень выработанности более 0,90-0,93 д.ед., – обеспечивают порядка 33 % от общей добычи нефти по РБ (Рисунок 1.2) [103, 104, 105].

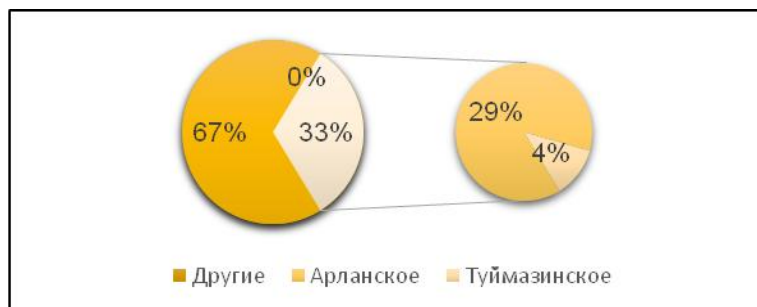


Рисунок 1.2 – Распределение добычи нефти по региону РБ [103, 104, 105]

Как правило, такие уровни добычи нефти из истощенных месторождений обеспечиваются за счет проведения следующих основных работ [5, 6, 10, 12, 13, 14, 78, 135]:

- уточнение геологического строения разрабатываемых объектов;
- совершенствование и создание новых технологий разработки и эксплуатации.

С целью уточнения геологического строения разрабатываемых объектов проводятся специальные исследования керна и пластовых флюидов, совершенствуются геофизические (ГИС) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС), выполняются построения детализированных геолого-гидродинамических моделей и др. [7, 60, 61, 63, 77, 86, 124, 135].

В этом направлении стоит отметить результаты исследований таких ученых-специалистов, как Базаревская В.Г., Билибин С.И., Дмитриевский А.Н., Дзюбло А.Д., Закревский К.Е., Каневская Р.Д., Котенев Ю.А., Максимов С.П., Мищенко И.Т., Муслимов Р.Х., Мухаметшин Р.З., Низаев Р.Х., Нургалиев Д.К., Султанов Ш.Х., Телин А.Г., Токарев М.А., Хайредин Н.Ш., Хасанов М.М., Хисамов Р.С., Шустер В.Л. и др.

Для повышения эффективности текущей системы разработки истощенных месторождений выполняются такие работы, как совершенствование технологий бурения скважин сложной архитектуры, гидравлического разрыва пласта (ГРП), обработка призабойной зоны (ОПЗ) и другие геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на повышение выработки остаточных запасов [1, 2, 46, 48, 49, 54, 78, 87, 88, 93]

В этой области существенный вклад внесли Абдулмазитов Р.Г., Алиев З.С., Андреев В.Е., Баишев Б.Т., Бакиров И.М., Басниев К.С., Батулин Ю.Е., Бахтизин Р.Н., Боксерман А.А., Вахитов Г.Г., Владимиров И.В., Гавура В.Е., Газизов А.Ш., Гавура В.Е., Гилаев Г.Г., Гиматулинов Ш.К., Дияшев Р.Н., Ермилов О.М., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П., Жданов С.А., Закиров С.Н., Зарипов А.Т., Зейгман Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Крылов А.П., Лысенко В.Д., Мирзаджанзаде А.Х., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Мулявин С.Ф., Мухаметшин В.Ш., Насыбуллин А.В., Непримеров Н.Н., Никифоров А.И., Сазонов Б.Ф., Сургучев М.Л., Овчинников В.П., Пономарев А.И., Хакимзянов И.Н., Хисамутдинов Н.И., Чарный И.А., Шпуров И.В., Щелкачев В.Н. и др.

Например, согласно [106, 107, 108] «внедрение современных технологий позволило повысить эффективность разработки месторождения». Так, на одном из старейших месторождений ВУНГП проведены работы по адаптации и проведению технологии горизонтального бурения с многостадийным ГРП (МГРП). Это позволило увеличить средний дебит нефти на 73 %, а добычу нефти по месторождению с 3,1 до 4,5 млн т [106, 107, 108].

Таким образом, в виду того, что при разработке истощенных нефтяных месторождений остаточные запасы нефти имеет сложную и неоднородную конфигурацию, то актуальным становится совершенствование различных технологий увеличения охвата воздействия на пласт.

Особую актуальность для ВУНГСП имеет разработка истощенных объектов, приуроченных к высоковязкой и сверхвязкой нефти. Для

рациональной разработки данных типов объектов активно применяются различные физико-химические и тепловые методы увеличения нефтеотдачи. В этом направлении особый вклад внесен такими учеными, как Антониади Д.Г., Дияшев Р.Н., Зарипов А.Т., Зейгман Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Ленченкова Л.Е., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимов Р.Х., Насыбуллин А.В., Непримеров Н.Н., Сагитов Д.К., Сургучев М.Л., Сахабутдинов Р.З., Телин А.Г., Тронов В.П., Хисамутдинов Н.И. и др.

Стоит отметить, что для применения различных физико-химических и тепловых методов увеличения нефтотдачи пластов требуется значительные капитальные и производственные затраты. Также для адаптации под конкретные геолого-промысловые условия необходимо проведение ряда экспериментальных и теоретических исследований. В связи с этим особую актуальность и перспективность приобретает обоснование новых технологий, основанных на различных приемах ограничения притока попутно-добываемой воды и увеличения охвата воздействием.

1.2 Опыт применения различных технологий увеличения охвата воздействия на пласт истощенных месторождений

Как показывает практика, использование современных технологий при эксплуатации нефтяных месторождений позволяет спроектировать и достичь значение коэффициента охвата на уровне 0,70-0,85 д.ед. [38, 109, 110].

Этому способствует использование таких технологий, как бурение горизонтальных, многозабойных, многоствольных скважин, а также зарезка боковых горизонтальных стволов в сочетании МГРП, различными технологиями потокоотклоняющих и ограничения притока попутно добываемой воды и т.д.

Вышеприведенные технологии можно разделить на следующие четыре группы [38]:

1. Воздействие сеткой скважин:

- уплотнение сетки скважин;
- горизонтальные скважины;
- многозабойные и многоствольные скважины;
- боковые и боковые горизонтальные стволы.

2. Гидравлический разрыв пласта.

3. Гидродинамические методы воздействия.

4. Потокоотклоняющие технологии.

Первые две группы методов направлены, в основном, на вовлечение в разработку несвязанных зон прерывистых пластов. Две вторые направлены на увеличение эффективности охвата связанных, но неоднородных коллекторов [38].

Значительный вклад в развитие и совершенствование различных технологий повышения охвата воздействия на пласт внесли такие ученые-специалисты, как Алтунина Л.К., Бакиров И.М., Боксерман А.А., Бриллиант Л.С., Газизов А.Ш., Грачев С.И., Жданов С.А., Зарипов А.Т., Земцов Ю.В., Манапов Т.Ф., Мищенко И.Т., Мулявин С.Ф., Мухаметшин В.В., Мухаметшин В.Ш., Насыбуллин А.В., Овчинников В.П., Салимов О.В., Федоров К.М., Хакимзянов И.Н., Хасанов М.М., Хисамутдинов Н.И., Шандрыгин А.Н. и др.

Уплотнение сетки скважин в процессе разработки довольно широко использовалось на месторождениях практически всех нефтедобывающих регионов РФ. В большинстве случаев уплотняющее бурение оказалось эффективным. Эффективность данного способа воздействия на залежи нефти зависит от многих факторов, включая геологическое строение, неоднородности и прерывистости пластов, применяемая система разработки, вид и плотность сетки скважин, степень выработки пласта к началу осуществления уплотняющего бурения [38]. Достаточно высокую эффективность данная технология обеспечивает на месторождениях с редкой первоначальной сеткой скважин, при объединении большого количества

пластов в единый объект разработки. Тем не менее, уплотнение сетки скважин при наличии достоверной геологической основы и корректной оценки технологических показателей разработки является одним из эффективных способов увеличения охвата пластов истощенных нефтяных месторождений. Это подтверждается результатами работ [38, 42, 47, 50, 109, 110, 111].

Технологии горизонтального, многозабойного и многоствольного бурения на сегодняшний день могут рассматриваться как одними из основных инструментов увеличения охвата пластов воздействием, особенно в условиях высокой геологической неоднородности. Это основано на том, что данные технологии обеспечивает большую протяженность стволов в продуктивном пласте и существенную вскрытую поверхность пласта, чем вертикальное и наклонно-направленное бурение [109, 110]. Стоит отметить, что также за счет данных технологий может быть увеличен охват пластов в залежах с газовыми шапками и подошвенной водой, а также в карбонатных пластах, осложненных развитой системой естественных трещин [109, 110]. В залежах с обширными газонефтяными и водонефтяными зонами эффект от применения данных технологий определяется не только «геометрическим фактором» (т.е. вскрытием значительных объемов залежи), но и еще возможностью существенно уменьшить образование водяных и газовых конусов за счет снижения депрессии на пласт. В результате чего значительно повышается выработка запасов нефти из пласта, что особенно востребовано для водонефтяных, газонефтяных зон.

Использование данной технологии позволяет вовлечь в разработку низкопродуктивные части разреза пласта, которые, как правило, в большинстве случаев являются экономически непривлекательными при эксплуатации вертикальными и наклонно-направленными скважинами [109, 110].

Данный факт подтверждается работой И.Н. Хакимзянова [111], в которой представлены подходы к разработке нефтяных месторождений

Южно-Татарского свода (ЮТС) с использованием скважин с горизонтальным окончанием; показаны «основные принципы проектирования горизонтального ствола для условий месторождений Республики Татарстан» [111]; получена «зависимость начального дебита нефти от работающей длины горизонтального ствола» [111]; выявлено, что увеличение горизонтальной составляющей приводит к значительному росту дебита нефти [111].

В связи с этим, можно сделать вывод о том, что применение вышеуказанных технологий становится особенно актуальным для истощенных нефтяных месторождений, которые находятся в эксплуатации достаточно длительное время и характеризуются сложным геологическим строением. Это обусловлено тем, что при разработке таких объектов формируется сложная конфигурация остаточных запасов нефти, которые в основном сосредоточены в достаточно неоднородных и ухудшенных по ФЕС частях пласта.

Например, анализ открытых источников информации показывает, что за последние 4 года объемы эксплуатационного бурения в РФ поддерживаются на достаточно высоком уровне (Рисунок 1.3) [114]. Ежегодная общая протяженность новых пробуренных эксплуатационных скважин составляет около 28 000 км [114]. При этом только с января по июнь 2024 г. эксплуатационным бурением пройдено около 14 500 км [114]. Стоит отметить, что после 2021 г. наблюдается рост общего объема бурения порядка на 8-10 %. При этом более половины из общего объема приходится на горизонтальное бурение.

Вовлечение в разработку остаточных запасов нефти боковыми стволами достигается за счет двух факторов [38, 47, 109, 110]:

1. Отбор нефти из пропластков в обводненных зонах пластов непосредственно боковыми стволами, пробуренными в эти зоны.

2. Перераспределение потоков в пластах и вовлечение в процесс фильтрации остаточной нефти из застойных зон с отбором их в соседних скважинах.

Основными направлениями использования боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) являются [37, 38, 109, 110]:

- выработка остаточных запасов из целиков;
- восстановление (совершенствование) системы разработки;
- уплотнение сетки скважин;
- «газовые шапки и подошвенная вода»;
- низкопродуктивные зоны.

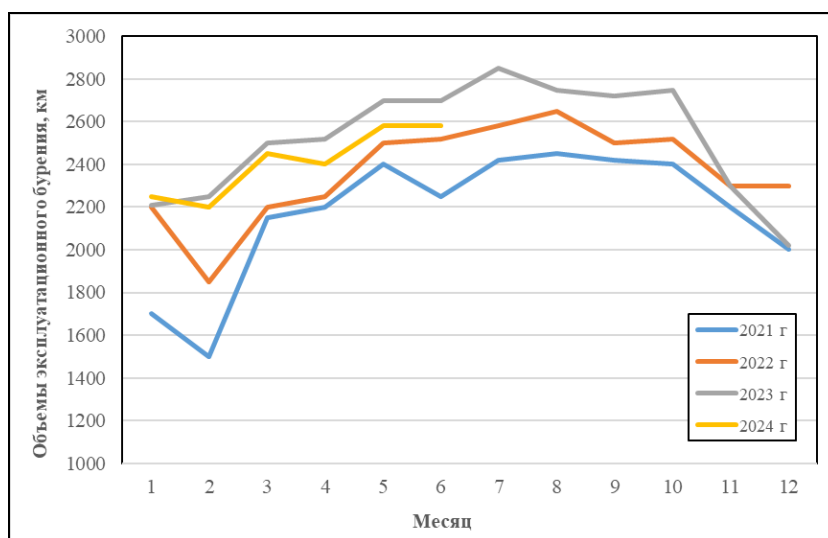


Рисунок 1.3 – Объемы эксплуатационного бурения в РФ за 2021-2024 гг. [114]

Таким образом, современный уровень и опыт бурения и эксплуатации боковых стволов показывает, что использование данной технологии (особенно с горизонтальным участком) является одним из наиболее эффективных способов увеличения коэффициента охвата пластов для различных геолого-промысловых условий залегания [37, 38, 109, 110].

Согласно прогнозам открытых источников информации, «основными регионами добычи и бурения до 2030 г. будут являться Западно-Сибирская и

Волго-Уральская нефтегазоносные провинции» [115]. Например, в 2022 г. в пределах двух этих провинций добыто порядка 77 % нефти и пробурено 72 % проходки от общей добычи и бурения по всей стране [115]. При этом, согласно прогнозу, «к 2030 г. объем проходки в этих регионах достигнет 80 % общего объема» [115]. Также, ввиду объема доли трудноизвлекаемых запасов возрастет на 85 % число горизонтальных скважин, которые позволяют выработать запасы этой категории [115].

Из Рисунка 1.3 видно, что показатели 2023-2024 гг. превышают показатели 2021-2022 гг., что обусловлено наращиванием ввода скважин [115]. Например, в 2023 г. Татнефть ввела на 200 скважин больше, чем в 2022 г., ЛУКОЙЛ – на 101, Роснефть – на 92 [115]. Одной из причин такого увеличения темпов бурения и ввода новых скважин является «истощение действующих скважин» [115]. Также, учитывая, что «доля ТрИЗ в структуре отечественной нефтегазодобычи с 2010 г. увеличилась примерно с 8 до 25 %» [115], то актуальным становится повышение эффективности таких используемых, как горизонтальных (ГС), многозабойных (МЗС), многоствольных (МСС) с проведением различных модификаций ГРП, ОПЗ и т.д. Однако, как показывает практика, для обеспечения соответствующей технологической эффективности рассматриваемых технологий воздействия необходима разработка и совершенствование методов локализации остаточных запасов нефти с использованием комплекса разномасштабных исследований.

Также согласно работам [109, 110] промышленное применение технологий бурения различных скважин сложной архитектуры, ГРП, МГРП является наиболее эффективной и позволяет в значительной мере обеспечить прирост текущего коэффициента нефтеизвлечения для неоднородных по геологическому строению объектов. Так, возможен прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) от 15-20 % [109, 110].

Стоит отметить, что из существующих в настоящее время методов воздействия на призабойную зону скважин, только технология ГРП при

определенной ориентации трещин способен наряду с увеличением продуктивности скважин обеспечить некоторое воздействие на отдаленные участки пласта, а также приобщить к разработке несколько пропластков с малой толщиной и ухудшенными ФЕС [109, 110].

В связи с этим существуют различные мнения о возможности использования данной технологии не только как метода интенсификации добычи, но и как способа увеличения охвата пласта воздействием [109, 110]. Так, если рассматривать в технологическом плане, то ГРП можно отнести к методам интенсификации притока и увеличения производительности скважин [109, 110]. При этом, в сильно неоднородных и прерывистых пластах при соответствующих размерах полудлин трещин возможно обеспечение дополнительного охвата пласта за счет подключения ранее недренируемых участков залежи (Рисунок 1.4) [109, 110].

Однако в определенных случаях тот же, так называемый массивированный или большеобъемный ГРП (с большой полудлиной трещины), может вызвать и уменьшение охвата пласта. Например, в случае рядной системы размещения скважин на залежи, ГРП с направлением трещин поперек рядов может привести к уменьшению латерального охвата пласта вследствие изменения направлений движения воды в области между рядами нагнетательных и добывающих скважин и преимущественным движением воды к концевым частям трещин. Для площадных систем заводнения, при соответствующей длине, трещина разрыва также может деформировать линии тока в элементе сетки.

При рассмотрении ГРП с технико-экономической точки зрения, данная технология, безусловно, способствует увеличению охвата пласта заводнением. Это связано с тем, что в этом случае появляется возможность размещения эксплуатационных скважин в зонах малых толщин и ухудшенных ФЕС, увеличения рентабельности срока эксплуатации скважин, а также достижения более высоких накопленных объемов добычи нефти по скважинам.

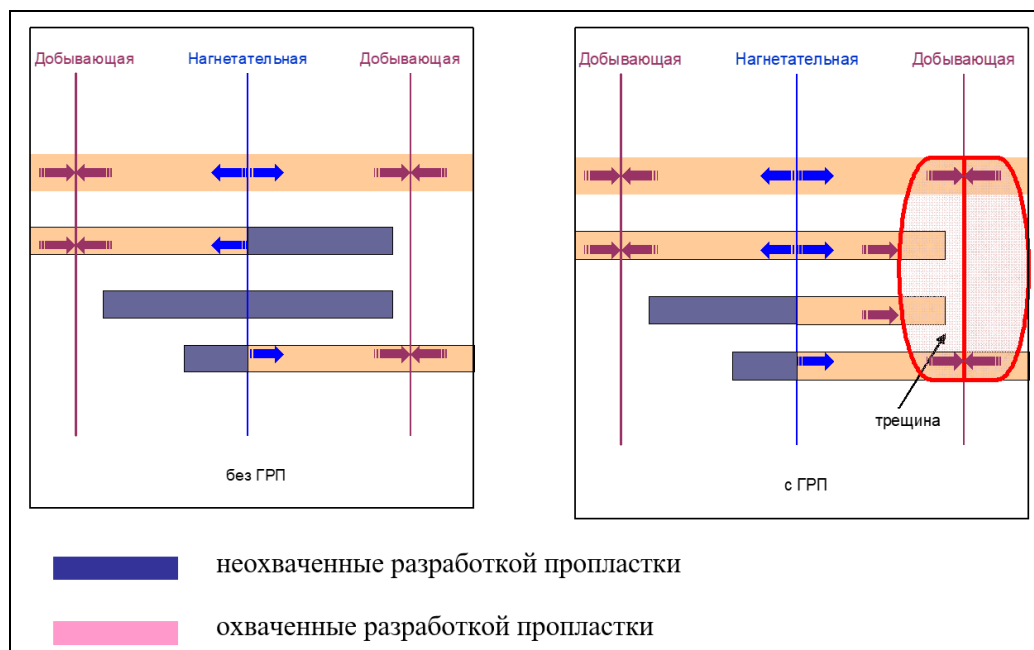


Рисунок 1.4 – Схема вовлечения в разработку неохваченных воздействием пропластков за счет ГРП [110]

Как правило, к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН) в РФ относятся методы воздействия на фильтрационные потоки в пластах за счет изменения технологических режимов работы скважин [38]. Так, в категорию гидродинамических МУН обычно входят:

- смена направлений фильтрационных потоков;
- циклическое изменение давления в пластах;
- форсированный отбор жидкости из скважин.

Каждый из трех указанных видов воздействия направлен на извлечение того или иного вида остаточной нефти из пластов: из застойных зон с начальной нефтенасыщенностью – целиков нефти; из низкопроницаемых зон пласта (или поровых матриц трещиновато-пористых пластов) [38, 72].

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения фильтрационной способности высокопроницаемых прослоев (вплоть до их блокирования) [38]. Данная технология направлена на выравнивание приемистости скважины по разрезу

пласта и создание равномерного фронта вытеснения для уменьшения прорывов воды в добывающие скважины [38]. Данные технологии активно используются в отечественной нефтедобывающей отрасли достаточно длительное время. В настоящее время практически 100 % методов химического заводнения связаны с потокоотклоняющими технологиями. Имеется более 100 разновидностей ПОТ, которые можно разделить на несколько групп по механизму воздействия на коллектор пласта и классифицировать по типу используемого агента [38, 47]. На отечественных нефтяных месторождениях выполнены десятки тысяч обработок скважин с использованием ПОТ [26, 27, 38, 47, 116, 117]. Анализ результатов использования ПОТ [38, 47] показывает, что величина их эффективности имеет широкий диапазон изменения. Особенно это характерно для истощенных нефтяных месторождений. Однако, согласно [38], ПОТ широко применяются и используются на таких месторождениях. Это связано с тем, что данные технологии обладают относительной простотой и низкими затратами на их реализацию. Однако в виду локальности воздействия данные технологии не дают таких же увеличений охвата воздействием на пласт как другие технологии. Для получения высоких эффектов ПОТ необходимо рассматривать в комплексе с другими подходами и технологиями, что особенно актуально для истощенных нефтяных месторождений.

1.3 Опыт применения специальных методов изучения пластовых систем для повышения выработки остаточных запасов

Как показывает практика, в некоторых случаях применение традиционных (общепринятых) подходов изучения пластовых систем не всегда дает возможность получить качественные результаты, которые позволили бы повысить выработку остаточных запасов нефти. Это в большинстве случаев связано с такими факторами, как геологические (неоднородный минералогический состав и ФЕС, сложная конфигурация

поверхности водонефтяного контакта (ВНК), различные размеры пор горных пород, неоднородные свойства пластовых флюидов и т.д.) и технологические (формирование сложной структуры остаточных запасов, низкая обеспеченность энергетического состояния пласта, применение единого фильтра при эксплуатации многопластовых объектов и т.д.).

В связи с этим актуальным становится вопрос разработки и применения специальных методов изучения пластовых систем. Например, к таким методам можно отнести такие подходы, как проведение лабораторных и геохимических исследований, изучение влияния геологической неоднородности на распределение подвижных запасов нефти, применение информационных технологий (машинное обучение, нейронные сети и т.д.).

Значительные результаты в этом направлении достигнуты такими учеными, как Андреев В.Е., Бахтизин Р.Н., Валиуллин Р.А., Гуськова И.А., Дзюбло А.Д., Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Закиров И.С., Закиров Э.С., Ибатуллин Р.Р., Индрупский И.М., Каневская Р.Д., Ковалева Л.А., Конторович А.Э., Котенев Ю.А., Махмутов А.А., Михайлов Н.Н., Муслимов Р.Х., Мухаметшин В.В., Мухаметшин В.Ш, Назарова Л.Н., Насыбуллин А.В., Нургалиев Д.К., Сахабутдинов Р.З., Силин М.А., Султанов Ш.Х., Хасанов М.М., Хисамов Р.С., Хусаинов В.М., Шарафутдинов В.Ф. и др.

Как уже было отмечено выше, к таковым исследованиям можно отнести геохимические исследования [118, 119]. На основе геохимических исследований добываемой жидкости появляется возможность определить источник ее поступления в скважины. В целом общие вопросы геохимического состава подземных флюидов рассмотрены такими учеными, как М.Г. Валяшко, И.К. Зайцева, А.М. Овчинникова, Г. Крейга и др. [120].

Можно отметить, что геохимические методы исследований являются прямыми методами исследований, т.к. исследуется добываемый флюид [121]. Для повышения степени применимости результатов этих исследований необходимым становится сопоставление с промысловыми данными. Это позволит выявить влияние (или его отсутствие) соседних эксплуатационных

скважин. Как показывает практика, результаты комплексных исследований позволяют подготовить конкретные рекомендации по нагнетательным скважинам для восстановления энергетического состояния объекта [121].

Таким образом, изучение геохимических свойств пластовых систем является достаточно актуальным и востребованным направлением, особенно для локализации остаточных запасов нефти истощенных нефтяных месторождений.

В работе [122] представлены методические подходы применения современных информационных технологий при изучении нефтяных месторождений. Показано, что использование машинного обучения и методов оптимизации позволяют сформировать оптимальные сценарии разработки и эффективную программу ГТМ. Это достигнуто за счет «приближенной оценки эффективности реализации большого числа сценариев разработки с использованием статистических прокси-моделей» [122]. В результате чего, выполнены автоматическое размещение проектных эксплуатационных скважин с учетом распределения и выработанности остаточных запасов нефти, оценка геологических рисков и рентабельности каждой скважины. Отмечено, что данный подход позволяет сформировать «рейтинг» проведения программы ГТМ. Также в данной работе [122] представлена «методика решения оптимизационной задачи для различных целевых функций и ограничений».

Авторами работы [123] представлены результаты специального изучения пластовых систем на основе автоматизированной обработки данных ГИС с использованием инструментов спектрального разложения. Показано, что применение такой информационной технологии позволяет значительно оптимизировать процесс выделения литолого-фациальных разностей для разбуренных месторождения с большим количеством фонда скважин. Результатом данного способа является выделение наиболее перспективных участков залежи для формирования адресной программы ГТМ.

В научном труде [124] приведены результаты использования «гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов». Объектом исследования являлись гранулярные коллекторы порового типа строения. Отмечено, что использование данного подхода изучения горных пород позволяет повысить достоверность прогноза фильтрационных характеристик пласта, продуктивности проектных скважин и оценки текущих подвижных запасов нефти.

В работе [125] показано, что для эффективного применения новых технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти необходимо проведение таких специальных исследований, направленных на изучение структуры порового пространства, физико-химических свойств пластовых флюидов и их изменение в пределах всего месторождения. В связи с этим для одного из месторождений ВУНГП проведены хроматографические исследования пластовых флюидов. Показано, что в результате проведения данных исследований детализированы свойства пластовых флюидов, а также изучены динамики состава подвижной части остаточных запасов. Это послужило новой геологической основой для формирования новых технологий воздействия на пласт, направленных на повышение выработки остаточных запасов истощенных месторождений.

В работах [126, 127] выполнены исследования влияния геологической неоднородности пластов по ФЕС на распределение подвижных запасов нефти с помощью проведения специальных исследований керна (электронный микроскоп). Показано, что дифференциация продуктивных пластов с использованием некоторых показателей неоднородности позволяет не только оценить распределение коллекторских свойств, но и подобрать оптимальные адресные технологии воздействия.

Для повышения достоверности и оценки локализации остаточных запасов нефтяных месторождений в межскважинном пространстве в работе [128] представлены результаты проведения гидродинамических методов исследования, как технология импульсно-кодowego гидропрослушивания.

Показано, что изучение межскважинных пространств позволяет детализировать геологическое строение объекта, выявить перспективные участки для уплотняющего бурения и вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы. Отмечено, что для повышения эффективности текущей системы разработки необходимо детальное изучение влияния сформированной системы поддержания пластового давления (ППД) на добывающие скважины.

Таким образом, разработка и использование специальных методов изучения пластовых систем, которые представляют из себя комплекс последовательных решений, является задачей актуальной и востребованной для современной нефтяной отрасли. Это связано с тем, что данные специальные подходы позволяют значительно повысить достоверность локализации остаточных запасов нефти и сформировать адресные и оптимальные технологии воздействия на пласт, что особенно важно для условий истощенных нефтяных месторождений.

Выводы к главе 1

В результате анализа современного состояния разработки истощенных месторождений ВУНГП, опыта применения различных технологий увеличения охвата воздействия на пласт и специальных методов изучения пластовых систем для повышения выработки остаточных запасов в данной диссертационной работе поставлены следующие научные задачи:

1. Обзор и анализ современного уровня научно-практического опыта в области повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений.
2. Формирование новых подходов построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей с учетом неоднородности геологического строения терригенных пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

3. Разработка методик и способов локализации остаточных запасов нефти истощенных месторождений на основе проведения специальных физико-химических методов исследований и нейросетевого моделирования.

4. Совершенствование технологии гидравлического разрыва глинизированных терригенных пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

5. Совершенствование технологии ПАВ-полимерного заводнения терригенных пластов бобриковского горизонта нижнего отдела каменноугольной системы.

6. Формирование комплексной технологии повышения выработки остаточных запасов высоковязкой нефти терригенных пластов нижнего отдела каменноугольной системы Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

7. Разработка новых теоретических и технологических инструментов оценки контроля за текущим состоянием разработки истощенных нефтяных месторождений.

8. Изучение перспектив применения интегрированного моделирования для повышения эффективности текущей системы разработки.

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСА РАЗНОМАСШТАБНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Геолого-промысловая характеристика

2.1.1 Геологическое строение

Объектом исследования являются терригенные отложения девона на ЮТС. Промышленная нефтеносность на ЮТС установлена в широком стратиграфическом диапазоне, начиная от отложений воробьевского горизонта живетского яруса девонской системы до шешминских отложений пермской системы [40, 129, 134, 161, 226]. Основными эксплуатационными объектами в отложениях терригенного девона на ЮТС являются залежи нефти пашийского (пласт D_1) и кыновского (пласт D_0) горизонтов франского яруса [12, 40, 129, 130, 132, 161, 226]. К наиболее крупным месторождениям по запасам нефти, сосредоточенным в отложениях кыновского и пашийского горизонтов терригенного девона на ЮТС, относятся Туймазинское, Ромашкинское, Шкаповское и др. Для изучения методов локализации остаточных запасов нефти в терригенных отложениях девона было выбрано одно из самых крупных месторождений на ЮТС. На дату изучения в отложениях кыновского и пашийского горизонтов установлено 86 залежей нефти, расположенных в пределах 21 площади (Рисунок 2.1). Границам площадей соответствуют разрежающие ряды нагнетательных скважин, пробуренных за период эксплуатации [161].

Отложения пласта D_1 пашийского горизонта представлены переслаиванием песчаных, алевролитовых, аргиллитовых разностей терригенных пород [12, 40, 129, 161, 226]. Песчано-алевролитовые прослои коллекторов характеризуются различными толщинами по разрезу,

прерывистым распространением по площади и имеют единую гидродинамическую связь (Рисунок 2.2) [12, 40, 129, 161]. На относительно небольших расстояниях зачастую наблюдается замещение продуктивных прослоев непроницаемыми глинисто-алевролитовыми, алеврито-глинистыми и аргиллито-алевролитовыми породами. Пласт D_1 пашийского горизонта состоит из 8 отдельных нефтеносных прослоев, сложенных мелко- и крупнозернистыми песчаниками, и алевролитами. Верхние пласты, обозначаемые как «а», «б₁», «б₂», «б₃» и «в» характеризуются линзовидным строением, иногда сливаются между собой и отделены аргиллитами от нижних «г₁», «г₂», «г₃» и «д», отличающихся площадным распространением. В целом пласт D_1 обладает высокой неоднородностью и расчлененностью коллекторов, многопластовостью с наличием многочисленных зон слияния и разделения коллекторов, а также значительными различиями гидродинамических характеристик из-за изменения фильтрационно-ёмкостных характеристик.

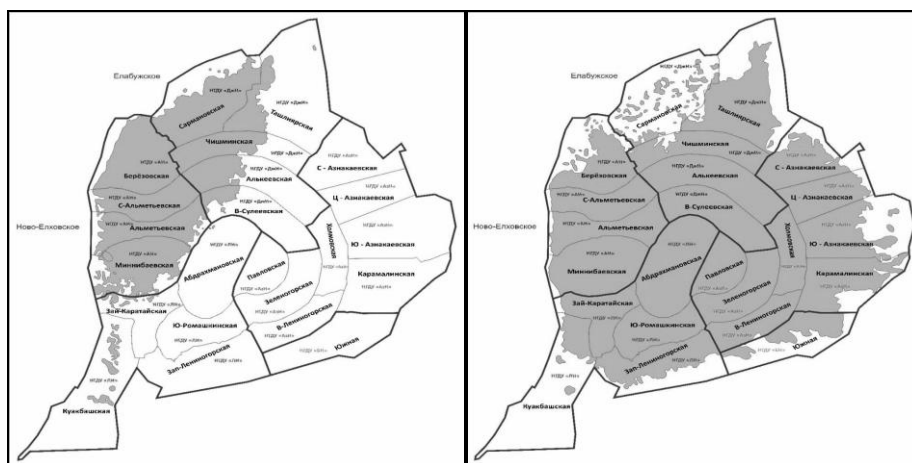
а) пласт D_0 б) пласт D_1

Рисунок 2.1 – Схема расположения залежей терригенного девона [129, 130, 132, 161]

Общая толщина пашийского горизонта в целом по месторождению составляет 36,2 м, изменяясь от 19,9 до 69,8 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,6 до 41,9 м, составляя в среднем 10,5 м.

Коэффициент песчаности продуктивной части разреза составляет 0,426 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,9 д.ед.

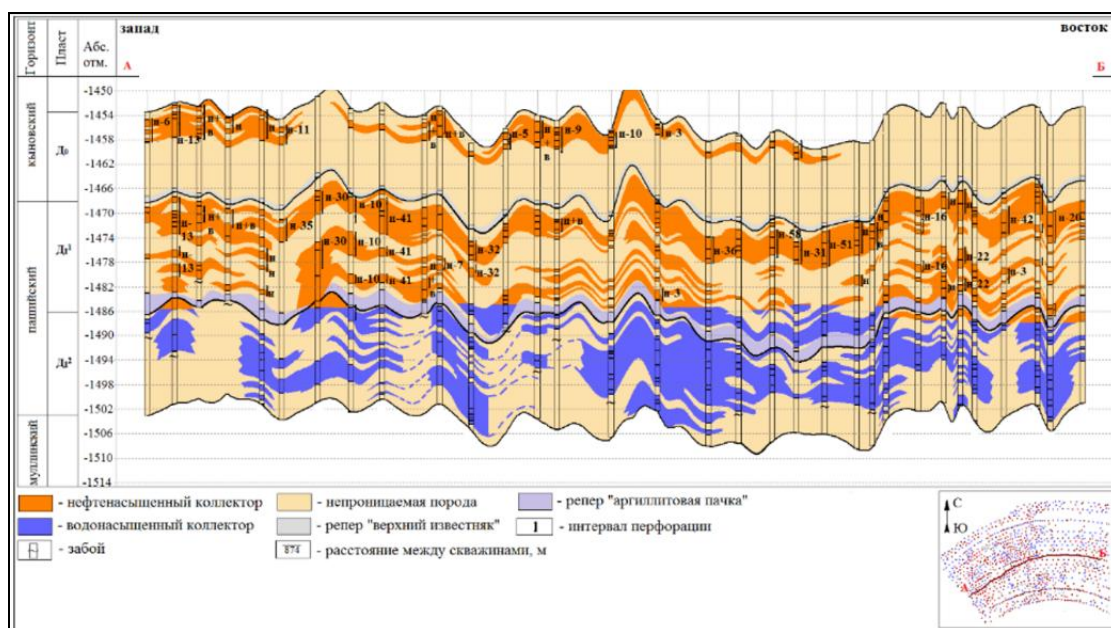


Рисунок 2.2 – Геологический разрез пластов D_0 и D_1

В северо-западной части месторождения отложения пласта D_0 кыновского горизонта сложены песчано-алевролитовыми породами. В восточной, южной и юго-восточной части – представлены пачкой плотных глинистых алевролитов.

Общая толщина кыновского горизонта в целом по месторождению составляет 25,0 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,1 м. Пласт D_0 достаточно однороден. В большинстве случаев представлен одним-двумя прослоями. Среднее значение коэффициента песчаности продуктивной части разреза составляет 0,901 д.ед., коэффициента расчлененности – 1,5 д.ед.

Таким образом, продуктивные пласты D_0 кыновского и D_1 пашийского горизонтов имеют сложное геологическое строение, т.к. характеризуются неоднородным литологическим составом, невыдержанностью толщин коллекторов и ФЕС по площади и разрезу, наличием литологических

замещений коллекторов непроницаемыми породами (Рисунок 2.2) [12, 40, 129, 161, 226].

2.1.2 Текущее состояние разработки и оценка ресурсного потенциала

Высокая степень изменчивости ФЕС коллекторов по разрезу и площади обуславливает некоторые сложности в определении распределения начальных геологических и извлекаемых запасов нефти [12, 13, 94, 226]. Из-за низкой достоверности определения запасов снижается эффективность процесса разработки месторождения [12, 13, 94]. В результате чего на объектах наблюдается высокая неравномерность выработки запасов, и остаточные извлекаемые запасы имеют разрозненное распределение в пределах залежи. Как правило, формируются зоны повышенной, средней и низкой плотности остаточных запасов. При этом значительная часть запасов повышенной плотности либо не охвачена разработкой, либо вырабатывается с заметно меньшими темпами.

С другой стороны, при оценке степени выработанности важно установить не только общий объем остаточных подвижных запасов, но и выделить площади сосредоточения невыработанных запасов, определить величину неохваченных запасов, а также исследовать причины и механизмы неравномерности выработки с последующей выдачей оптимальных геолого-технических мероприятий.

На одной из площадей изучаемого месторождения было выявлено, что накопленная добыча по некоторым пластам превышает величину утвержденных начальных извлекаемых запасов и степень выработки составляет 103,1 %. Однако, по распределению накопленных и текущих показателей разработки видно, что для пласта D_1 с обводненностью ниже 80 % работают 35 % эксплуатационных скважин (Рисунок 2.3), для пласта D_0 – 65 % эксплуатационных скважин (Рисунок 2.4). Все вышеперечисленное

обуславливает оперативный пересмотр и корректировку начальных извлекаемых запасов.

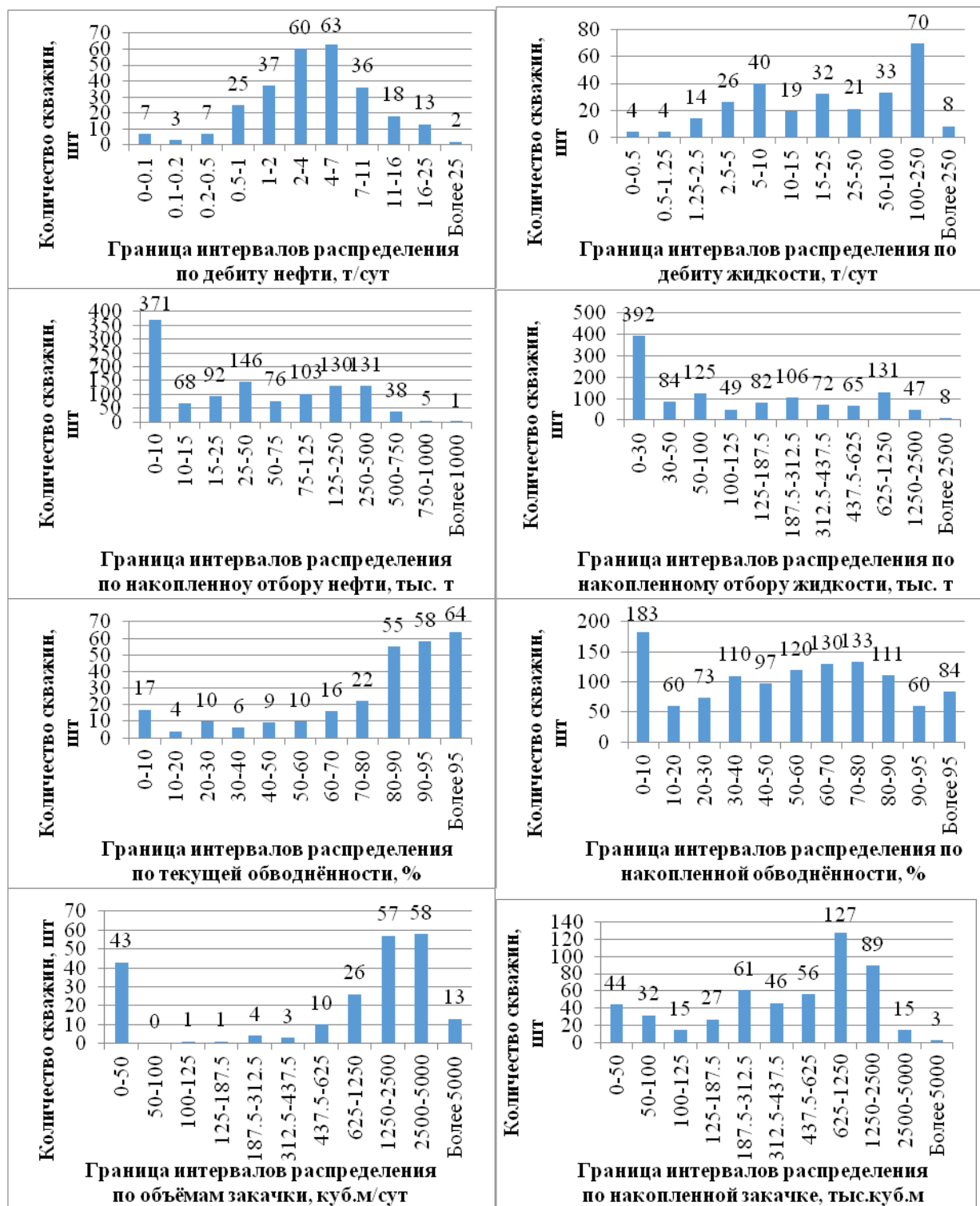


Рисунок 2.3 – Распределение накопленных и текущих показателей разработки пласта Д₁

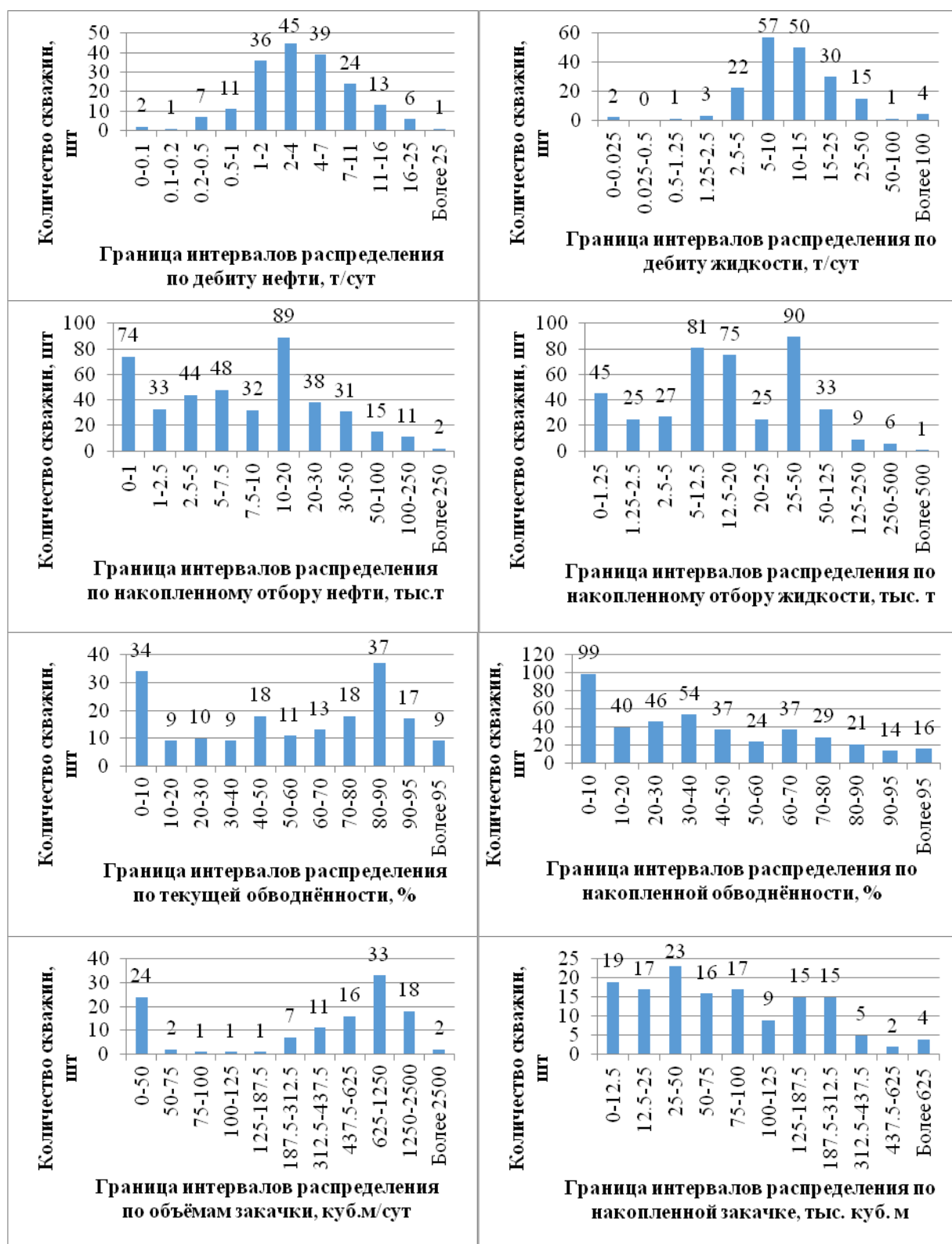


Рисунок 2.4 – Распределение накопленных и текущих показателей разработки пласта Д₀

С этой целью в данной работе была проведена оценка фактических отборов нефти по пластам Д₀ и Д₁. Оценка потенциальных начальных

извлекаемых запасов проводилась с использованием методики «ТатНИПИнефть», основанной на построении различных характеристик вытеснения. Суть данного подхода заключается в линейной экстраполяции образовавшихся зависимостей годовой добычи нефти от накопленного отбора. Так, для пласта Д₁ было выделено четыре временных промежутка (1960-1970, 1976-1979, 1988-1996 и 2008-2019 гг.) (Рисунок 2.5). Далее в пределах данных временных интервалов проведена экстраполяция трендовых кривых для определения линейных зависимостей годовой добычи нефти от относительного отбора. Таким образом, с помощью данного подхода появляется возможность определить потенциальные начальные извлекаемые запасы нефти.

Последний временный интервал (период разработки) описывается следующим уравнением линейного типа (2.1):

$$q_H = -0,1453(Q_H/Q_0) + 0,1626. \quad (2.1)$$

где q_H – годовая добыча нефти, млн т/год;

Q_H – накопленная добыча нефти млн т;

Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти (утвержденные), млн т.

На основе формулы (2.1) получено следующее соотношение (2.2):

$$Q_H/Q_0 = 0,1626/0,1453 = 1,1190. \quad (2.2)$$

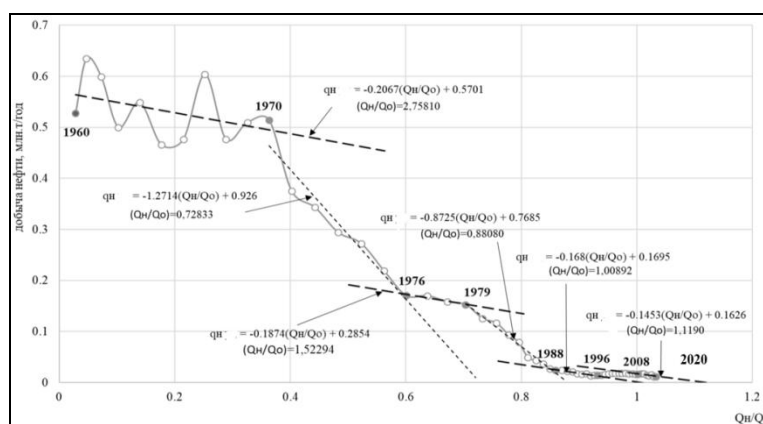


Рисунок 2.5 – Зависимость $q_H=f(Q_H/Q_0)$ по пласту Д₁

Согласно методике «ТатНИПИнефть», потенциальные извлекаемые запасы равны произведению утвержденных начальных извлекаемых запасов и относительного накопленного отбора. Таким образом, для пласта D_1 на основе нового полученного значения потенциальных извлекаемых запасов оценены значения КИН (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Потенциальные КИН по пласту D_1

	КИН
Ранее принятый	0,549
Новый результат	0,574
Изменение, %	+4,6

Аналогичные расчеты произведены для нахождения потенциальных начальных извлекаемых запасов совместно по пластам D_0 и D_1 (Таблица 2.2). Зависимость удельной добычи нефти от относительного отбора нефти приведена на Рисунке 2.6.

Таблица 2.2 – Потенциальные КИН по пластам D_0 и D_1

	КИН
Ранее принятый	0,548
Новый результат	0,568
Изменение, %	+3,7

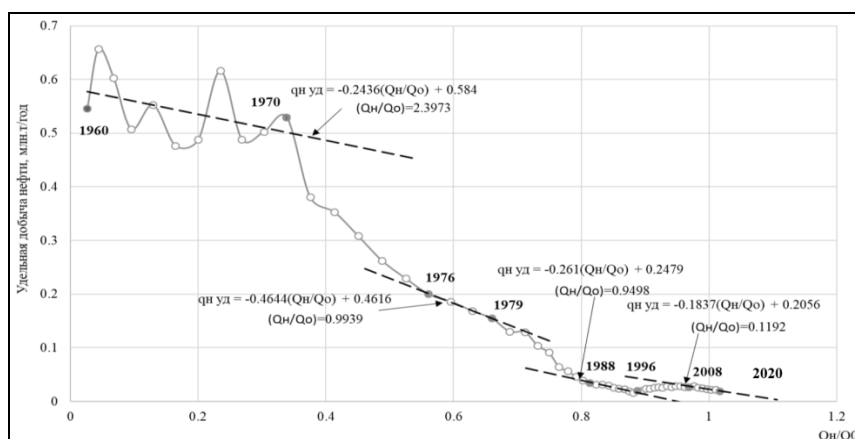


Рисунок 2.6 – Зависимость $q_{н.уд.} = f(Q_n/Q_0)$ по пласту $D_0 + D_1$

Зная суммарные потенциальные значения начальных извлекаемых запасов совместно по пластам D_0 и D_1 и отдельно по D_1 получены следующие результаты для пласта D_0 (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Потенциальные КИН по пласту D_0

	КИН
Ранее принятый	0,532
Новый результат	0,585
Изменение, %	+9,9

Таким образом, выявлено, что значение утвержденных начальных извлекаемых запасов ниже, чем у потенциально возможных начальных извлекаемых запасов. Предполагается, что это может быть связано с совершенствованием технологий эксплуатации, которые позволяют вовлечь в процесс разработки пропластки с низкими значениями ФЕС.

В связи с этим в пределах данного объекта исследования наблюдаются отклонения фактических и прогнозных технологических показателей разработки. Поэтому для данного объекта необходимо детальное изучение геологического строения с обобщением всего набора геолого-промысловой информации.

2.2 Локализация остаточных запасов нефти с использованием трехмерного геолого-гидродинамического моделирования

Построение трехмерных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) является неотъемлемой частью при проведении работ по подсчету запасов и проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений [4, 7, 81, 86, 94]. Использование результатов трехмерного моделирования позволяет более эффективно провести анализ текущего состояния разработки и выработки запасов нефти, оценить распределение и зоны локализации остаточных подвижных и извлекаемых запасов нефти и т.д. [86, 89, 90]. Все

вышеперечисленное позволяет на практике значительно увеличить адресность формируемых ГТМ и МУН [4, 94].

2.2.1 Уточнение петрофизической модели

В предыдущем разделе 2.1 показано, что в пределах пластов D_0 и D_1 есть несовпадения (отклонения) принятых значений запасов нефти с фактическими технологическими показателями разработки. Учитывая то, что по всем изучаемым объектам наблюдается увеличение КИН, для достоверного определения начальных геологических и извлекаемых запасов нефти было принято решение уточнить петрофизическую модель.

Физико-литологические свойства пород кыновского и пашийского горизонтов рассматриваемой площади изучены по 1423 образцам керна, отобранных из 101 скважины. На образцах керна изучены ФЕС пород продуктивных горизонтов, выполнен анализ карбонатности пород, минералогического состава и гранулометрии. Как уже упоминалось ранее, продуктивные отложения терригенной толщи девона в пределах изучаемых пластов представлены переслаивающимися песчаными и песчано-алевролитовыми породами. Описание керна и ГИС позволяет охарактеризовать тип коллектора как поровый. По шлифам одной из скважин кыновский и пашийский горизонты представлены песчаниками кварцевыми мелко-среднезернистыми, неравномерно глинистыми и алевролитистыми песчаниками, песчанистыми и крупнозернистыми алевролитами (Рисунок 2.7, Таблица 2.4). Породы также в незначительной мере являются карбонатными, содержание кальцита в пласте составляет около 1 % (Рисунок 2.8).

В целом по данным гранулометрического анализа в породах кыновского и пашийского горизонтов существенно преобладают мелкозернистые песчаники (0,25-0,1) – 27,3 % и 50,2 % с подчиненным количеством среднезернистого песчаника (>0,25) – 4,8 % и 5,3 %.

Крупнозернистый песчаник отсутствует. Содержание глинистой фракции незначительное – 8,8 % и 3,6 %. На долю крупнозернистого алевролита (0,1-0,05) в среднем приходится 43,1 % и 30,4 %, на мелкозернистые алевролиты (0,05-0,01) – 15,9 % и 10,5 % соответственно.



Рисунок 2.7 – Фрагмент шлифа пласта Д₁

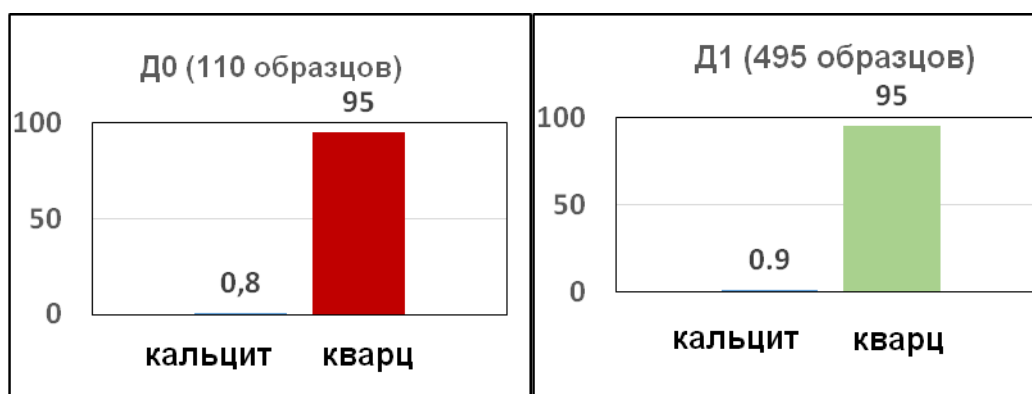


Рисунок 2.8 – Исследование минералогического состава

Таблица 2.4 – Фрагмент результатов описания керна и шлама

Горизонт	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Вынос, м	Вынос, %	Толщина слоя, м	Литологическое описание
Д ₁	1750-1756	6.00	0.70	11.60	0.70	Алевролит сильно глинистый, серый.
Д ₁	1756-1762	6.00	1.40	23.00	1.40	Алевролит светло-серый. В начале интервала алевролит песчаный.
Д ₁	1762-1769	7.00	0.40	5.70	0.40	Песчаник мелкозернистый, кварцевый, нефтенасыщенный .
Д ₁	1769-1775	6.00	2.00	33.00	1.40	Песчаник аналогичный вышеописанному.
Д ₁	1774-1781	7.00	3.50	50.00	3.50	Алевролит светло-серый, прослоями слабоглинистый.

Результаты данных лабораторных исследований использованы при обосновании граничных значений пористости и проницаемости. В качестве исходных послужили образцы керна, которые охарактеризованы капилляриметрическими экспериментами методом центрифугирования и полупроницаемой мембраны. Для разделения нефтенасыщенных пород на коллекторы и неколлекторы, а также обоснования нижних граничных значений использована методика, предложенная в работе [133]. Согласно данной методике, граничное значение коэффициента пористости для выделения коллекторов кыновского и пашийского горизонтов составляет 7,0 %, граничное значение коэффициента проницаемости – 1×10^{-3} мкм² (1 мД) (Рисунок 2.9). До этого принятое граничное значение пористости составляло 11,0 % и проницаемости – $13,4 \times 10^{-3}$ мкм².

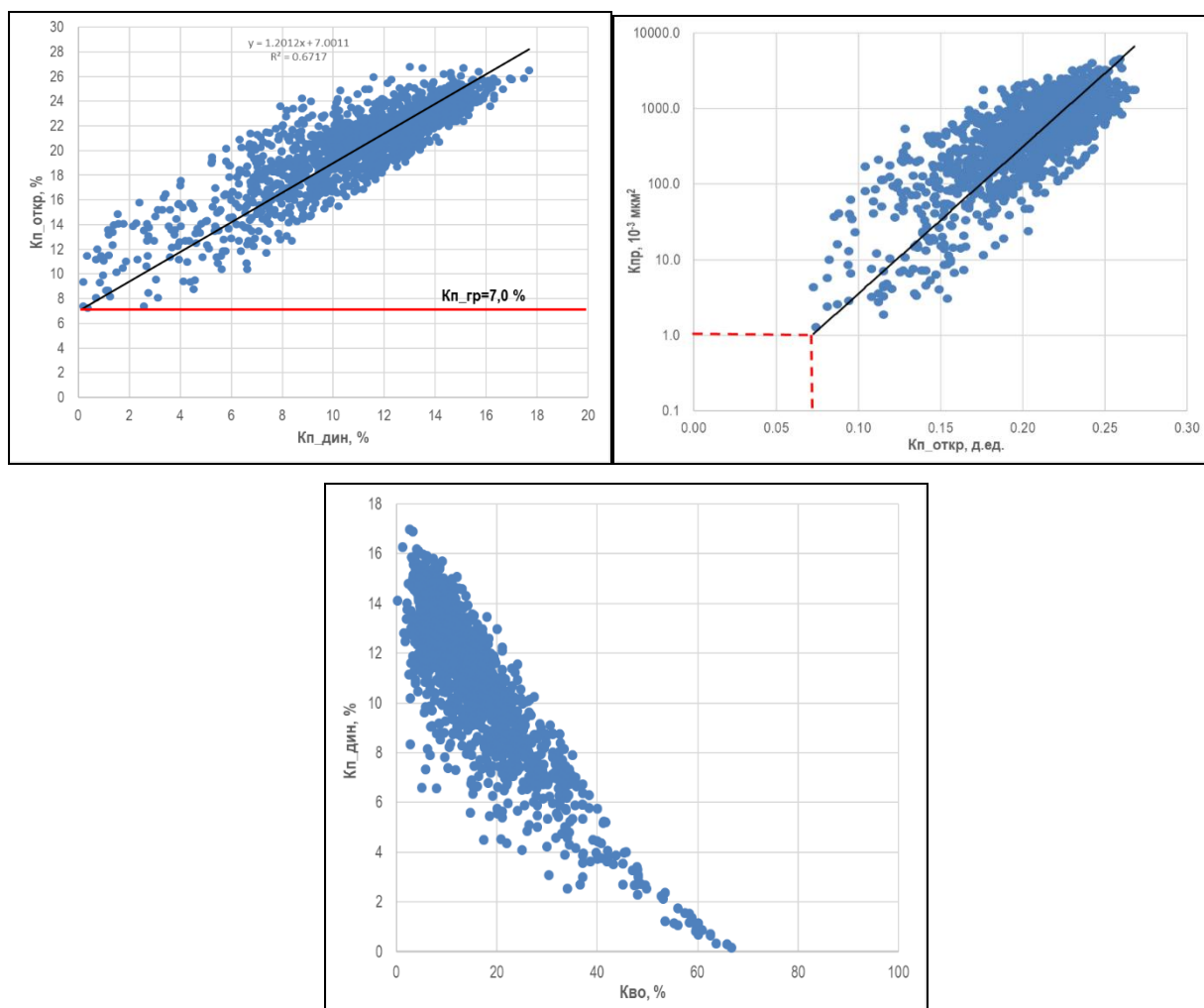


Рисунок 2.9 – Зависимости для обоснования граничных значений

Также для определения нижнего граничного значения коэффициента пористости были построены кумулятивные распределения, показанные на Рисунке 2.10. Из данного Рисунка 2.10 также видно, что граничное значение коэффициента пористости составляет 7,0 %.

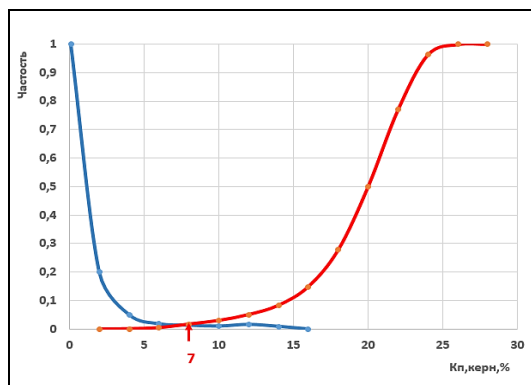


Рисунок 2.10 – Кумулятивные распределения

Изменение граничного значения пористости по сравнению с ранее принятым значением возможно объяснить следующим образом. Во-первых, использование остаточной водонасыщенности $K_{во}$ для расчета динамической пористости $K_{пдин}$ (ранее использовался коэффициент водоудерживающей способности $K_{вс}$); во-вторых, непрерывный отбор керна при бурении в процессе эксплуатации объектов позволил в полной мере охватить все типы коллекторов; в-третьих, в результате совершенствования технологий разработки (бурение ГС, МГРП и др.) удалось вовлечь в процесс эксплуатации пропластков с более низкими значениями ФЕС.

Для подтверждения полученного граничного значения коэффициента пористости (7,0 %) проанализированы результаты следующих геолого-промысловых исследований.

Например, в одной из скважин по результатам интерпретации материалов ГИС с использованием новой петрофизической модели выделен нефтенасыщенный пропласток в кровельной части пласта Д₁ пашийского горизонта. При последующем вскрытии данного «нового» пропластка получен приток нефти дебитом 9,9 т/сут (Рисунок 2.11). В другой скважине

также в кровельной части пласта D_1 пашийского горизонта выделен нефтенасыщенный пропласток, при опробовании которого получен промышленный приток нефти дебитом 9,0 т/сут (Рисунок 2.12).

В пределах кыновского горизонта с использованием новой петрофизической модели также выделены нефтенасыщенные пропластки, при вскрытии которых получен приток нефти дебитом 20 т/сут (Рисунок 2.13).

Таким образом, принятое граничное значение коэффициента пористости (7,0 %) подтверждается результатами фактических геолого-промысловых исследований.

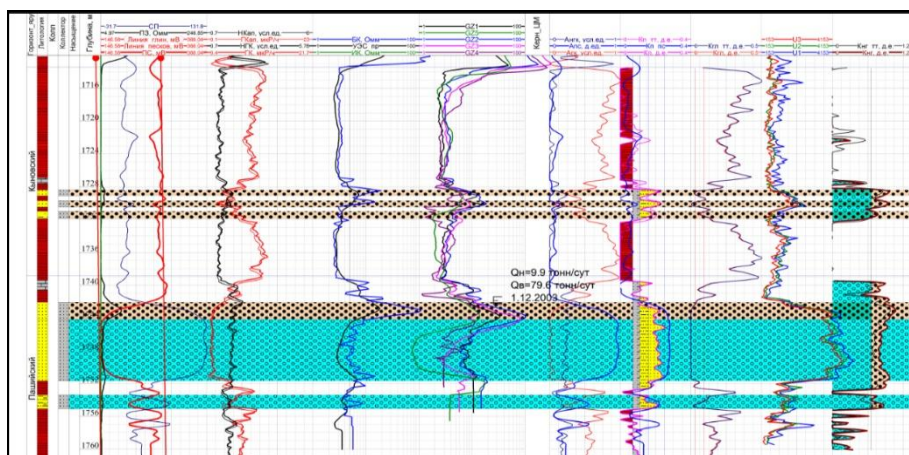


Рисунок 2.11 – Планшет скважины на основе новой петрофизической модели
(скважина XXXX)

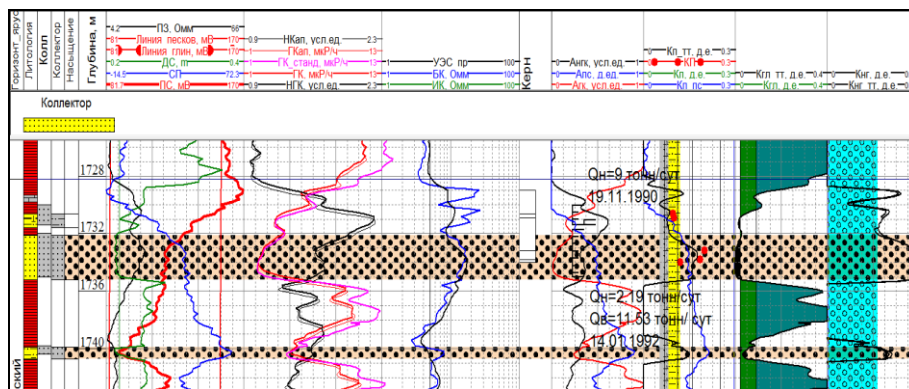


Рисунок 2.12 – Планшет скважины на основе новой петрофизической модели
(скважина YYYYY)

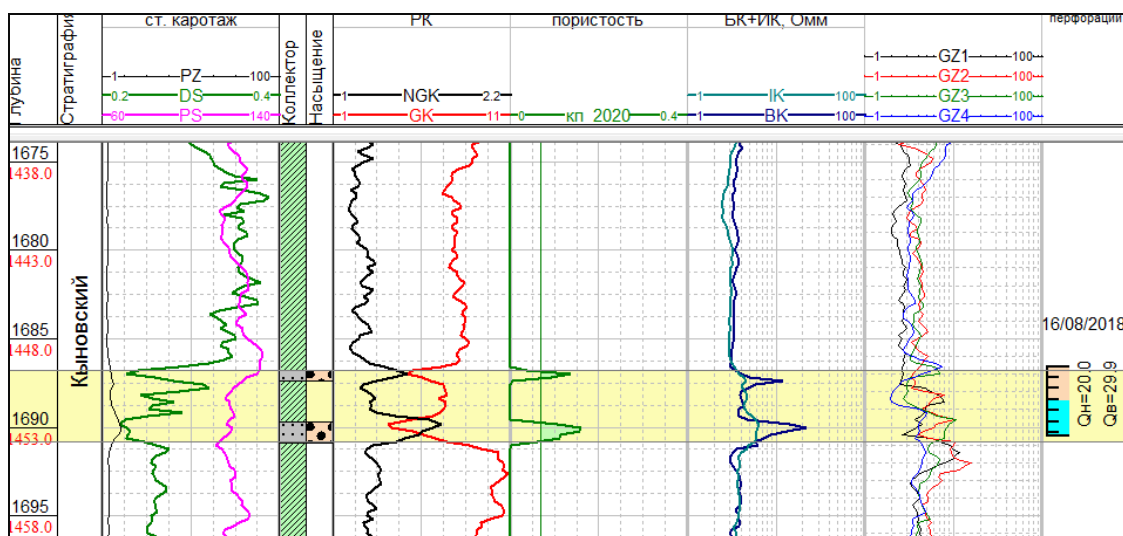


Рисунок 2.13 – Планшет скважины на основе новой петрофизической модели (скважина ZZZZ)

2.2.2 Построение трехмерной модели и оценка распределения остаточных запасов нефти

В результате уточнения петрофизической модели принято новое граничное значение пористости, используемое при выделении коллекторов по данным ГИС. Следовательно, появилась необходимость в обновлении и создании новой трехмерной геолого-гидродинамической модели с учетом данного изменения. Построение трехмерной модели с учетом обновленной петрофизической модели позволит более достоверно оценить распределение ФЕС в межскважинном пространстве и, соответственно, выявить (локализовать) зоны остаточных запасов нефти при адаптации (настройки) фильтрационной модели на историю разработки. Как известно, «процесс настройки в наибольшей степени проводят корректировкой куба проницаемости, так как проницаемость горных пород определяется недостаточно точно в скважинах по данным каротажа и уточняется результатами гидродинамических моделей» [7, 89, 90, 157, 220].

В связи с этим зачастую на практике появляется актуальность построения более достоверного куба проницаемости, который максимально

учитывает всю сложность геологического строения и позволяет значительно упростить процесс адаптации ГДМ [4, 7, 94, 86, 89, 90, 157, 220].

Анализ результатов лабораторных исследований керна выбранного объекта исследования показал, что изучаемые отложения имеют достаточно сложное строение. Данная сложность обусловлена неоднородным минералогическим составом, гранулометрическими свойствами и т.д. Эти факторы во многом определяют структуру порового пространства и, соответственно, режимы течения фильтрационных потоков в пласте [13, 18, 56].

В связи с этим при построении куба проницаемости было принято решение дополнительно использовать параметр *FZI* (*Flow Zone Indicator*) и коэффициенты глинистости ($K_{г\text{л}}$, $\eta_{г\text{л}}$). Параметр *FZI* – это индикатор гидравлического типа коллектора, который «определяется как представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемы отличны от других типов коллекторов» [157, 158, 159, 160]. Также использование данных параметров «позволяет в разрезе продуктивных пластов выделить и классифицировать породы со схожими характеристиками порового пространства» [157, 158, 159, 160].

Использование данного подхода также обусловлено тем, что по результатам лабораторных исследований керна наблюдается достаточно низкая корреляционная связь между коэффициентами проницаемости и пористости (Рисунок 2.14). При этом обычно на практике на основе данной корреляционной зависимости осуществляют построение куба проницаемости $K_{пр}$ через куб пористости $K_{п}$ (в данном случае) по формуле (2.3):

$$K_{пр} = 0,938 * e^{29.826K_{п}}. \quad (2.3)$$

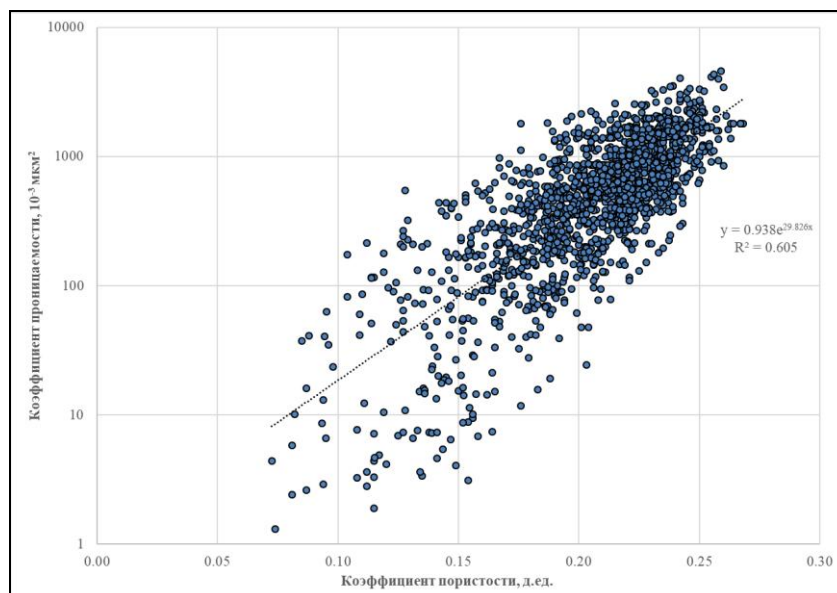


Рисунок 2.14 – Корреляционная зависимость коэффициентов проницаемости и пористости [220]

Результаты построения куба проницаемости, основанные на данном (традиционном) подходе, будут характеризоваться значительными погрешностями и неточностями, т.к. распределение коэффициента проницаемости в пределах пласта будет иметь сглаженный вид без учета разброса результатов лабораторных исследований (Рисунок 2.15) [157, 158, 159, 160].

Так, при изучении данного объекта был использован подход, приведенный в работе [157]. В результате чего, в пределах изучаемых продуктивных отложений выделено четыре условные группы коллекторов (Рисунок 2.16, Таблица 2.5), характеризующихся определенными диапазонами изменений геологических свойств. Далее для каждой условной группы коллекторов построена собственная корреляционная зависимость коэффициентов проницаемости и пористости (Рисунок 2.17).

При сопоставлении Рисунков 2.14 и 2.17 видно, что дифференциация изучаемых отложений на четыре условные группы позволила получить новые корреляционные зависимости коэффициентов проницаемости и пористости, которые имеют малый разброс экспериментальных данных.

Следовательно, при определении пространственной ориентации каждой из выделенных групп коллекторов в пределах изучаемых пластов появится возможность более точно спрогнозировать распределение фильтрационных свойств при построении ГГДМ [220].

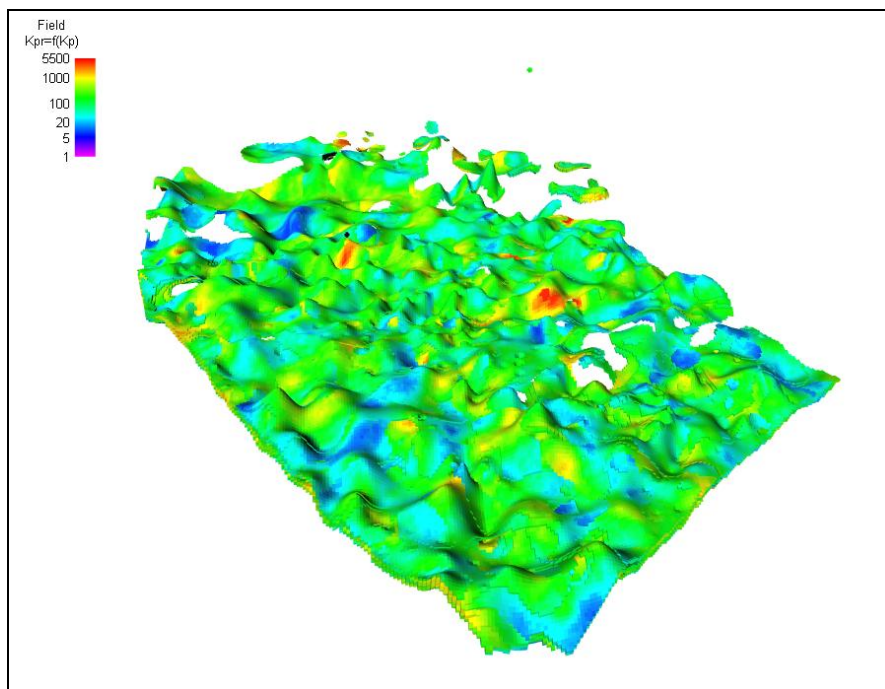


Рисунок 2.15 – Куб проницаемости, построенный традиционным способом

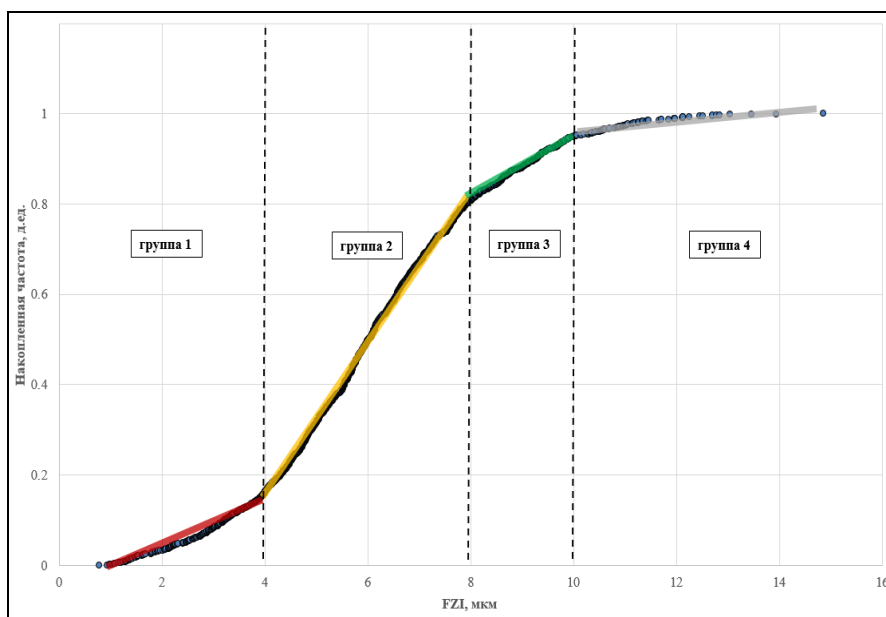


Рисунок 2.16 – Выделение различных групп коллекторов

Таблица 2.5 – Группы коллекторов

Группа	K_p , д.ед.	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Min FZI, мкм	Max FZI, мкм	$K_{гп}$, %
1	0,176	95,3	0,774	4,000	6,1
2	0,209	607,2	4,000	8,000	1,8
3	0,215	1408,4	8,000	10,000	0,4
4	0,221	2045,2	10,000	14,848	0,2

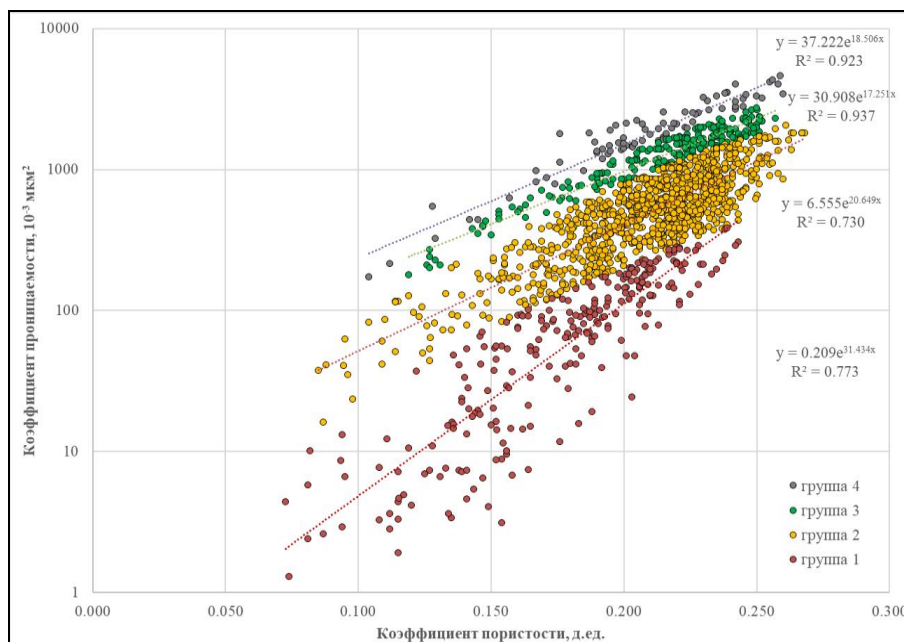


Рисунок 2.17 – Корреляционная зависимость коэффициентов проницаемости и пористости для различных групп коллекторов

Одним из способов определения пространственной ориентации является использование результатов обобщения лабораторных исследований керна. Согласно работе [161], зависимость параметра FZI от относительной глинистости $\eta_{гп}$ описывается формулой (2.4):

$$FZI = 0.3882 - 0.2101 * \ln(\eta_{гп}). \quad (2.4)$$

Так, на основе коэффициента относительной глинистости $\eta_{гп}$ появляется возможность построения куба распределения различных групп коллекторов, которые выделены с помощью параметра FZI [220].

Обобщая вышеизложенное, в данном пункте предлагается новая методика моделирования куба проницаемости, которая описывается следующей последовательностью действий [220]:

1. Строится куб пористости $K_{\text{п}}$ с использованием данных результатов интерпретации ГИС (РИГИС).

2. Строится куб объемной глинистости $K_{\text{гл}}$ с использованием данных РИГИС.

3. Рассчитывается куб относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$ с использованием кубов объемной глинистости $K_{\text{гл}}$ (п.3) и пористости $K_{\text{п}}$ (п.1) по формуле (2.5):

$$\eta_{\text{гл}} = \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}}. \quad (2.5)$$

4. Рассчитывается куб FZI через куб относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$ (п.3) по формуле (2.6):

$$FZI = 0.3882 - 0.2101 * \ln (\eta_{\text{гл}}). \quad (2.6)$$

5. Рассчитывается окончательной куб проницаемости $K_{\text{пр}}$ для различных диапазонов изменения FZI по следующей системе уравнений (2.7)-(2.10):

$$K_{\text{пр}} = 0,209 * e^{31.434K_{\text{п}}} \text{ при } 0 < FZI \leq 4, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{пр}} = 6,555 * e^{20.649K_{\text{п}}} \text{ при } 4 < FZI \leq 8, \quad (2.8)$$

$$K_{\text{пр}} = 30,908 * e^{17.251K_{\text{п}}} \text{ при } 8 < FZI \leq 10, \quad (2.9)$$

$$K_{\text{пр}} = 37,222 * e^{18.506K_{\text{п}}} \text{ при } 10 < FZI. \quad (2.10)$$

Результат использования данного подхода по одному из участков залежи выбранного объекта исследования показан на Рисунке 2.18 [220].

При сопоставлении двух способов построения куба проницаемости (первый – это традиционный, согласно формуле (2.3); второй – предложенный на основе системы уравнений (2.7)-(2.10)) было получено, что уточнилось не только распределение коэффициента проницаемости в пределах изучаемого объема, но и увеличилось среднее значение с 253,6 до 421,9 мД (Рисунок 2.19).

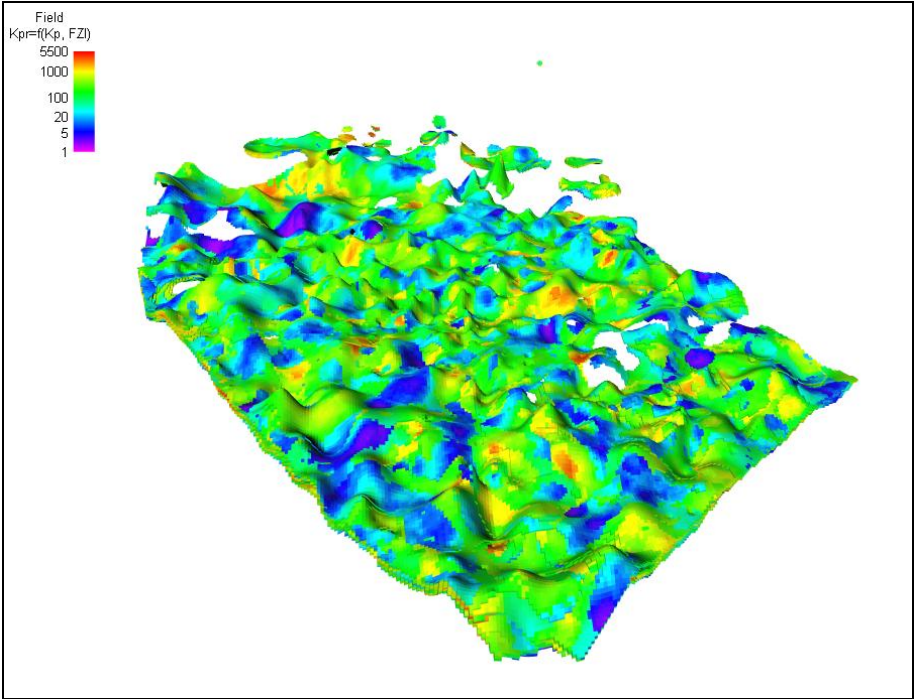


Рисунок 2.18 – Куб проницаемости, построенный по предложенному способу [220]

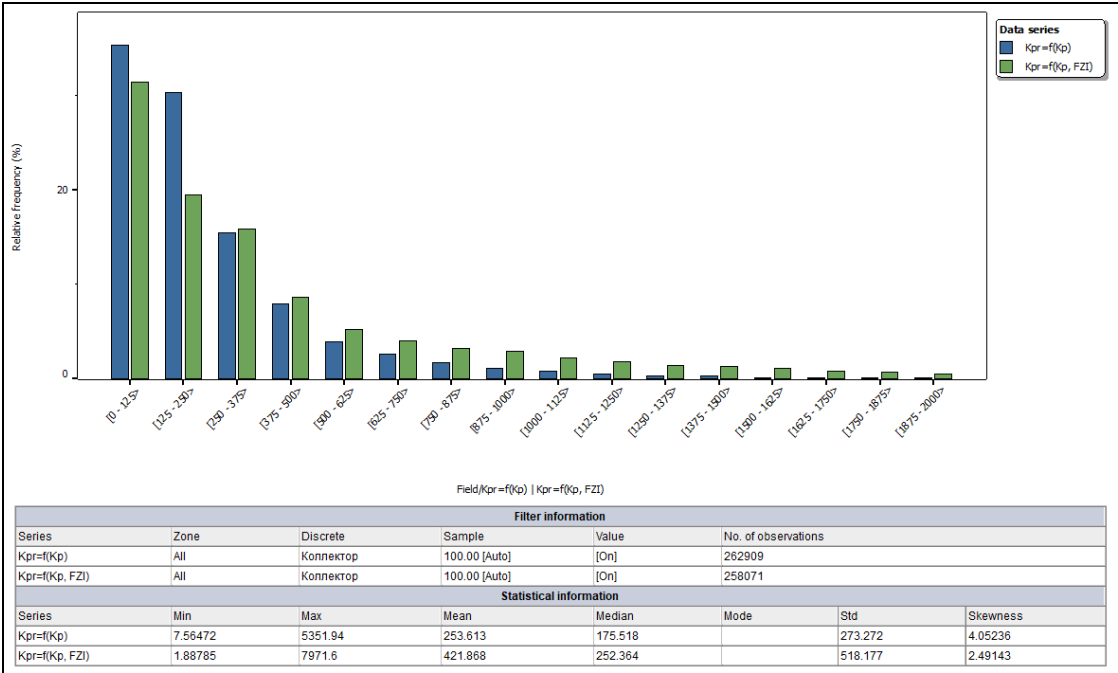


Рисунок 2.19 – Сопоставление двух способов построения куба проницаемости [220]

Для подтверждения полученного результата были проанализированы фактические исторические данные. В результате первой итерации (прогонки)

гидродинамических моделей, построенных по традиционному и предложенному способам моделирования куба проницаемости, были получены следующие результаты (Рисунок 2.20). Как видно из данного рисунка, при использовании нового способа моделирования куба проницаемости наблюдается лучшая сходимость с историческими данными по разработке изучаемого объекта [220].

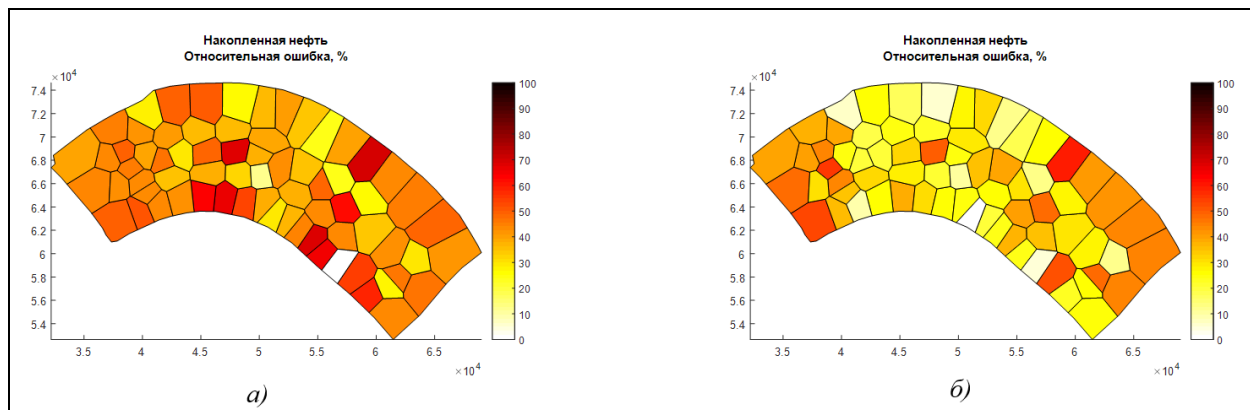


Рисунок 2.20 – Результаты адаптации ГДМ, построенных по традиционному (а) и новому (б) способам моделирования куба проницаемости [220]

Данный подход был использован при построении ГГДМ объекта исследования. По результатам адаптации трехмерной модели был проведен детальный анализ текущего состояния разработки и выработки запасов по состоянию на дату изучения. В результате чего в пределах одного из участков залежи пласта D_0 выделены три условные области локального распределения (сосредоточения) запасов [220]:

- повышенной плотности остаточных запасов (более $0,3 \text{ т/м}^2$);
- средней плотности остаточных запасов (от $0,1$ до $0,3 \text{ т/м}^2$);
- низкой плотности остаточных запасов (менее $0,1 \text{ т/м}^2$).

При этом значительная площадь (около 97 %) приурочена к плотности запасов менее $0,3 \text{ т/м}^2$. Также незначительные объемы добычи и закачки воды в пределах повышенной плотности запасов свидетельствуют о низком (слабом) характере выработки запасов нефти. Так, доля добычи нефти

скважин в области повышенных запасов в общем объеме добытой нефти составляет около 9,6 % (Рисунок 2.21). Доля закачки воды при этом составляет 1,3 %. При этом незначительные по площади участки содержат около 9,1 % остаточных запасов нефти (Рисунок 2.22) [220].

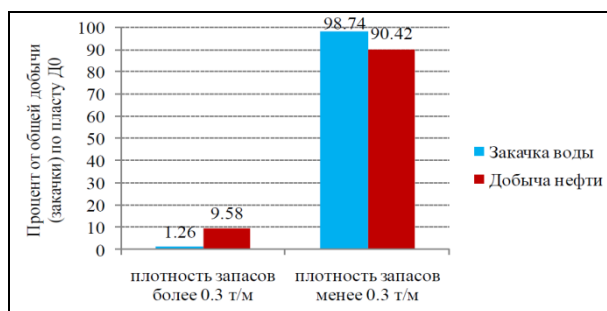


Рисунок 2.21 – Распределение добычи и закачки по величине плотности остаточных подвижных запасов нефти (D_0) [220]

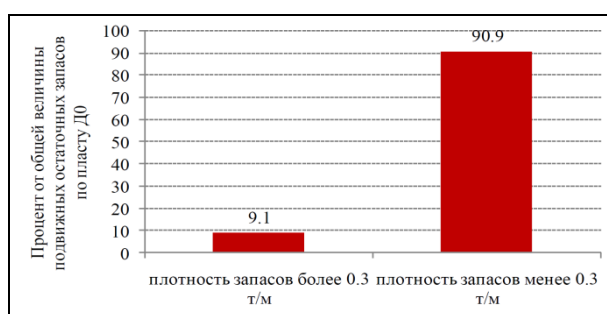


Рисунок 2.22 – Распределение остаточных запасов по величине плотности остаточных подвижных запасов нефти (D_0) [220]

Таким образом, в пределах наблюдаемого участка залежи пласта D_0 около 25 % остаточных запасов сосредоточены в областях повышенной плотности, которые удалось локализовать (выделить) в результате построения ГГДМ с использованием предложенных подходов. На основе данной локализации (выделения) участков сосредоточения запасов повышенной плотности возможно формирование эффективной программы ГТМ для дальнейшей довыработки запасов.

Такой же анализ был проведен и для участка залежи пласта Д₁. В пределах данного участка залежи также выделяются три условные области локального распределения (сосредоточения) запасов (Рисунок 2.23) [220]:

- повышенной плотности остаточных запасов (более 0,8 т/м²);
- средней плотности остаточных запасов (от 0,4 до 0,8 т/м²);
- низкой плотности остаточных запасов (менее 0,4 т/м²).

При этом значительная площадь (около 96 %) приурочена к плотности запасов менее 0,8 т/м². Также незначительные объемы добычи и закачки воды в пределах повышенной плотности запасов свидетельствует о низком (слабом) характере выработки запасов нефти. Так, доля добычи нефти скважин в области повышенных запасов в общем объеме добытой нефти составляет около 3,2 % (Рисунок 2.24). При этом доля закачки воды составляет 1,7 %, а незначительные по площади участки содержат около 25,2 % остаточных запасов нефти (Рисунок 2.25) [220].

Таким образом, использование нового подхода моделирования куба проницаемости позволит улучшить эффективность планирования и формирования программы ГТМ за счет повышения достоверности прогноза распределения остаточных запасов нефти на основе ГГДМ [220].

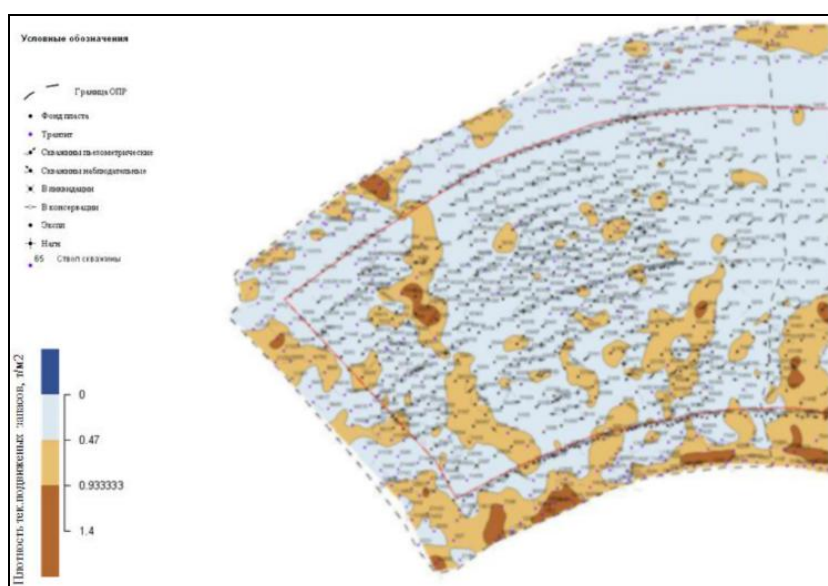


Рисунок 2.23 – Карта остаточных подвижных запасов нефти по пласту Д₁ [220]

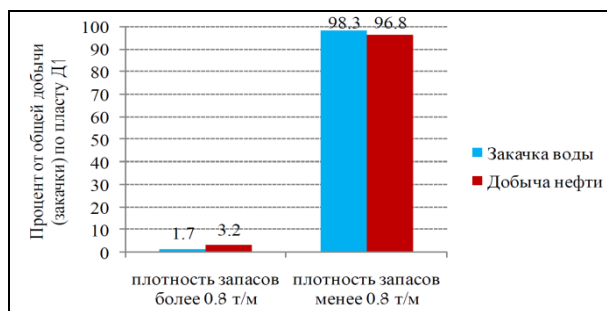


Рисунок 2.24 – Распределение добычи нефти и закачки воды по величине плотности остаточных подвижных запасов нефти (D_1) [220]



Рисунок 2.25 – Распределение остаточных запасов по величине плотности остаточных подвижных запасов нефти (D_1) [220]

2.3 Локализация остаточных запасов нефти с использованием специальных физико-химических методов исследований

Построение и адаптация трехмерной ГГДМ, которая будет в достаточной степени учитывать всю неоднородность геологического строения и отображать все особенности процесса разработки и эксплуатации, является достаточно рутинной, длительной и трудоемкой процедурой. К тому же при создании трехмерной модели необходима качественная исходная геолого-промысловая информация, которая обладает достаточно высокой степенью достоверности. Для этого необходимо не только постоянное проведение геолого-промысловых исследований, но и разработка соответствующего методического обеспечения обработки получаемых результатов. Таким образом, построение качественной ГГДМ для определения остаточных запасов нефти и проектирования дальнейшей

разработки является сложным технологическим процессом. В связи с этим особую актуальность приобретают способы оценки распределения и локализации остаточных запасов нефти на основе специальных методов исследований, не требующих построения детальных ГГДМ.

2.3.1 Геохимические методы

В 2.1 было отмечено, что выбранный объект исследования находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции скважин. К тому же в процессе эксплуатации при поддержании энергетического состояния залежей активно были использованы различные виды технологии заводнения (внутриконтурное, линейное, очаговое и избирательное). В результате чего, из-за неравномерной выработки запасов произошло существенное ухудшение структуры остаточных запасов и образование зон существенного обводнения. Так, в пределах залежей увеличилась площадь зоны контакта нефти и воды, в которой, как известно, возможно развитие колоний большинства микроорганизмов.

Как правило, активное развитие микроорганизмов приводит к деградации углеводородов. В результате чего происходит существенное разрушение компонентов нефти и газа, что негативно сказывается на свойствах добываемой продукции с последующим увеличением капитальных затрат при добыче и переработке [100]. В связи с этим изучение процессов биodeградации, а именно, установление условий протекания и оценка влияния микроорганизмов на компонентный состав добываемой продукции является задачей актуальной и востребованной, особенно при локализации остаточных запасов нефти в условиях высокой выработанности объектов нефтедобычи.

Как известно, одним из признаков биodeградации является уменьшение содержания и исчезновение легких *n*-алканов (*n*-алканы состава C₃-C₁₅).

В пределах объекта исследования был проведен анализ содержания нормальных алканов в пробах нефти, отобранных из скважин Альметьевской площади. При этом данные скважины находились на двух различных участках, затронутых заводнением и при отсутствии заводнения. В результате чего было получено процентное содержание элементов C11-C33 для 24 образцов отобранных проб (Рисунок 2.26).

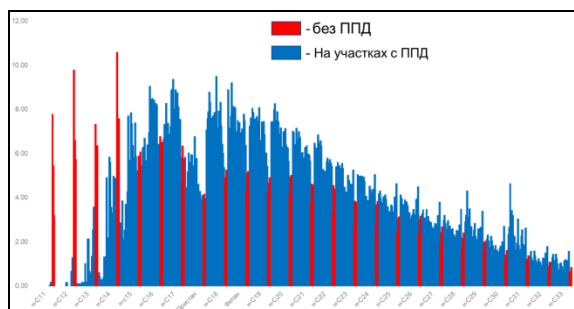


Рисунок 2.26 – Распределение нормальных алканов в пробах нефти

Из Рисунка 2.26 видно, что пробы нефти, отобранные из скважин, находящихся на участках залежи затронутых заводнением (синие колонки) и при отсутствии заводнения (красные колонки), имеют заметное отличие в компонентном составе. Предполагается, что данная разница в компонентном составе обусловлена протеканием процесса биodeградации на участках залежи при использовании технологии заводнения. Как правило, большая часть процессов биodeградации, ведущих к уменьшению доли легких компонентов в нефти, происходит на контакте нефти с водой, закачиваемой в пласт. Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать следующий вывод. На участках залежи, разрабатываемых на естественном режиме без заводнения, нефть не должна претерпевать заметных изменений в компонентном составе, т.е. доля легких компонентов должна быть максимально высокой и соответствовать первоначальному состоянию.

Аналогичные выводы можно сделать и по отношению к составу растворенного в нефти газа. Однако, в составе растворенного газа кроме изменения компонентного состава также прослеживаются некоторые

изменения в изотопном составе углерода. Например, согласно [179] отношение «изобутан/бутан» в составе растворенного газа по мере эксплуатации объекта выросло от 0,3 до 0,5 д.ед., что обусловлено интенсивной биodeградацией углеводородов.

Таким образом, в результате определения компонентного состава методом хроматографического анализа с последующей оценкой величины «изобутан/бутан» возможно выявление невыработанных участков залежи вблизи скважины, а также изучение характера и фронта заводнения в межскважинном пространстве залежей нефти в условиях высокой выработанности запасов нефти.

В данной главе приводится способ локализации остаточных запасов нефти с использованием геохимических методов исследований [121, 136, 139] и применением разработанного подхода автоматической интерпретации результатов геохимических исследований.

Для реализации данного способа выбран маркер «изобутан/бутан». Обусловлен выбор тем, что процесс биodeградации в большей степени затрагивает нормальные алканы, не воздействуя на изоалканы. Как уже было отмечено выше, в первоначальном составе нефти данное соотношение обычно составляет менее 0.3 д.ед. и увеличивается в процессе разработки. Однако, как показывает практика, зачастую аномальные отклонения «изобутан/бутан» сопровождаются ростом содержания пентана и гексана. Возможная причина – это эмиссия газа из недренируемых зон. Это обуславливается тем фактом, что в процессе биodeградации жирные газы, которыми являются попутные нефтяные газы, меняют свой компонентный состав в сторону более сухого газа.

Так, при регистрации снижения величины маркера «изобутан/бутан» на форме роста более тяжелых компонентов газа (пентан и гексан) фиксируется некоторая «аномалия» (Рисунок 2.27). Как уже было отмечено выше, дополнительное использование компонентов пентана и гексана обусловлено тем, что при биodeградации газ испытывает существенные изменения,

закрывающиеся в снижении доли тяжелых компонентов. В связи с этим было принято, что уловить «геохимический след» невыработанной части залежи (целика нефти) (Рисунок 2.28) возможно, используя не только значения коэффициента «изобутан/бутан», но также и оценивая суммарное процентное содержание пентана и гексана. Так, если в пробе дополнительно обнаружено значительное превышение данного показателя, то проба будет считаться аномальной.

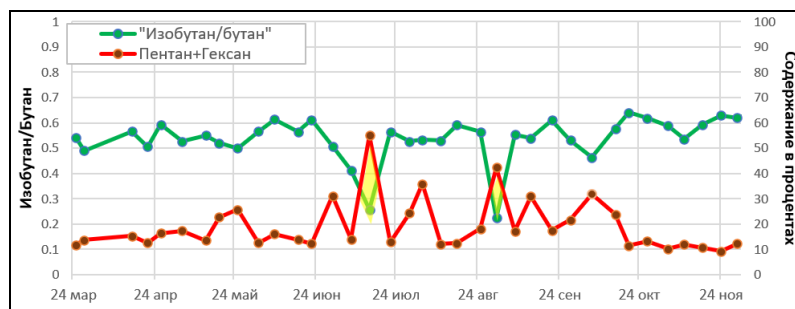


Рисунок 2.27 – Пример выделения аномалии

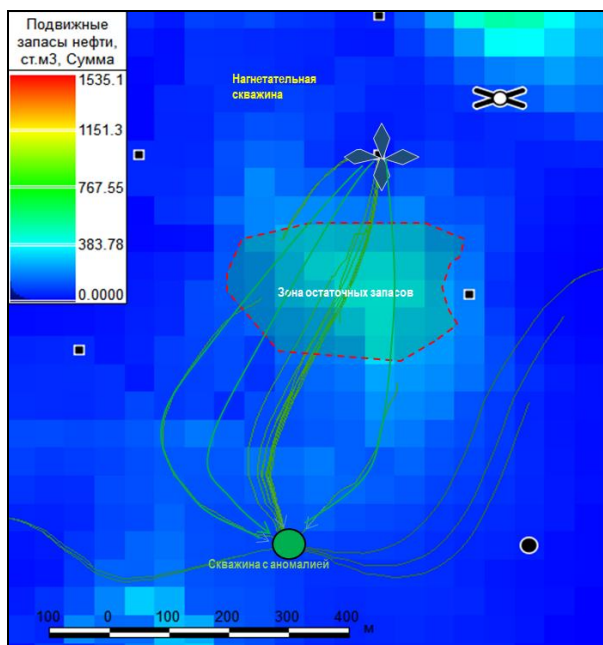


Рисунок 2.28 – Локализация зоны источника эмиссии «аномального» газа

Если аномальные значения фиксируются не единожды, а более длительное время, то данный факт может быть отнесен к случаю, когда ранее недренируемая зона была вовлечена в разработку (Рисунок 2.28). Это

способствует постоянному получению притока газа с аномальным компонентным составом.

С целью повышения достоверности результатов интерпретации геохимических исследований была поставлена задача по разработке алгоритма автоматической обработки данных. При реализации данного алгоритма в качестве исходных данных используются результаты анализа компонентного состава попутного нефтяного газа, представленные в виде интенсивности ионного тока. Суть данной задачи заключается в подсчете площадей целевых «пигов», относящихся к алканам: метан, этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан, гексан.

Разработанный алгоритм состоит из следующих основных этапов:

- предварительная обработка данных;
- удаление («очистка») аномалий на целевых «пиках»;
- выделение целевых «пигов»;
- выделение точек, соответствующих началу и концу целевых «пигов»;
- подсчет площади целевых «пигов».

Первый этап заключается в удалении шумов в регистрируемых данных, которые могли возникнуть в процессе работы хроматографа. Данная процедура осуществляется с помощью ядерной регрессии Надарая-Ватсона (2.11):

$$\widetilde{m}_h(x) = \frac{\sum_j K_h(x-x_j)y_j}{\sum_j K_h(x-x_j)}, \quad (2.11)$$

где $K(x, h)$ — гауссово ядро;

x — порядковые индексы интенсивности ионного тока;

y — значения интенсивности ионного тока.

В результате использования формулы (2.11) получают сглаженные данные, которые используются в дальнейшей работе. Однако, выделение начальной и конечной точки, подсчет площади выполняется на исходных данных.

Второй этап заключается в фиксации и замене ярко выраженных аномальных значений интенсивности на целевых пиках на скорректированные сглаженные значения. Данная корректировка производится по следующей последовательности:

1. Оценка площади по сглаженным данным.
2. Оценка относительной площади каждого «пика» (формула (2.12)):

$$S_{\text{отн}} = \frac{S_i}{\sum_{j=1}^n S_j}, \quad (2.12)$$

где n – количество пиков.

3. Если относительная площадь (2.12) меньше заданного порога, то фиксируются начало и конец «пика» (отрезок).
4. В полученном отрезке выделяются индексы точек, для которых характерна аномалия.
5. Далее по полученным индексам аномальные значения точек заменяются на сглаженные с помощью интерполяции с использованием кубического сплайна.

Результат корректировки показан на Рисунке 2.29.

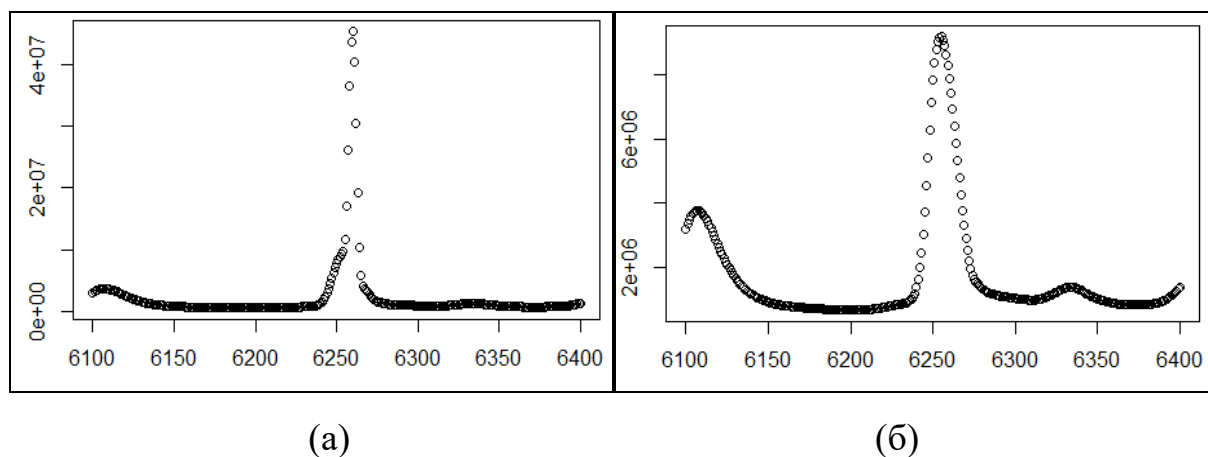


Рисунок 2.29 – Пример корректировки данных до (а) и после (б)

На Рисунке 2.30 показаны результаты изменения в данных хроматограммы до (а) и после (б) замены аномальных значений на более

гладкие. Как видно из рисунка 2.31, повысилась достоверность интерпретации данных хроматограммы как при визуальной оценке, так и при автоматической.

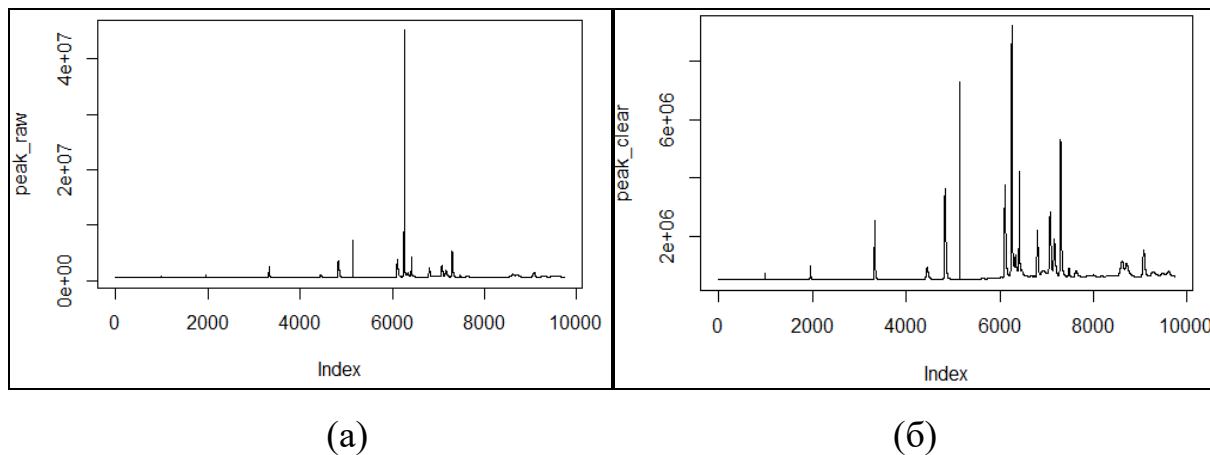


Рисунок 2.30 – Пример корректировки данных хроматограммы до (а) и после (б) корректировки аномальных значений интенсивности ионного потока

Третий этап направлен на поиск и выделение целевых «пиков». Реализация данного этапа основана на анализе временных точек появления ранее принятого компонента газа. Данные точки получены путем изучения хроматограмм нескольких скважин, пробуренных в пределах данного или аналогичного объекта исследования.

Четвертый этап состоит из процедуры поиска выделения начальных и конечных точек «пиков», которая имеет следующую последовательность:

- в массиве сглаженных данных производится поиск локальных максимумов, которые отличаются от соседних (не менее чем на определенную величину);
- далее для каждого максимума находится начало и конец с учетом соседних точек массива;
- выделяются начальные и конечные точки окончательных целевых «пиков».

Результат реализации вышеприведенной процедуры показан на Рисунке 2.31, где выделено восемь целевых пиков с начальными и

конечными точками, которые соответствуют метану, этану, пропану, бутану, изобутану, пентану, изопентану и гексану.

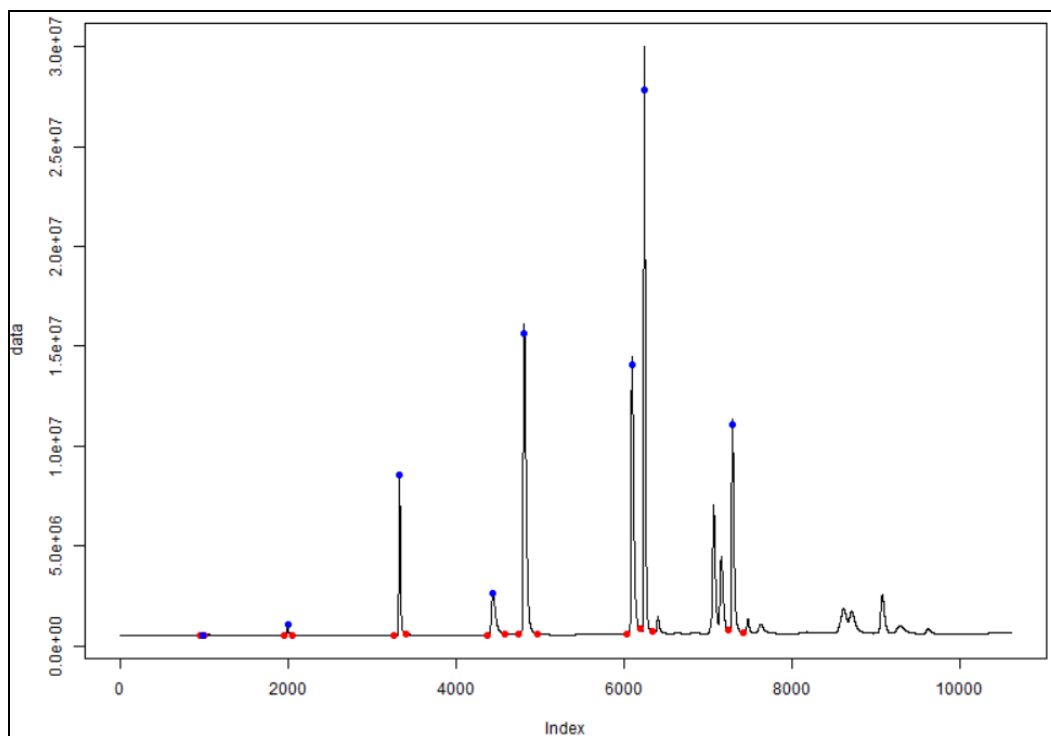


Рисунок 2.31 – Пример выделения целевых «пиков»

Заключительный этап заключается в подсчете площади выделенных целевых «пиков». Площади были оценены по следующей формуле (2.13), соответствующей методу трапеции:

$$S_1 = \int_a^b f(x)dx = \frac{f(a)+f(b)}{2} (b - a) - \frac{f''(\gamma)}{12} (b - a)^3. \quad (2.13)$$

При оценке окончательной площади выделенных «пиков» также необходимо иметь ввиду, что хроматограмма обладает некоторой базовой линией («фоновым значением»), которая расположена выше нулевой оси (Рисунок 2.32). Также могут регистрироваться пики, которые расположены выше данной базовой линии (Рисунок 2.33).

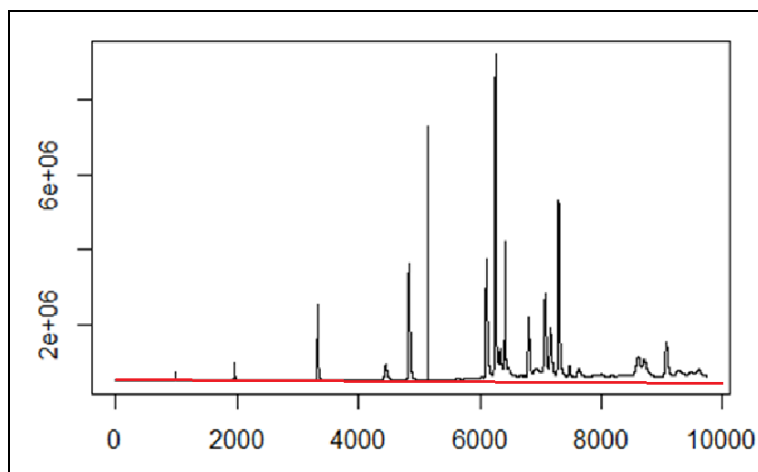


Рисунок 2.32 – Пример базовой линии хроматограммы (красная линия)

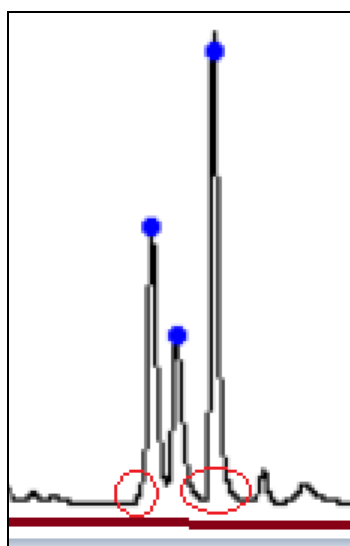


Рисунок 2.33 – Пример выделения «пиков» (красные области),
расположенных выше базовой линии

Итоговая площадь считается с помощью метода трапеции и вычета площади прямоугольника, заключенного основанием выделенного «пика» и нулевой осью (2.14):

$$S = S_1 - \min(y_a, y_b) * (y_b - y_a), \quad (2.14)$$

где S_1 – площадь, вычисленная методом трапеций;

y_a, y_b – значения интенсивности ионного тока начала и конца целевого пика, соответственно.

В результате использования предложенного подхода были обработаны результаты исследования компонентного анализа 1426 проб газа в пределах

одного из площадей изучаемого месторождения. Получена гистограмма распределения значения «изобутан/бутан», приведенная на Рисунке 2.34.

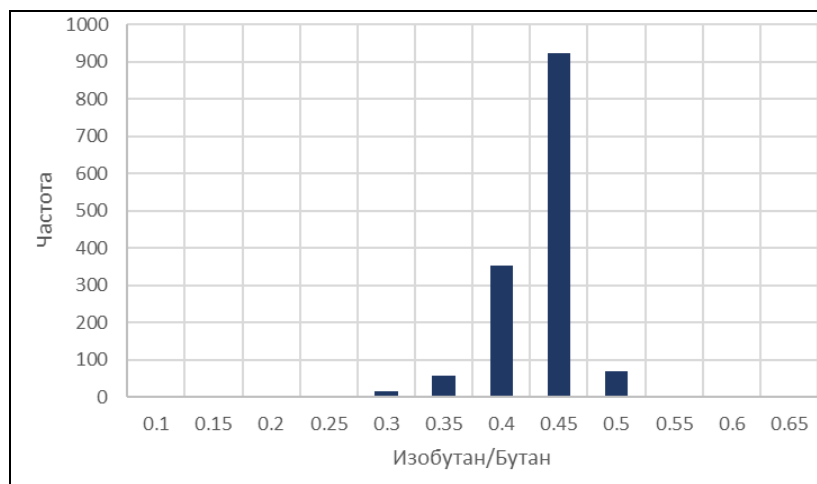


Рисунок 2.34 – Гистограмма распределения значений параметра «изобутан/бутан» в исследуемых пробах

Как видно из данного рисунка 2.35, большинство значений исследуемого параметра находятся в интервале от 0,4 до 0,5 д.ед. Однако, часть значений «изобутан/бутан» расположена за пределами данного интервала, что свидетельствует о наличии процессов биodeградации в пределах пластов D_0 и D_1 изучаемого месторождения.

Рассмотрим более подробно данные аномалии с учетом карты текущих подвижных запасов нефти, полученной по результатам изучения объекта исследования.

Пример 1

В результате исследования компонентного состава попутного нефтяного газа из скважины № 1 (пласт D_1) была выделена аномалия, показанная на Рисунке 2.35.

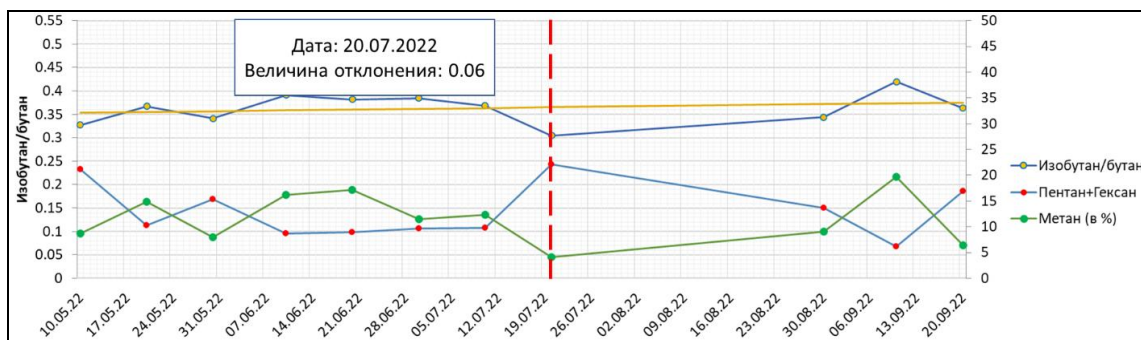


Рисунок 2.35 – Изменение маркера "изобутан/бутан"

При сопоставлении данной аномалии с картой текущих запасов нефти была выделена предположительная область, которая является источником возникновения эмиссии (Рисунок 2.36).

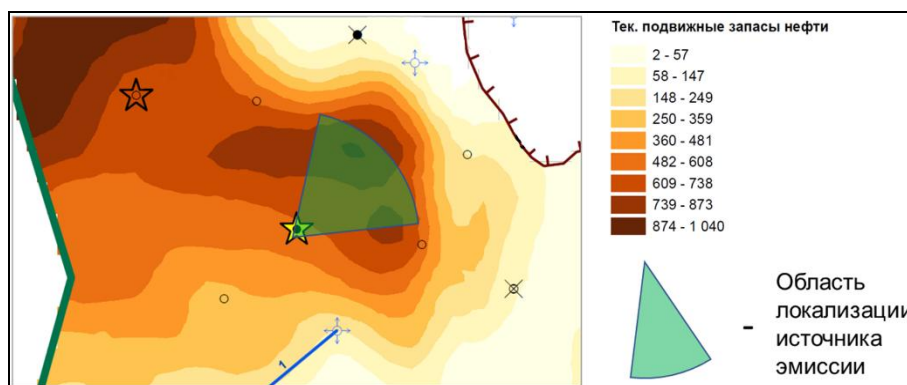


Рисунок 2.36 – Сопоставление результатов исследования области локализации источника эмиссии и карты текущих запасов пласта Д₁

В результате изучения пробы было установлено отклонение маркера «изобутан/бутан». Вероятный источник аномалии (повышенная плотность запасов) локализуется в северо-восточном направлении от исследуемой скважины.

Пример 2

Согласно результатам исследования компонентного состава попутного нефтяного газа из скважины № 2 (пласт Д₁), была выделена аномалия, показанная на Рисунке 2.37.

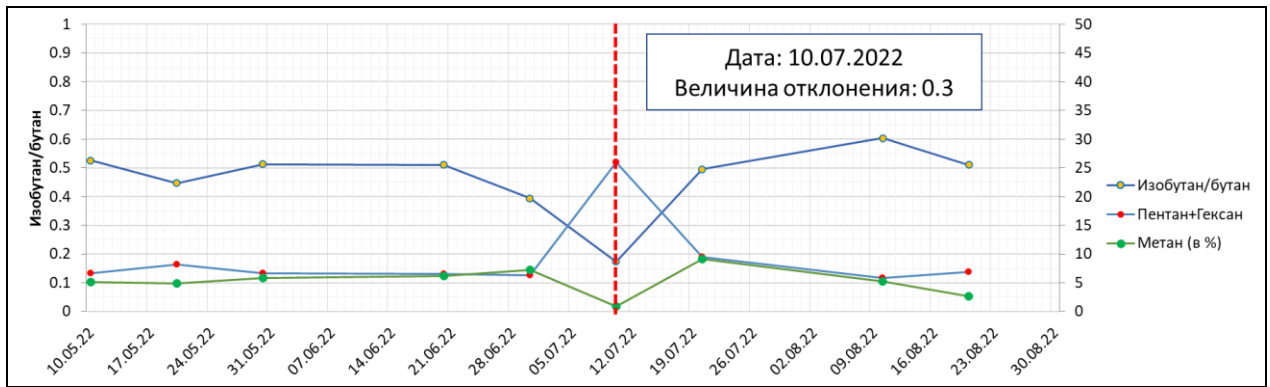


Рисунок 2.37 – Изменение маркера "изобутан/бутан"

При сопоставлении данной аномалии с картой текущих запасов нефти была выделена предположительная область в районе скважины № 2, которая является источником возникновения эмиссии (Рисунок 2.38).

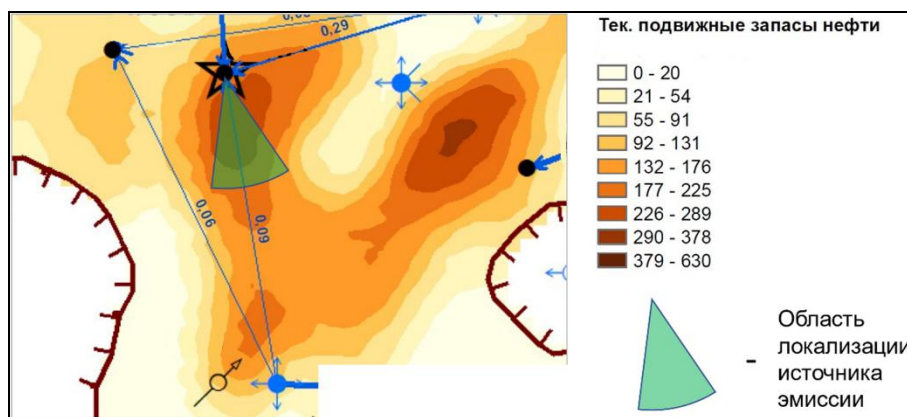


Рисунок 2.38 – Сопоставление результатов исследования области локализации источника эмиссии и карты текущих запасов пласта Д₁

Таким образом, в результате исследования пробы было установлено отклонение маркера «изобутан/бутан». Вероятный источник аномалии (повышенная плотность запасов) локализуется в юго-восточном направлении от исследуемой скважины.

Пример 3

В результате исследования компонентного состава попутного нефтяного газа из скважины № 3 (пласт Д₀) была выделена аномалия, показанная на Рисунке 2.39.

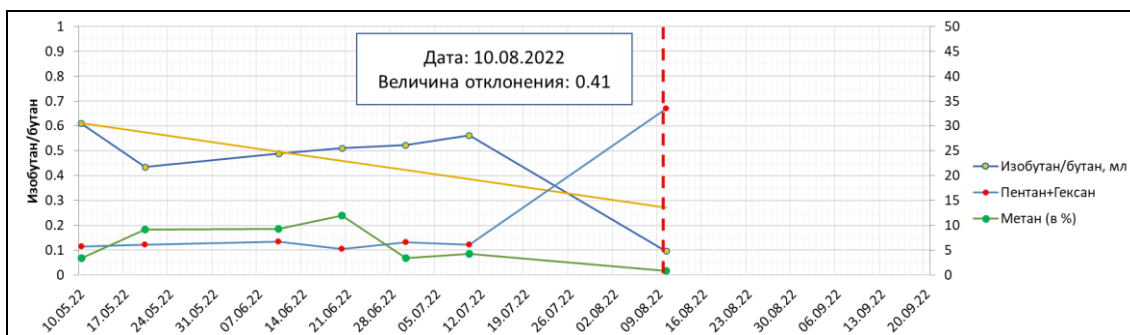


Рисунок 2.39 – Изменение маркера "изобутан/бутан"

При сопоставлении данной аномалии с картой текущих запасов нефти выделена предположительная область в районе скважины № 3, которая является источником возникновения эмиссии (Рисунок 2.40).

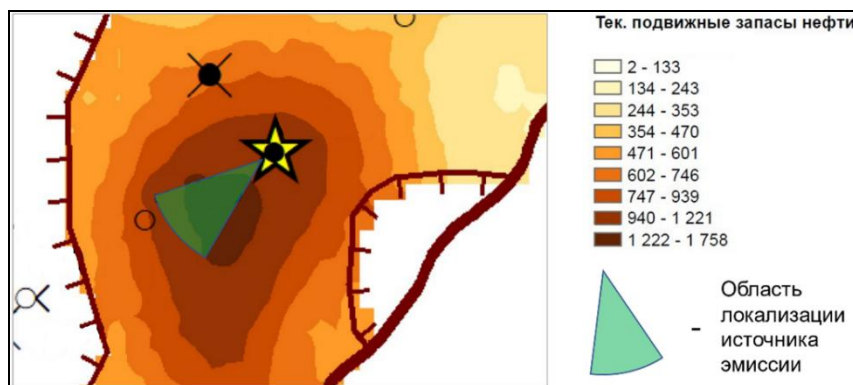


Рисунок 2.40 – Сопоставление результатов исследования области локализации источника эмиссии и карты текущих запасов пласта D_0

В результате исследования пробы было установлено отклонение маркера «изобутан/бутан». Вероятный источник аномалии (повышенная плотность запасов) локализуется в юго-западном направлении от исследуемой скважины.

Таким образом, распределение выявленных аномалий в скважинах одного из участков залежи нефти пластов D_1 и D_0 , из которых был произведен отбор проб, показано на Рисунке 2.41. Данное распределение (Рисунок 2.41) было сопоставлено с картой текущих подвижных запасов нефти, полученной по результатам изучения объекта (Рисунок 2.42). Как

видно из данного сопоставления, скважины с аномальными значениями компонентного состава попутного нефтяного газа расположены вблизи зон локализации повышенной плотности остаточных запасов нефти.

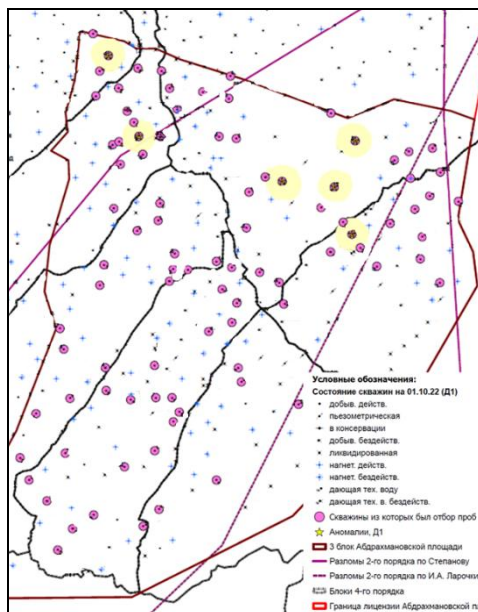


Рисунок 2.41 – Фрагмент карты распределения скважин с «аномальными» значениями проб в пределах исследуемой площади

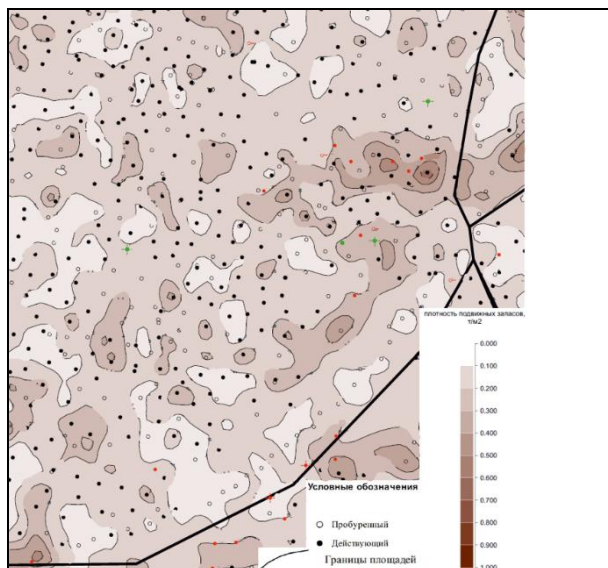


Рисунок 2.42 – Фрагмент карты текущих подвижных запасов нефти, полученной в результате построения ГГДМ

Таким образом, в результате использования разработанного подхода обработки результатов определения компонентного состава методом хроматографического анализа с оценкой величин геохимических маркеров («изобутан/бутан» и «пентан+гексан») возможно выявление и локализация невыработанных участков залежи (источников эмиссии «аномальных» проб) с повышенной плотностью остаточных запасов нефти.

2.3.2 Оптические методы

В данной главе представлены результаты работ [148, 150, 154, 164]. Автор непосредственно выполнены постановка задач исследования, отбор проб пластовых флюидов, проведение экспериментальных исследований, обобщение полученных результатов и подготовка научных публикаций.

Согласно работам [145, 147, 148, 150, 153, 154, 164] одним из перспективных физико-химических методов локализации остаточных запасов нефти является изучение свойств нефти в оптическом диапазоне электромагнитного излучения. К оптическим исследованиям относят фотоколориметрические, поляриметрические, рефрактометрические, ИК (в БИК зоне спектра – БИК-спектрометрия) и ЛБА (в длинноволновой зоне УФ спектра – УФ-спектрометрия) и другие виды исследований [28].

В данной главе приводятся результаты фотоколориметрических исследований, полученных в работе [148] для решения задач разведки и мониторинга разработки нефтяных месторождений ЮТС. В качестве оптических свойств нефти рассмотрены коэффициент светопоглощения и его статистические производные [150]. Также изучены взаимосвязи оптических свойств с некоторыми геологическими свойствами (коэффициент объемной глинистости, амплитуда гамма-каротажа (ГК)) и технологическими показателями [148, 150, 153, 164].

В качестве примера проанализированы результаты исследований, проведенных на Архангельском, Ерсубайкинском и Ромашкинском месторождениях ЮТС [148, 150].

Архангельское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти ЮТС. Залежи нефти приурочены к терригенным отложениям тульского горизонта. Наиболее продуктивные отложения сложены песчаниками, которые представлены кондиционными (слабосцементированными песчаниками) или глинистыми (алевролитами и глинистыми песчаниками) разностями толщиной от 10 м. Согласно результатам интерпретации ГИС, значения $A_{ГК}$ продуктивных пластов изменяется в диапазоне от 1,5 до 8 мкр/ч. Повышенным значениям $A_{ГК}$ соответствуют высокие значения глинистости и низкие значения фильтрационных характеристик пластов. Согласно промысловым данным, пробы нефти, отобранные из пропластков с пониженными значениями $A_{ГК}$ (менее 3,5 мкр/ч), характеризуются повышенными значениями коэффициентов вариации светопоглощения V_{σ} (более 45 %) и среднеквадратичного отклонения $\sigma_{k_{сп}}$ [148]. Пониженным значениям $A_{ГК}$ соответствуют повышенные значения $\sigma_{k_{сп}}$ (125-250 см⁻¹), и, наоборот, повышенным значениям $A_{ГК}$ – пониженные значения $\sigma_{k_{сп}}$ (50-125 см⁻¹). Нефть, поступающая в добывающие скважины из участков залежи с повышенной глинистостью, которая зачастую имеет более низкие фильтрационные характеристики, обладает более пониженными значениями вариации V_{σ} и среднеквадратичного отклонения $\sigma_{k_{сп}}$ (Рисунок 2.43) (более однородная продукция). Другими словами, нефть, поступающая в добывающие скважины из участков залежи с низкой глинистостью, которая зачастую имеет более высокие фильтрационные характеристики, обладает более повышенными значениями V_{σ} и $\sigma_{k_{сп}}$, характеризующими неоднородность добываемой нефти по оптическим свойствам [148, 150] (Рисунок 2.43) (более неоднородная продукция).

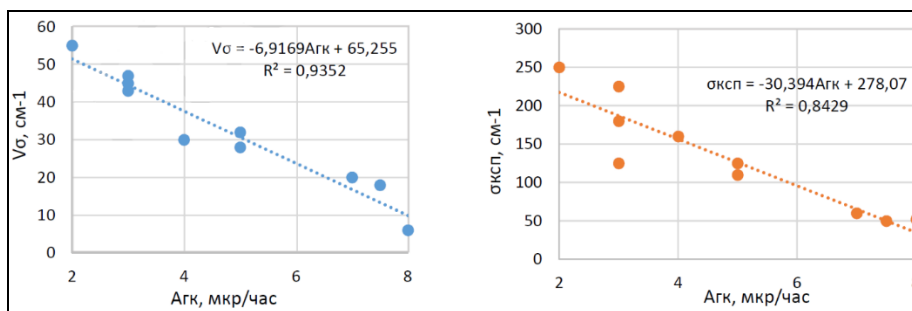


Рисунок 2.43 – Корреляция оптических и геологических свойств

Соответствующие исследования также были проведены на других площадях месторождения. Влияние глинистости на оптические свойства добываемой нефти изучены на участке залежей пластов D_0 и D_1 , вскрытых 50 добывающими скважинами. При этом выбор участка проводился таким образом, чтобы в период отбора проб на данном участке не велись закачка реагентов и какие-либо другие опытные и ремонтные работы (т.е. отсутствовали внешние факторы, которые могли бы повлиять на оптические свойства добываемой нефти). В результате обобщения экспериментальных и промысловых данных получено, что в скважинах, в которых накопленные показатели не превышают 13 тыс.т, отмечается увеличение $k_{сп}$ с увеличением глинистости $k_{гл}$ (Рисунок 2.44).

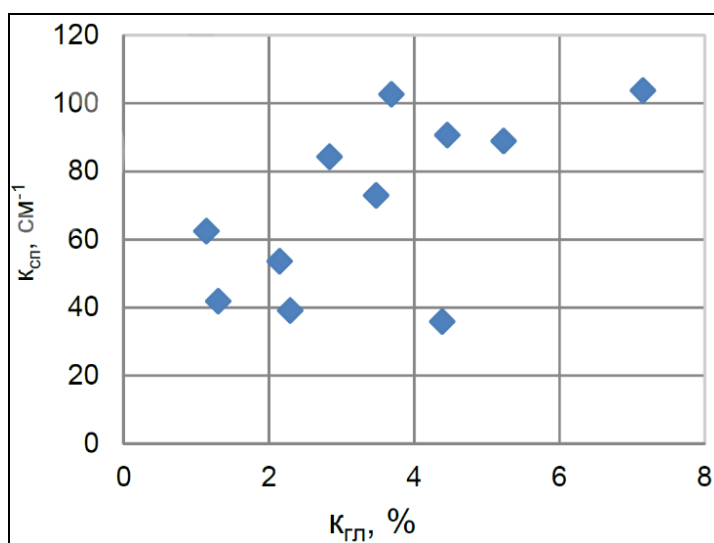


Рисунок 2.44 – Зависимость $k_{сп}$ и $k_{гл}$

Также аналогичные исследования были проведены в пределах Ерсубайкинского месторождения. На данном месторождении в качестве эксплуатационного объекта выделен тульский горизонт, сложенный песчаниками и алевролитами. Породы характеризуются наличием глинистости, коэффициент объемной глинистости $k_{\text{гл}}$ изменяется от 0,5 до 18,4 %. При этом, согласно используемым петрофизическим зависимостям, с увеличением глинистости $k_{\text{гл}}$ коэффициент пористости K_n уменьшается [162]. По результатам интерпретации ГИС объемная глинистость тульских пород по данным ГК варьирует и изменяется от 0,3 до 6,4 %, иногда достигает значения до 10,7 %.

В результате обобщения экспериментальных и промысловых данных установлено, что для тульского горизонта с увеличением коэффициента объемной глинистости $k_{\text{гл}}$ отмечается увеличение коэффициента светопоглощения $k_{\text{сп}}$, который описывается следующей корреляционной зависимостью (2.15) (Рисунок 2.45(а)):

$$(k_{\text{сп}})_{500} = 29,463k_{\text{гл}} + 1030,000, \quad (2.15)$$

где $(k_{\text{сп}})_{500}$ – коэффициент светопоглощения нефти при 500 нм, см⁻¹;

$k_{\text{гл}}$ – коэффициент глинистости, %.

В связи с тем, что на данном месторождении в некоторых скважинах ведется совместная разработка тульского и турнейского объектов, в рамках данного исследования были проанализированы именно эти случаи. В результате чего был получен следующий результат: с увеличением глинистости пласта $k_{\text{гл}}$ возрастает коэффициент светопоглощения $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти. При этом данную корреляционную зависимость можно описать формулой логарифмического типа (2.16) (Рисунок 2.45(б)):

$$(k_{\text{сп}})_{400} = 105,88\text{Ln}(k_{\text{гл.тл}}) + 704,27, \quad (2.16)$$

где $(k_{\text{сп}})_{400}$ – коэффициент светопоглощения нефти при 400 нм, см⁻¹;

$k_{\text{гл.тл}}$ – коэффициент глинистости тульского пласта, %.

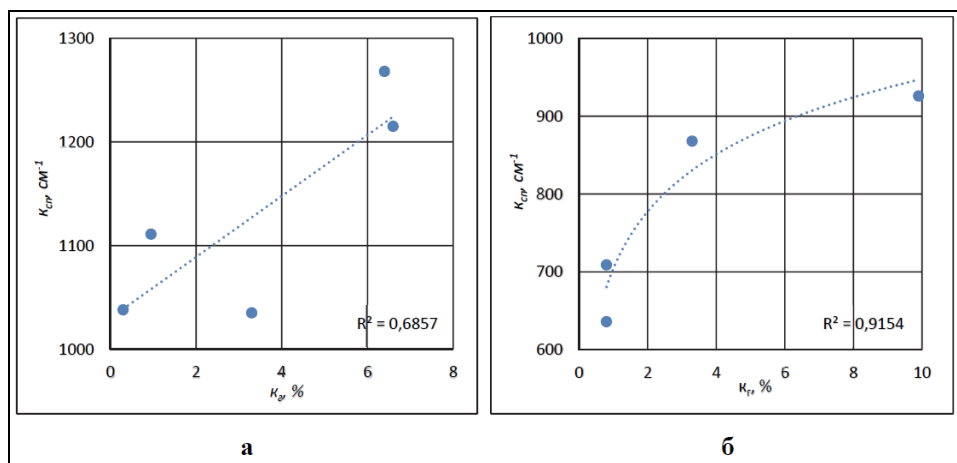


Рисунок 2.45 – Влияние коэффициента глинистости на коэффициент светопоглощения

Таким образом, увеличение коэффициента светопоглощения нефти $k_{сп}$ с увеличением коэффициента объемной глинистости $k_{гл}$ связано с возрастанием поровой поверхности и адсорбционной способностью, которые приводят к увеличению асфальто-смолистых компонентов в добываемой нефти [17]. Также, используя результаты данных исследований можно отметить, что увеличение коэффициента светопоглощения нефти $k_{сп}$ добываемой нефти в процессе эксплуатации нефтяных месторождений может свидетельствовать о вовлечении в процесс разработки малопроницаемых глинистых участков залежи, которые обладают низкими значениями ФЕС [148, 150].

В процессе проведения экспериментальных исследований также были изучены корреляционные зависимости между оптическими свойствами и некоторыми геолого-технологическими показателями эксплуатации.

Результаты исследований приведены в Таблице 2.6 [148].

Как видно из данной Таблицы 2.6, с увеличением плотности добываемой нефти ρ_H значение коэффициента светопоглощения $k_{сп}$ увеличивается. Данная закономерность наблюдается как для тульских и турнейских отложений по отдельности, так и при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Это связано с тем, что нефть с большей плотностью

характеризуется большей концентрацией асфальто-смолистых веществ. Свойства терригенных коллекторов ($k_{\text{гл}}$, $k_{\text{п}}$, $k_{\text{пр}}$) также влияют на физико-химические свойства добываемой нефти. С увеличением ФЕС значения коэффициента светопоглощения $k_{\text{сп}}$ уменьшаются, а с увеличением коэффициента глинистости $k_{\text{гл}}$ значения $k_{\text{сп}}$ увеличиваются. Как уже было отмечено выше, это связано с тем, что из коллекторов с низкими значениями ФЕС (из-за высокой глинистости) добывается нефть с повышенным содержанием асфальто-смолистых компонентов.

Таблица 2.6 – Результаты экспериментальных исследований

№ п/п	Геолого-технологический показатель	Объект	Корреляционная зависимость	λ , нм	R^2
1	2	3	4	5	6
1	Абсолютная глубина залегания Z , м	тульский	$(k_{\text{сп}})_{400} = 10^{-6} - 116 \cdot Z^{40,116}$	400	0,778
		турнейский	$(k_{\text{сп}})_{400} = 10^{-5} - 266 \cdot Z^{91,33}$		0,803
		ОРД (тульский)	$(k_{\text{сп}})_{500} = 25,5 \cdot Z - 20\,695,0$	500	0,937
		ОРД (турнейский)	$(k_{\text{сп}})_{500} = 25,8 \cdot Z - 21\,278,0$		0,891
2	Коэффициент объемной глинистости $k_{\text{гл}}$, %	тульский	$(k_{\text{сп}})_{500} = 29,463 \cdot k_{\text{гл}} + 1030,000$	500	0,686
		ОРД (тульский)	$(k_{\text{сп}})_{400} = 105,9 \cdot \ln(k_{\text{гл}}) + 704,3$	400	0,916
3	Коэффициент общей пористости $k_{\text{п}}$, д.ед.	тульский	$(k_{\text{сп}})_{500} = -17,2 \cdot k_{\text{п}} + 1476,0$	500	0,531
		ОРД (тульский)	$(k_{\text{сп}})_{400} = -119,4 \cdot k_{\text{п}} + 3458,7$	400	0,543
		ОРД (турнейский)	$(k_{\text{сп}})_{400} = 187,0 \cdot k_{\text{п}} - 1462,6$		0,548
4	Коэффициент нефтенасыщенности $k_{\text{н}}$, д.ед.	тульский	$(k_{\text{сп}})_{500} = -953,9 \cdot k_{\text{н}} + 1760,4$	500	0,735
		ОРД (тульский)	$(k_{\text{сп}})_{400} = -1817,2 \cdot k_{\text{н}} + 2040,0$	400	0,913
5	Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	тульский	$(k_{\text{сп}})_{500} = 21,447 \cdot \rho_{\text{н}} - 18585$	500	0,915
		турнейский	$(k_{\text{сп}})_{500} = 148 \cdot \rho_{\text{н}} - 131692$		0,831
		ОРД	$(k_{\text{сп}})_{500} = 31,546 \cdot \rho_{\text{н}} - 27094$		0,830
6	Накопленная добыча $Q_{\text{нн}}$, т	тульский	$(k_{\text{сп}})_{600} = 0,011 \cdot Q_{\text{нн}} + 457,1$	600	0,569
		турнейский	$(k_{\text{сп}})_{600} = 0,0273 \cdot Q_{\text{нн}} + 477,65$		0,951
		ОРД	$(k_{\text{сп}})_{600} = -0,0796 \cdot Q_{\text{нн}} + 2020,9$		0,890

Также проанализированы корреляционные зависимости между накопленной добычей нефти и коэффициентом светопоглощения (Таблица 2.6). Как видно из данной таблицы, для тульского и турнейского объектов (при отдельной разработке) по мере выработки запасов значения коэффициента светопоглощения $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти увеличиваются. Для скважин с ОРД по мере выработки запасов – значения коэффициента светопоглощения $k_{\text{сп}}$ уменьшаются. Это может быть объяснено тем, что при

внедрении ОРД возможно подключение (вовлечение в процесс разработки) участков залежи, которые характеризуются низкими значениями оптических свойств пластовой нефти. Соответственно, получение низких значений коэффициентов светопоглощения $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти при высоких значениях ФЕС ($k_{\text{п}}, k_{\text{н}}$) могут свидетельствовать о продолжающейся выработке участка залежи. Увеличение $k_{\text{сп}}$ добываемой нефти из скважин, в которых ведется одновременно-раздельная добыча (ОРД) из пластов тульского и турнейского объектов, с увеличением $k_{\text{п}}$ может указывать на подтягивание нефти с пониженных водонефтяных зон (ВНЗ) турнейского яруса и вытеснении нефти в призабойную зону пласта из участков тульского горизонта с повышенными ФЕС [148].

По мере вовлечения в разработку более тяжелой нефти из участков залежи с низкими ФЕС происходит увеличение коэффициента светопоглощения $k_{\text{сп}}$. Следовательно, уменьшение $k_{\text{сп}}$ в процессе разработки может свидетельствовать о вовлечении в процесс дренирования более пористых и проницаемых участков залежи, а увеличение $k_{\text{сп}}$ – о вовлечении участков залежи с ухудшенными ФЕС.

Учитывая, что на большинстве длительно разрабатываемых месторождениях для поддержания соответствующего энергетического состояния залежей активно используется технология заводнения, то оптические свойства добываемой нефти также были изучены в условиях высокой обводненности продукции скважин и значительной выработанности остаточных запасов [148]. Для этого были проанализированы такие степени изменчивости оптических свойств добываемой нефти, как среднеквадратичное отклонение $\sigma_{k_{\text{сп}}}$ и коэффициент вариации V_{σ} отобранных проб.

При сопоставлении результатов лабораторных исследований с промысловыми данными установлена корреляционная зависимость между накопленными отборами нефти $Q_{\text{нн}}$ и коэффициентом вариации V_{σ} (при 500 нм), которая имеет вид линейной регрессии (2.17) (Рисунок 2.46) [148]:

$$V_{\sigma} = -0,0003Q_{\text{HH}} + 55,6390, \quad (2.17)$$

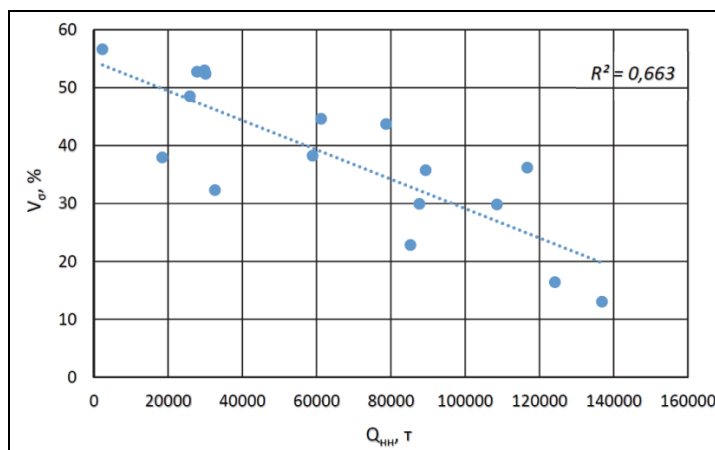


Рисунок 2.46 – Корреляционная зависимость

По результатам отбора проб в пределах изучаемого участка залежи построена карта распространения параметра V_{σ} (Рисунок 2.47). Согласно формуле (2.17), на данной карте низким значениям V_{σ} (светлый тон) будут соответствовать наиболее выработанные участки залежи, высоким значениям V_{σ} (темный тон) – менее выработанные участки (возможные зоны локализации остаточных запасов нефти) [148].

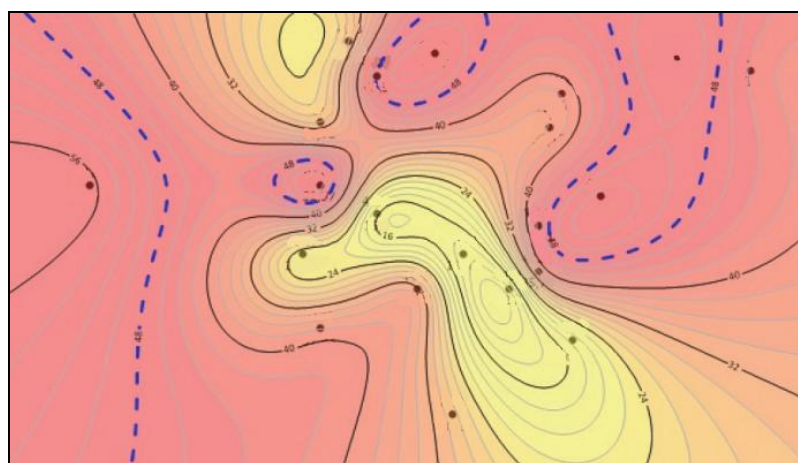


Рисунок 2.47 – Карта параметра V_{σ}

Для подтверждения полученных результатов данная карта V_{σ} (Рисунок 2.47) была сопоставлена с картой остаточных запасов нефти, полученной в

результате построения ГГДМ (Рисунок 2.48). Как видно из данного сопоставления, между двумя картами имеется высокая степень согласованности: результаты проведения экспериментальных исследований и полученные соответствующие корреляционные зависимости подтверждаются трехмерным моделированием и историческими эксплуатационными данными.

Далее в результате использования корреляционной зависимости (2.17) и площадного распространения параметра V_{σ} оценены остаточные извлекаемые запасы нефти в пределах изучаемого участка залежи, которые составили 97,1 тыс. т. (оценка по ГГДМ – 107,5 тыс.т).

Таким образом, в результате изучения оптических свойств получены новые корреляционные зависимости, использование которых позволяет оценить распределение остаточных запасов нефти.

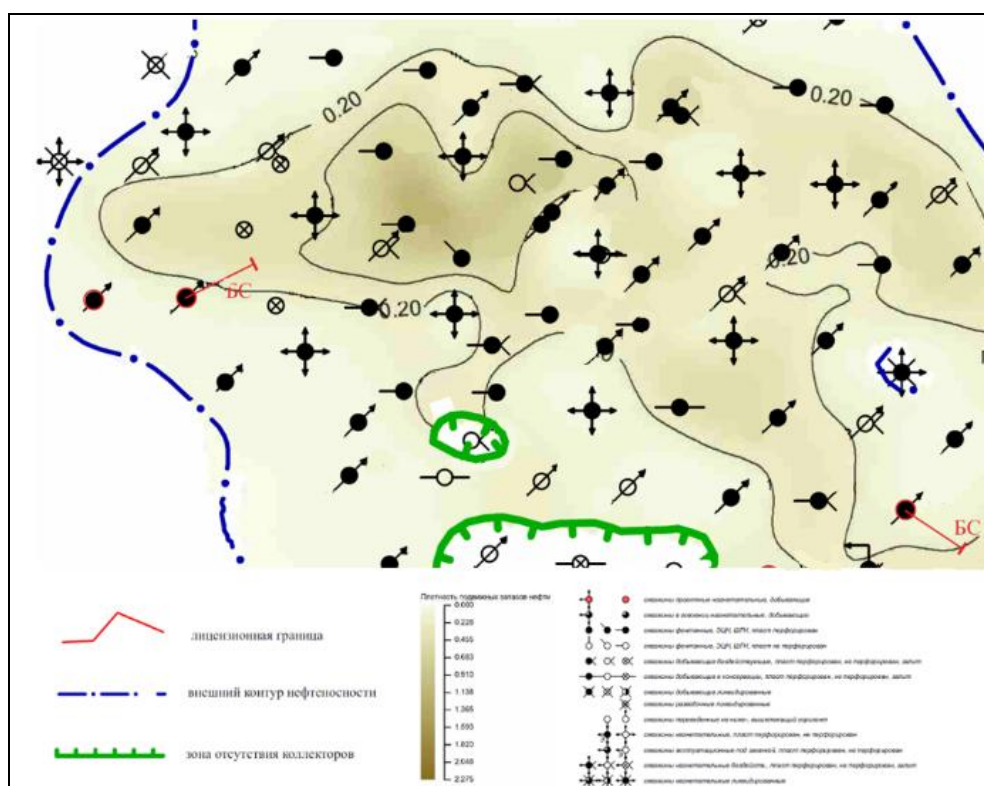


Рисунок 2.48 – Фрагмент карты остаточных подвижных запасов нефти

2.4 Локализация остаточных запасов нефти с использованием нейросетевых технологий

В предыдущих разделах показаны методические приемы локализации остаточных запасов нефти с использованием ГГДМ и результатов специальных физико-химических методов исследований (геохимические и оптические). Данные подходы локализации остаточных запасов требуют существенного объема проведения, обработки, комплексирования и мониторинга геолого-промысловой информации, которые являются достаточно продолжительными во времени процессами. Однако, при разработке залежей нефти зачастую возникают ситуации, требующие оперативного принятия решения (особенно по локализации остаточных запасов нефти). В этих условиях, как правило, применение подходов, описанных в 2.2 и 2.3, не представляется возможным. В связи с этим особую актуальность приобретает разработка оперативных способов оценки и локализации остаточных запасов нефти, не требующих больших трудозатрат.

Согласно работам [165, 166] одним из наиболее популярных инструментов автоматической обработки исходной информации являются нейросетевые технологии. Область применения данных технологий достаточно широка: от разведки до моделирования разработки месторождений.

2.4.1 Прогноз остаточных запасов

В данной главе рассматривается способ локализации остаточных запасов нефти с использованием нейросетевых технологий [138, 144], который позволяет в оперативном режиме оценить текущие подвижные запасы нефти в межскважинном пространстве. Предлагаемый подход имеет следующую структуру (Рисунок 2.49) [138].

Рассмотрим каждый из элементов данной структуры более подробно.



Рисунок 2.49 – Структура нейросетевого прогноза запасов

Этап 1 – Сбор и анализ входных данных

Входные (исходные) данные включают информацию о траектории скважин, координат пластопересечений и забоев скважин, ГИС (РИГИС), трехмерные сетки (кубы) начальных свойств из геологической модели, месячные эксплуатационные рапорты (МЭР) добывающих и нагнетательных скважин, результаты ГДИС и ГТМ, технологические режимы, информация по конструкциям добывающих и нагнетательных скважин и др.

Этап 2 – Подготовка и обработка данных

Данный этап можно условно разделить на следующие части:

- обработка и масштабирование трехмерных кубов из геологической модели;
- устранение ошибок в записи исходных геолого-промысловых данных;
- нормализация данных для нейронной сети.

Так как получение карты остаточных запасов с помощью нейросетевого моделирования основано, прежде всего, на эксплуатационных данных, то для дальнейшей процедуры необходимо выделение отдельных разрабатываемых зон в пределах всего объема исследования. При выполнении процедуры масштабирования минимальной единицей нарезки по вертикали будет являться пласт, который находится в эксплуатации. Для

этого исходная трехмерная сетка, выгруженная из геологической модели, преобразуется в вид, показанный на Рисунке 2.50. При этом размер ячеек трехмерной сетки по латерали можно оставить без изменений.

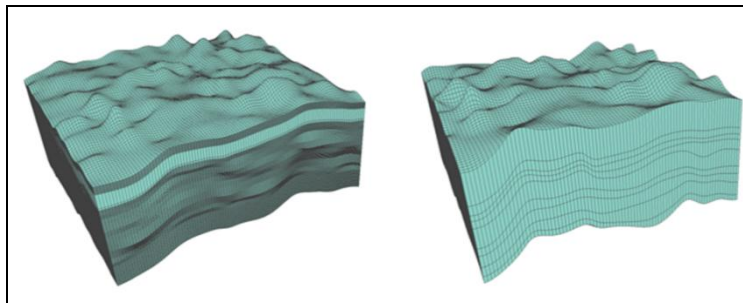


Рисунок 2.50 – Вертикальное масштабирование исходной сетки

В качестве основных процедур, входящих в данный блок подготовки и обработки данных, также можно выделить [138]:

- удаление повторных значений;
- удаление недопустимых значений;
- фильтрация менее вероятных и аномальных отклонений;
- анализ полноты данных.

Как известно, для эффективного применения нейросетевых алгоритмов, которые основаны на определенных метриках и сравнении данных разных типов, требуется представление используемых исходных данных в единую шкалу измерения [167]. Для этого используется нормализация данных. Процедура нормализации необходима для предварительной обработки данных, чтобы при последующих вычислениях обеспечить равный вклад каждого исходного показателя. В данном случае нормализация входных данных выполнена с учетом минимального и максимального значений, которая показана на Рисунке 2.51.

Скв.	Нефтенасыщенность	Накоп. нефть, $m^3 \times 10^3$	Накоп. закачка, $m^3 \times 10^3$	ЭКЦ	...
№1	0,78	88,61	100	1	...
$x' = \frac{x - \min(x)}{\max(x) - \min(x)}$					
Скв.	Нефтенасыщенность	Накоп. нефть	Накоп. закачка	ЭКЦ	...
№1	0,78	0,76	0,8	1	...

Рисунок 2.51 – Нормализация входных данных

Этап 3 – Выбор и обучение нейронной сети

Для выполнения данного этапа приняты следующие допущения. Предполагается, что существует некоторая функция P , описывающая текущее состояния остаточных запасов в некоторой точке. Данная функция P определена и непрерывна на двумерной поверхности заданной площади, соответствующей зоне распространения изучаемой залежи нефти. Из этого следует, что функция может быть представлена в виде $P(x,y)=f(x,y,M)$, где x, y – координаты в некоторой точке; M – набор параметров в некоторой точке. Так, основной задачей локализации остаточных запасов будет являться изучение поведения функции P и установление набора определенных параметров. При этом данный набор параметров должен реально определять состояние остаточных запасов нефти.

Для решения данной задачи используется следующая гипотеза. Поведение некоторой произвольной точки A может быть определено путем анализа поведения соседних точек с известными характеристиками (Рисунок 2.52). В случае оценки остаточных запасов нефти в межскважинном пространстве соседними точками являются скважины, которые оказывают максимальное влияние на наблюдаемую произвольную точку. Обычно степень влияния обратно пропорциональна расстоянию. Поэтому, в первую очередь, могут быть рассмотрены скважины, которые геометрически наиболее близко расположены к рассматриваемой точке. В этом случае,

условно можно выделить некоторую область исследования с радиусом R (Рисунок 2.52).

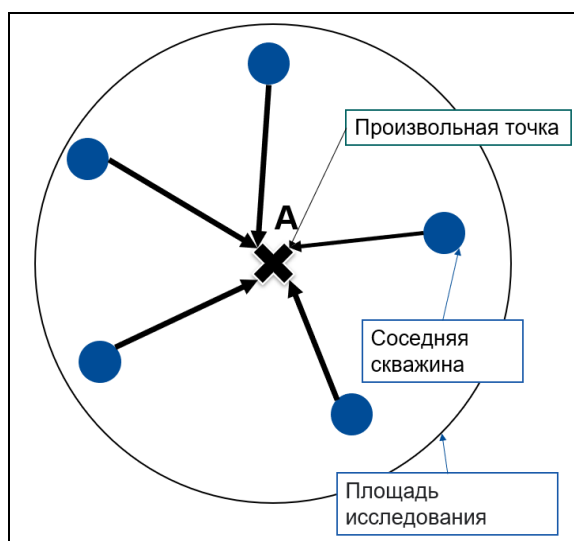


Рисунок 2.52 – Графическое представление гипотезы

Для дальнейшей эффективной работы нейронной сети предлагается перевод данной одномерной задачи в двумерную. Данный перевод в двумерную задачу позволит решить некоторые недостатки (из-за необходимости фиксирования конкретного числа рассматриваемых соседних скважин), которые могут возникнуть при использовании традиционной нейронной сети прямого распространения. Для этого предлагается использование сверточной нейронной сети, приведенной на Рисунке 2.53. Согласно [168, 169, 170], сверточная нейронная сеть не содержит проблемы, характерные для нейронной сети прямого распространения, т.к. каждая матрица представляет значение и пространственное распределение признака.

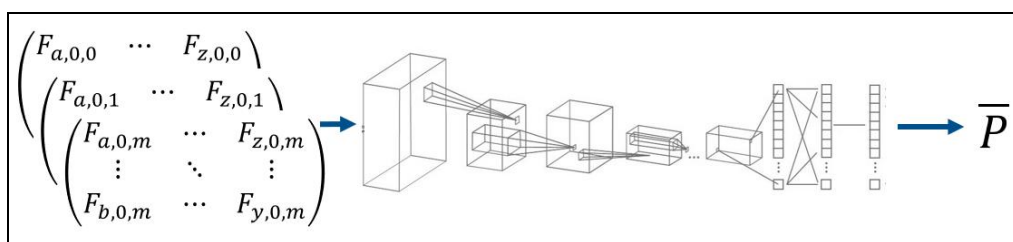


Рисунок 2.53 – Сверточная нейронная сеть

Учитывая, что используемый в качестве входных данных набор параметров (ФЕС, забойной давление, накопленная добыча нефти, воды и объемы закачки и т.д.) имеет дискретное распространение по площади (т.к. определены только в отдельных скважинах), то для повышения скорости обучения нейросети была выполнена процедура заполнения дискретной матрицы (Рисунок 2.54). Для этого использован подход традиционной интерполяции на основании данных соседних элементов матрицы.

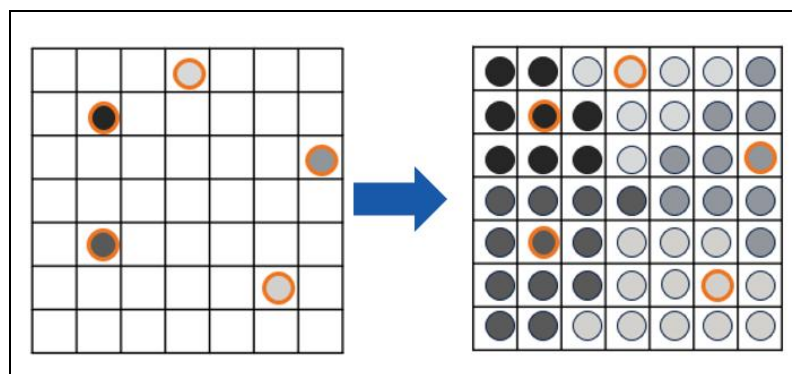


Рисунок 2.54 – Способ заполнения дискретной матрицы

Таким образом, совокупность полученных матриц представляет собой каналы одного многоканального изображения, которое и анализируется с помощью сверточной нейронной сети (Рисунок 2.55).

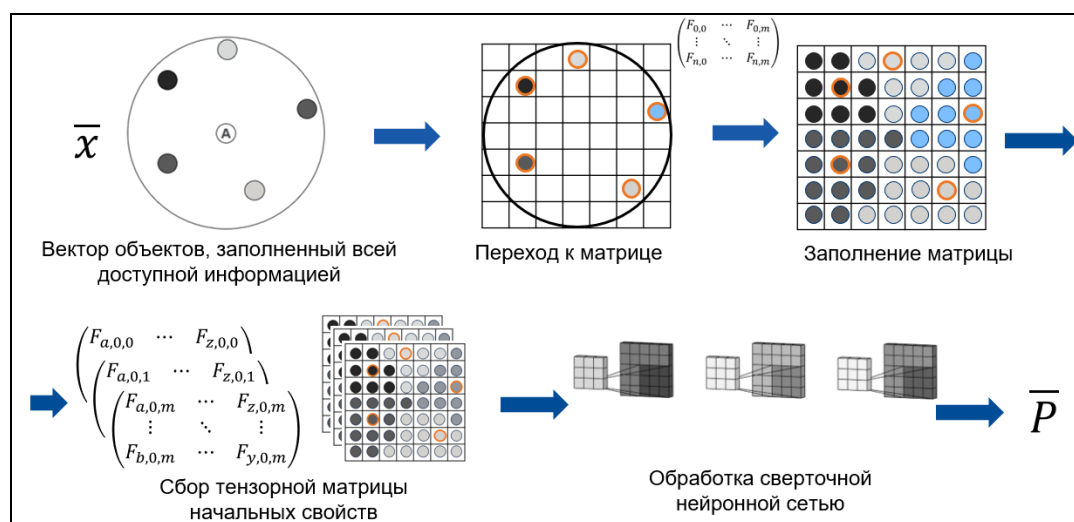


Рисунок 2.55 – Получение элемента пласта и обработка в сверточной нейронной сети

Далее в качестве обучающего набора данных использован вектор, который содержит накопленные показатели разработки за весь период эксплуатации (добыча нефти, добыча жидкости, закачка воды). Данный набор обоснован тем, что эти параметры являются непрерывными во времени, изменяются в узком диапазоне от 0 до нескольких тысяч тонн за месяц и имеют достаточно высокую степень корреляции с остальными параметрами. При этом в качестве функции ошибки используется среднеквадратичная ошибка, которая рассчитывалась как средний квадрат разности между фактическими (целевыми) и прогнозируемыми значениями [171].

В качестве алгоритма оптимизации используется схема, приведенная на Рисунке 2.56, которая использует адаптивное изменение гиперпараметров модели под каждый признак [172].

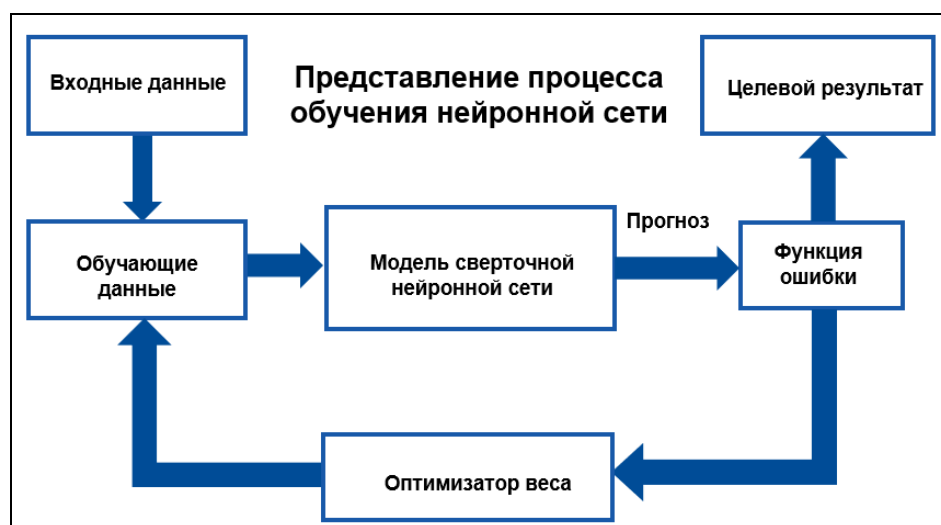


Рисунок 2.56 – Процесс обучения

Этап 4 – Прогнозирование остаточных запасов

Выходные данные нейронной сети представляют собой вектор длины $3n$ (n – количество слоев), содержащий накопленные показатели: добычу нефти, добычу воды, закачку воды в каждой ячейке.

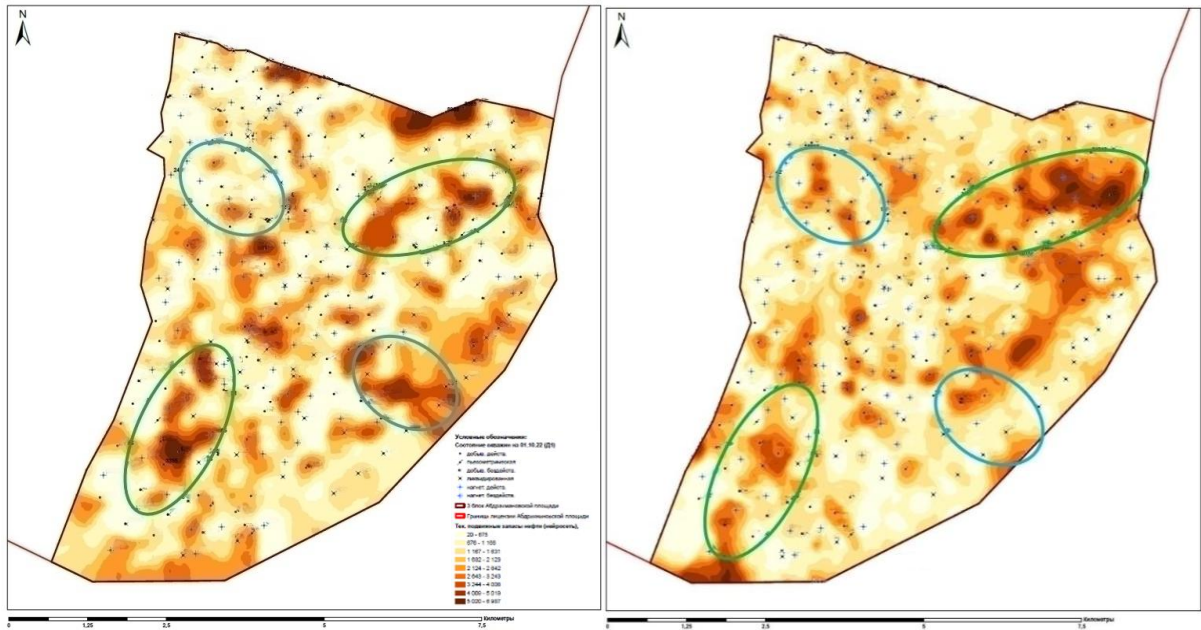
Данный выбор обусловлен тем, что данные по добыче являются наиболее простыми и «естественными» параметрами. Получаемые данные

являются вторичными по отношению к остаточным запасам и лишь косвенно свидетельствуют об их наличии или отсутствии. Поскольку полученные значения являются количеством жидкости, прошедшей через некоторый объем за достаточно продолжительный временной интервал, и неизменности объема «фильтрации», то отношение накопленной добычи нефти Q_n к накопленной добыче жидкости $Q_{жс}$ будет иметь убывающий характер. В этом случае объем потенциально возможной добычи нефти некоторой ячейки будет находиться в диапазоне $Q_{max} * (Q_n/Q_{жс}; 0]$, где Q_{max} – максимальный объем жидкости, который переместится через данную ячейку за наблюдаемый период времени. Далее было принято следующее допущение: за период времени с момента расчета до конца эксплуатации объем фильтрации не превышает поровой объем самой ячейки из-за малой линейной скорости фильтрации флюида [173, 174, 175]. Тогда данное соотношение $Q_n/Q_{жс}$ может быть рассмотрено как «нефтенасыщенность».

В результате использования данного подхода построены карты текущих подвижных запасов нефти по состоянию на дату изучения (Рисунки 2.57(а), 2.58(а)).

Для подтверждения полученных результатов были сопоставлены карты подвижных запасов нефти, полученные по предложенному оперативному способу и по результатам трехмерного моделирования (Рисунки 2.57-2.58). Как видно из данного сопоставления характер локализации и распределения остаточных запасов нефти по нейросетевой технологии согласуются с результатами ГГДМ.

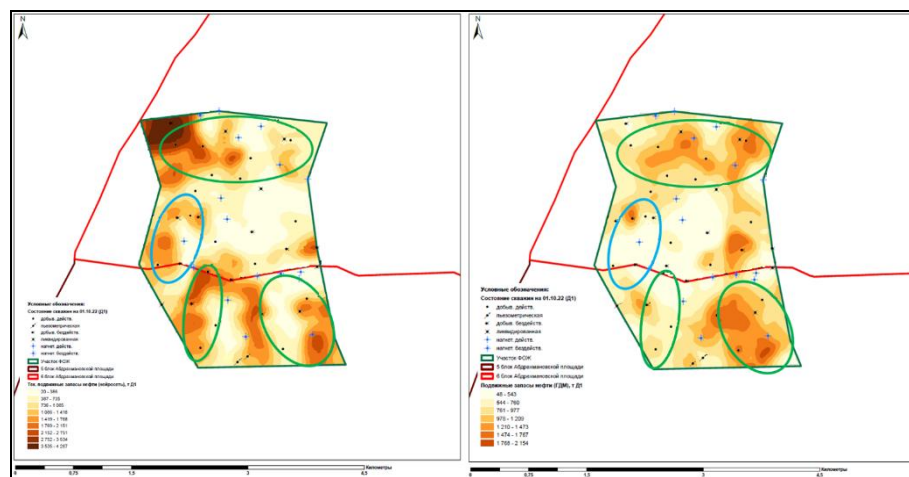
Таким образом, представлен оперативный способ локализации остаточных запасов нефти с использованием нейросетевых технологий, которые позволяют с достаточной точностью определить зоны (участки залежи) с повышенной плотностью остаточных запасов нефти и сформировать эффективную программу ГТМ по их довыработки.



(а)

(б)

Рисунок 2.57 – Сопоставление карт текущих подвижных запасов нефти пласта Д₁, полученных по предложенному способу (а) и ГГДМ (б) на участке I



(а)

(б)

Рисунок 2.58 – Сопоставление карт текущих подвижных запасов нефти пласта Д₁, полученных по предложенному способу (а) и ГГДМ (б) на участке II

2.4.2 Локализация остаточных запасов на основе оценки взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин

В рамках 2.4 также проведена оценка коэффициентов влияния нагнетательных скважин на добывающие с использованием подходов, приведенных в работе [144]. Данный подход основан на использовании обобщенного фильтра Калмана и имеет структуру, включающую оценку проводимости нефти и воды в межскважинном пространстве с дальнейшим определением коэффициентов влияния между скважинами (Рисунок 2.59).

В качестве входных данных используются результаты отдельной добычи нефти, воды и закачки по пластам. Далее выполняется разбиение каждого объекта (пласта) на равномерную сетку гексагональных ячеек одинакового размера (Рисунок 2.60). При этом каждая ячейка характеризуется набором случайных величин (переменных) в каждый момент времени. В данном случае эти переменные включают информацию о количестве жидкости и нефтенасыщенности. При этом расчетный шаг по времени равен одному месяцу.



Рисунок 2.59 – Структура оценки коэффициента влияния

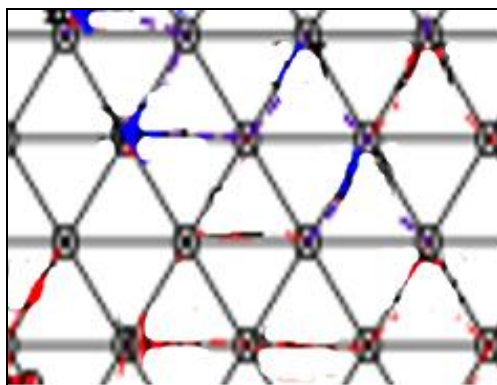


Рисунок 2.60 – Пример разбиения сетки

Из Рисунка 2.60 видно, что каждая эксплуатационная скважина граничит с множеством ячеек разбиения. Предполагается, что количество (объем) жидкости в этих ячейках находится в определенной зависимости от добычи нефти наблюдаемой скважины. Поэтому при дальнейших расчетах будет оцениваться расстояние от геометрических центров ячеек до наблюдаемой эксплуатационной скважины.

Добыча нефти $v_m^o(t)$ в момент времени t для скважины m определяется следующим уравнением (2.18) [144]:

$$v_m^o(t) = \eta_m^o p_m(t) \sum_{n \in so(m)} h_n(t) s_n(t) q_m(n) + \varepsilon_m(t), \quad (2.18)$$

где $h_n(t)$ и $s_n(t)$ – количество жидкости и нефтенасыщенность ячейки n в момент времени t ,

$p_m(t)$ – время работы скважины в момент времени t ,

η_m^o – неизвестный параметр, связанный только со скважиной,

$q_m(n)$ – доля пропорциональности для скважины m относительно ячейки n ,

$so(m)$ – множество ячеек, связанных со скважиной,

$\varepsilon_m(t)$ – неизвестный нормально распределённый белый шум.

Так как ячейки разбиения гидродинамически связаны, то значения нефти $o_n(t+1)$ и воды $w_n(t+1)$ в ячейке n определяются следующими уравнениями (2.19) и (2.20) [144]:

$$\begin{aligned}
o_n(t+1) = & h_n(t)s_n(t) \\
& + \sum_{n' \in ne(n)} \theta_{n \sim n'}^o s_n(t) \kappa_o(s_n(t)) (h_{n'}(t) - h_n(t)) \\
& - \sum_{m: n \in so(m)} \eta_m^o s_n(t) p_m(t) h_n(t) q_m(n),
\end{aligned} \tag{2.19}$$

$$\begin{aligned}
w_n(t+1) = & h_n(t)(1 - s_n(t)) \\
& + \sum_{n' \in ne(n)} \theta_{n \sim n'}^w (1 - s_n(t)) \kappa_w(1 - s_n(t)) (h_{n'}(t) - h_n(t)) \\
& - \sum_{m: n \in so(m)} \eta_m^w (1 - s_n(t)) p_m(t) h_n(t) q_m(n) + \sum_{l: n \in so(l)} q_l(n) u_l(t).
\end{aligned} \tag{2.20}$$

где $ne(n)$ – множество ячеек, соседних к n ,

$\theta_{n \sim n'}^w$ и $\theta_{n \sim n'}^o$ – неизвестные коэффициенты проводимости между ячейками n и n' для воды и нефти соответственно,

$\kappa_w(\cdot)$ и $\kappa_o(\cdot)$ – заранее заданные функции, которые определяют относительную проницаемость соответствующих флюидов при известной насыщенности.

Значения для скрытых переменных определяются формулами (2.21) [144]:

$$\begin{aligned}
h_n(t+1) = & \text{softplus} \left(o_n(t+1) + w_n(t+1) + \varepsilon_n^h(t+1) \right), \\
s_n(t+1) = & \text{sigmoid} \left(\frac{w_n(t+1)}{h_n(t+1)} - \frac{1}{2} \right),
\end{aligned} \tag{2.21}$$

где $\varepsilon_n^h(t+1)$ – нормально распределённый белый шум.

Таким образом, полученная модель является упрощенной гидродинамической моделью, которая характеризуется достаточной простотой сетки и не привязана к множеству уравнений физического закона фильтрации жидкости через горную породу [144]. Данная модель будет представлять собой частный случай обобщенного фильтра Калмана [176] (Рисунок 2.61).

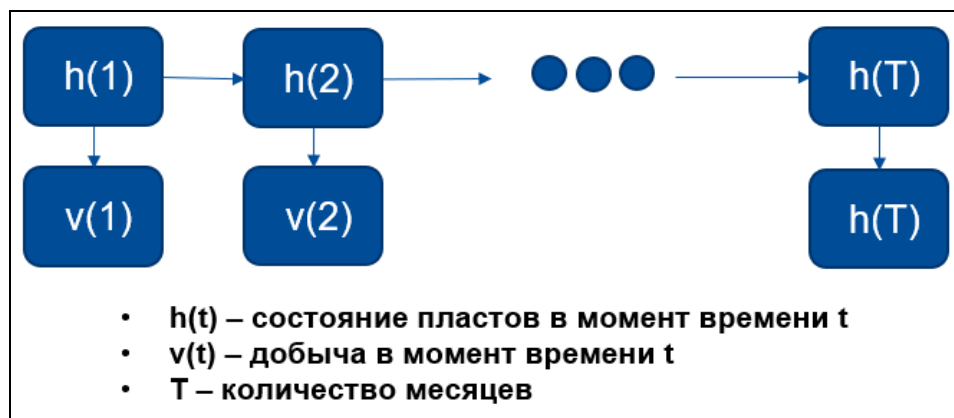


Рисунок 2.61 – Графическое описание зависимостей в модели

Дальнейшее обучение модели проводится путем нахождения такого значения параметров, которые лучше всего согласуются с историческими эксплуатационными данными. Поскольку в данной модели присутствуют скрытые переменные, то оценка параметров проводилась на основе ЕМ-алгоритма [177] (чередовании Е-шага и М-шага):

- Е-шаг заключается в том, что при известных проводимостях жидкости вычисляются объем жидкости и нефтенасыщенности в каждый момент времени всех ячеек.

- М-шаг – при известном состоянии пласта подбираются соответствующие проводимости нефти и воды.

При расчете Е-шага использован ансамблевый фильтр Калмана [178]. Для этого начальные распределения жидкости и нефтенасыщенности в пласте задавались из трехмерной геологической модели. При расчете М-шага использован обычный градиентный спуск [144]. Таким образом, данный алгоритм работает таким образом, чтобы подобранные параметры максимально соответствовали историческим эксплуатационным данным каждой скважины (Рисунок 2.62).

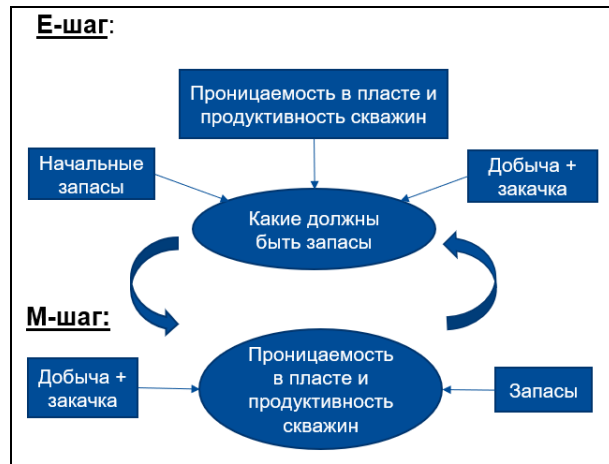


Рисунок 2.62 – Графическое представление обучения

Далее коэффициент влияния нагнетательной скважины вычисляется по формуле (2.22) [144]:

$$Y(m, l) = (\eta_m^w + \eta_m^o) \sum_{n_1 \in \text{Iso}(l)} \sum_{n_2 \in \text{Iso}(m)} \sum_{y \in \text{ways}(n_1, n_2)} q_l(n_1) q_m(n_2) \prod_{a \in y} (\theta_a^w + \theta_a^o), \quad (2.22)$$

где $\text{ways}(n_1, n_2)$ – множество путей кратчайшей длины из ячейки n_1 до ячейки n_2 .

Суть формулы (2.22) заключается в том, что степень влияния между двумя скважинами вычисляется как произведение проводимости (в условных единицах) на добычу и закачку в единый промежуток времени. Так, величина, полученная по формуле (2.22), будет характеризовать средний объём перекачанной жидкости через пласт.

Для удобства работы необходимо производить нормировку результатов таким образом, чтобы коэффициенты влияния каждой нагнетательной скважины были равны 1 по всем реагирующим добывающим скважинам (формула (2.23)):

$$Y^*(m, l) = \frac{Y(m, l)}{\sum_m Y(m, l)}. \quad (2.23)$$

Стоит отметить, что нормировка может проводиться как по направлению от нагнетательных к добывающим скважинам, так и в

обратную сторону (Рисунок 2.64). Пример расчетов коэффициентов влияния нагнетательных скважин на добывающие показан на Рисунках 2.63 и 2.64.

Как видно из Рисунков 2.63 и 2.64, участки межскважинного пространства, которые характеризуются очень низкими значениями коэффициентов влияния либо вовсе его отсутствием, являются слабодренлируемыми зонами с повышенной плотностью остаточных запасов нефти. И, наоборот, участки залежи, которые характеризуются достаточно высокими значениями коэффициентов влияния нагнетательных скважин на добывающие, являются наиболее выработанными зонами с низкой плотностью остаточных запасов нефти.

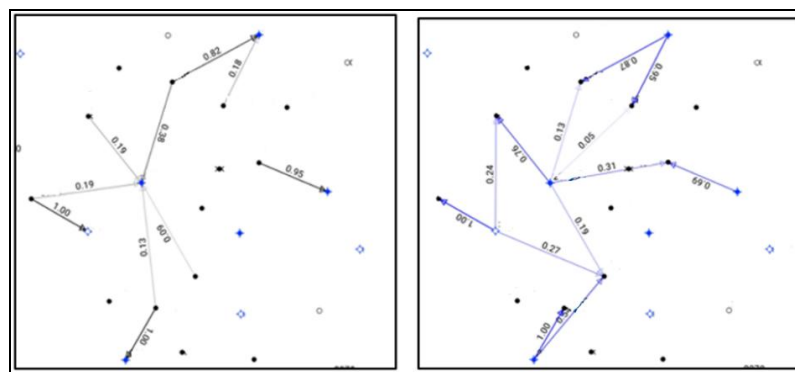


Рисунок 2.63 – Пример расчета коэффициентов влияния по жидкости

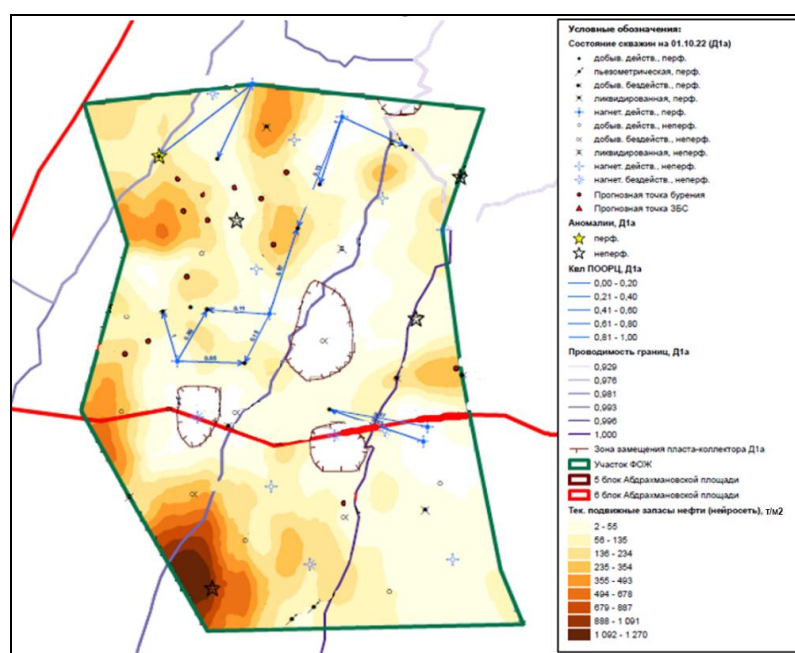


Рисунок 2.64 – Пример расчета коэффициентов влияния

2.5 Локализация остаточных запасов нефти для ввода их в разработку с использованием комплекса разномасштабных геолого-промысловых исследований

2.5.1 Выделение перспективных участков локализации остаточных запасов

Как уже было отмечено в предыдущих разделах, при разработке рассматриваемого нефтяного месторождения наблюдается существенное ухудшение структуры остаточных запасов нефти. Особенно данная картина отмечается на поздней стадии [56, 109, 110, 163]. Как правило, ухудшение запасов связано с геологическими и технологическими причинами. Наличие геологических причин обусловлено со сложным строением (вертикальная и латеральная неоднородность и др.). Технологические причины – недостижением проектных значений из-за отсутствия возможности полного учета всех геологических факторов на стадии проектирования и дальнейшего внедрения. Для сохранения и увеличения текущих темпов добычи нефти и достижения максимального значения КИН необходима достоверная локализация остаточных запасов нефти с формированием эффективной программы ГТМ [56, 109, 110, 143, 149]. Однако, несмотря на то, что методы изучения и получения геолого-промысловой информации постоянно совершенствуются, вопрос достоверной локализации остаточных запасов нефти не теряет актуальности.

В данной главе использованы результаты научных исследований, приведенных в работе [134]. Целью исследования данной работы [134] являлась разработка эффективного подхода по обоснованию выявления, количественной оценки и вводу в разработку остаточных запасов верхнедевонских продуктивных пластов центральной площади исследуемого месторождения. Данные исследования проводились на основе ретроспективного анализа сложившейся системы разработки, которая

характеризуется достаточной продолжительностью по времени. Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие задачи [134]:

- изучение литолого-стратиграфических особенностей и закономерности нефтеносности;
- выявлены возможные причины образования остаточных запасов нефти;
- проведение ретроспективного анализа на основе имеющейся информационной системы;
- разработка комплексного алгоритма (подхода) для выявления и оценки остаточных извлекаемых запасов нефти;
- формирование эффективной программы ГТМ на основе проведенных исследований.

В данном случае ретроспективный метод заключается в анализе всего набора геолого-промысловой информации, которая накапливалась по мере разработки объекта. Предметом анализа являются динамика технологических показателей работы эксплуатационного фонда скважин. При этом основные этапы такого анализа применительно к истории разработки нефтяного месторождения сформированы в виде алгоритма, состоящего из входного, основного и выходного модулей [134].

Алгоритм разработан и апробирован для нефтеносных пластов пашийского D_1 (пласты «г» и «д»), муллинского D_2 , ардатовского D_3 , воробьевского D_4 и бийского D_5 горизонтов изучаемой площади. Для этого был произведен предварительный анализ текущего состояния разработки пластов с учетом информации по 2605 скважинам. Разработка изучаемой площади началась с горизонта D_1 в 1952 г. и разделения рядами нагнетательных скважин на 8 блоков. Каждый из выделенных блоков рассматривался как самостоятельный объект для очагового, избирательного и других видов заводнения [134]. Таким образом, ретроспективный анализ охватывает промежуток времени продолжительностью более 70 лет. По

результатам анализа в пределах изучаемого объекта были выделены следующие категории [134]:

- 1 категория – ранее не разрабатывавшиеся пласты, сложенные кондиционными коллекторами;
- 2 категория – пласты с ухудшенными ФЕС;
- 3 категория – ранее разрабатывавшиеся пласты, но оставленные до достижения предельной обводненности;
- 4 категория – разрабатываемые по состоянию на дату изучения;
- 5 категория – пласты, оставленные по достижению предельной обводненности;
- 6 категория – выклинивающиеся, замещенные неколлекторами или считающиеся водоносными.

Выделяемые категории назначаются как по пластам, так и остаточным извлекаемым запасам, которые в них содержатся (Таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Характеристика остаточных извлекаемых запасов по категориям

№	Категория	Характеристика
1	1 категория	В ранее не разрабатывавшихся кондиционных коллекторах
2	2 категория	В пластах с ухудшенными ФЕС
3	3 категория	В ранее разрабатывавшихся пластах, которые были оставлены до достижения предельной обводненности
4	4 категория	В разрабатываемых пластах
5	5 категория	В пластах, оставленных с предельной обводненностью
6	6 категория	В выклинивающихся, замещенных не коллекторами, или водоносных пластах

Как уже говорилось ранее, разработанный алгоритм включает входной, основной и выходной модули. Входной модуль (Рисунок 2.65) построен по принципу «от общего к частному» (выбор месторождения, площади и объекта разработки, затем блока и конкретной скважины). Далее производится предварительный анализ текущего состояния скважины, вскрытия пластов и проведенных ГТМ. Данные по пластам D_1 и D_2 анализируются на основе существенного объема верифицированных исторических данных в цифровом формате по добыче и закачки, изменению

пластового давления и ФЕС пород, реализованных ГТМ и данным месячный эксплуатационный рапорт (МЭР). Для пластов Д₃, Д₄ и Д₅ рекомендовано дополнительно проводить анализ структурных поверхностей и ГИС с целью уточнения литологии, толщины и ФЕС пластов. Так, в конечном пункте входного блока определяется текущее назначение скважины, от которого зависит дальнейший ход исследований.

При дальнейшем анализе добывающей скважины определяется степень вскрытия продуктивных пластов, которая определяется понятиями «вскрыт», «частично вскрыт» или «не вскрыт» (Рисунок 2.66). В скважинах с частично вскрытыми пластами выделяются вскрытые (перфорированные) и не вскрытые (не перфорированные) пласты. По перфорированным пластам проводится оценка текущего состояния разработки (разрабатываемые, частично-разрабатываемые и неразрабатываемые). К частично-разрабатываемым относятся нефтеносные пласты, содержащие неперфорированный интервал или прослой. По разрабатываемым и частично-разрабатываемым пластам проводится ретроспективный анализ разработки с целью определения эксплуатационных характеристик и запасов, которые будут отнесены к категории 4. По пластам, которые ранее не вводились в эксплуатацию, и представляющим наибольший промышленный интерес, проводится детальный анализ геолого-промысловых данных с целью подсчета запасов объемным методом (отнесены к категории 1). По ранее разрабатываемым пластам по анализу МЭР оценивается перспективность дальнейшего рассмотрения. Данные объекты могли быть «отключены» с неопределенным значением обводненности менее 98 % [134], даже несмотря на достаточно высокие значения дебита (отнесены к категории 3). Остаточные извлекаемые запасы в таких пластах подсчитываются с учетом накопленной добычи нефти до отключения пласта и распределения запасов по пластам. К малоперспективным относятся пласты, отключенные по причине высокой обводненности, достигшей предельных величин более 98 % в сочетании с небольшим дебитом по нефти.

В таких пластах уточняется степень выработанности запасов путем сопоставления накопленной добычи и начальных извлекаемых запасов.

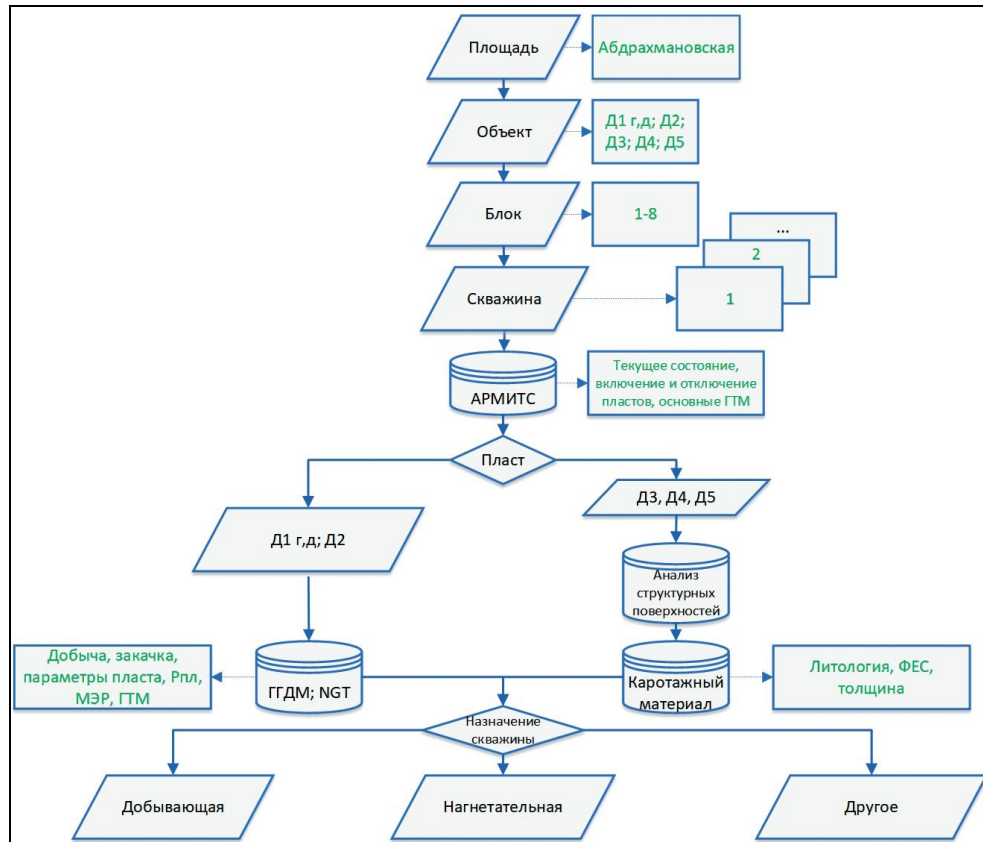


Рисунок 2.65 – Входной модуль алгоритма ретроспективного анализа

Когда **накопленная добыча меньше начальных извлекаемых запасов**, то это объясняется с опережающим обводнением пласта. В таких случаях возникает необходимость применения методов ограничений водопритока или регулирования фильтрационных потоков для доизвлечения остаточных запасов.

Если **накопленная добыча больше начальных извлекаемых запасов**, то пласт и содержащиеся в нем остаточные извлекаемые запасы относятся к категории 5. При этом существенное превышение может объяснено отбором нефти из зоны дренирования соседних скважин или выше (ниже) залегающих пластов.

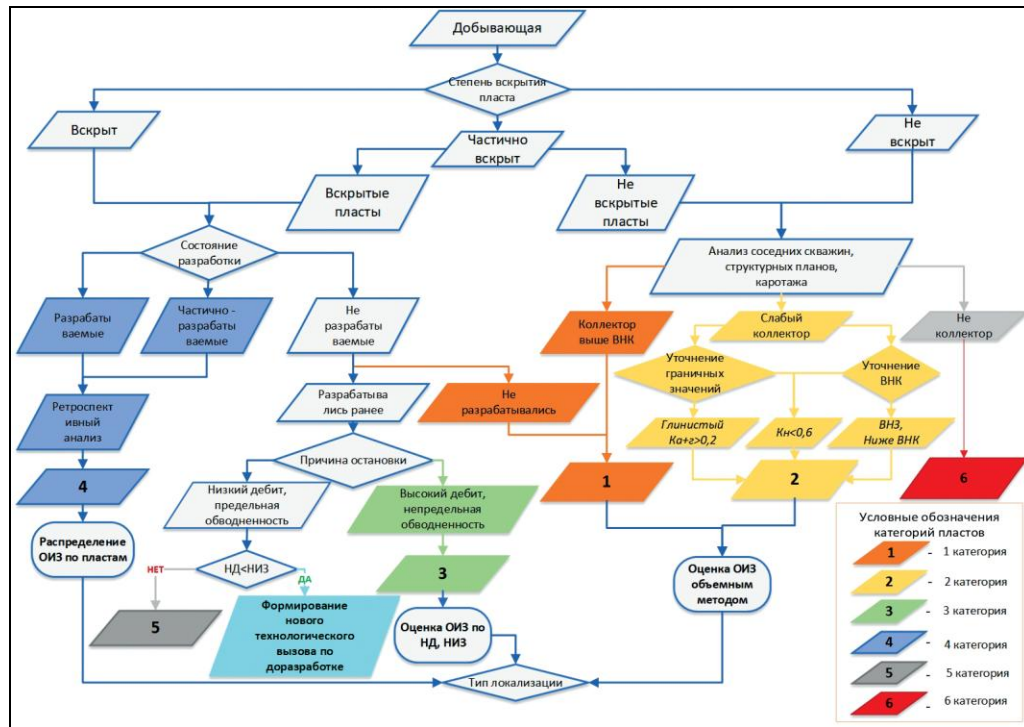


Рисунок 2.66 – Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по добывающим скважинам

Наибольший интерес представляют пласты, которые по разным причинам не эксплуатировались. К ним можно отнести пласты, первично вскрытые бурением, но вторичное вскрытие (перфорация) которых не производилось. Также можно отнести не вскрытые пласты, предположительно залегающие ниже основных эксплуатационных объектов. Для таких объектов проводится детальный анализ геолого-промысловых данных по соседним скважинам, структурных и литологических карт, каротажа и истории перфорации. Недостающие данные дополняются по аналогии с соседними скважинами, которые вскрыли те же разновозрастные отложения. Далее среди них выделяются 3 типа категорий. К категории 1 относятся запасы в нефтенасыщенных кондиционных коллекторах, залегающих выше принятого уровня ВНК. К категории 2 – запасы менее кондиционных пластов: «слабых» по причине повышенного содержания глинистого и алевролитового материала [163]; с пониженными значениями коэффициента нефтенасыщенности (менее 0,6 д.ед.); выделенных в

водонефтяной или водоносной (ниже принятого уровня ВНК) зонах. Категорией 6 отмечаются пласты, сложенные неколлекторами или водонасыщенными коллекторами, которые не были выделены по прямым качественным или косвенным признакам по материалам ГИС. По наиболее перспективным пластам категорий 1 и 2 определяются подсчетные параметры для дальнейшего прогноза остаточных извлекаемых запасов.

Назначение категории нескрытым пластам в нагнетательных скважинах аналогично процедуре для добывающих (Рисунок 2.67). Вскрытые пласты распределяются по состоянию закачки следующим образом [134]:

- закачивается (ведется закачка);
- закачивалась ранее (в настоящее время закачка не ведется);
- не закачивается (закачка иногда производилась).

Последняя группа также, как и для добывающих подразделяется на 3 категории:

- нефтенасыщенные, залегающие выше принятого уровня ВНК (категория 1);
- «слабые» (категория 2);
- неколлекторы (категория 6).

Далее проводится оценка степени выработанности запасов в пластах, в которых ведется в настоящее время или ранее проводилась закачка. Сопоставляются значения накопленной добычи нефти по реагирующим скважинам и начальных извлекаемых запасов в пределах элемента разработки (участка залежи).

Если **накопленная добыча меньше начальных извлекаемых запасов**, то возникает необходимость в формировании соответствующей программы рекомендаций по доизвлечению остаточной нефти, сосредоточенной в межскважинном пространстве.

Если **накопленная добыча больше начальных извлекаемых запасов**, то запасы в пласте относятся к категории 5.

Выходной модуль (Рисунок 2.68) учитывает, что при длительной разработке месторождения характеристики пластов могут быть подвержены влиянию разработки. Для этого необходимо применение новейших методов и принципов оценки ФЕС и текущей нефтенасыщенности.

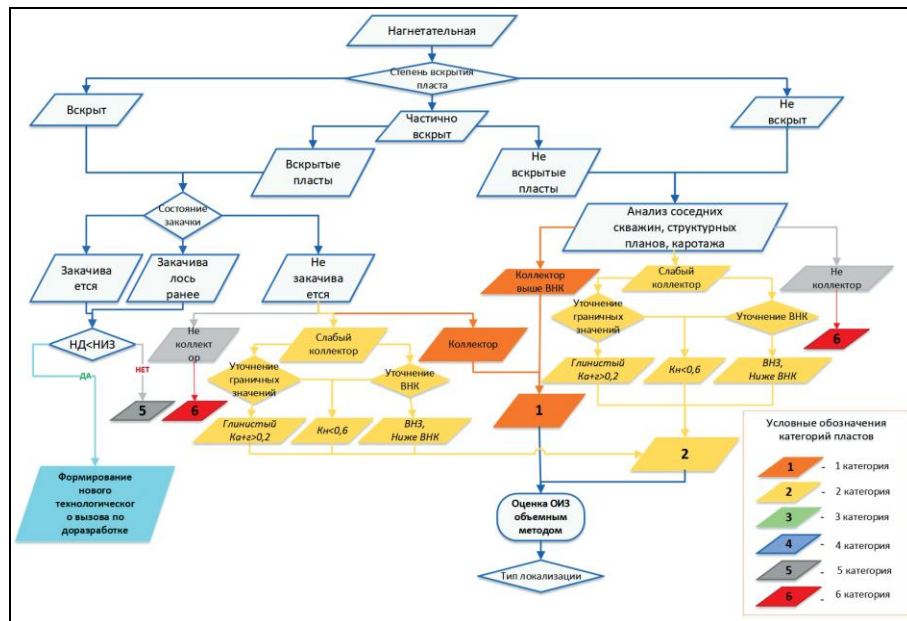


Рисунок 2.67 – Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по нагнетательным скважинам

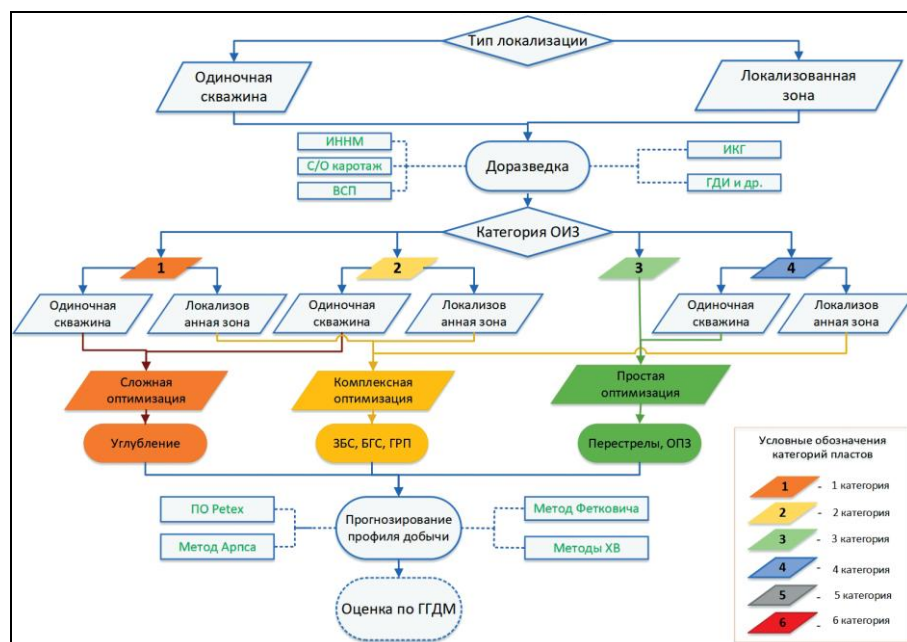


Рисунок 2.68 – Выходной модуль алгоритма ретроспективного анализа

2.5.2 Выбор и проведение ГТМ

Как уже было отмечено, разработанный алгоритм апробирован при изучении нефтеносных пластов пашийского D_1 , муллинского D_2 , ардатовского D_3 , воробьевского D_4 и бийского D_5 горизонтов Абдрахмановской площади.

Например, в одной добывающей скважине (№ XXXX4), которая на дату изучения разрабатывает пласты $D_{1б1}$ и $D_{1б3}$, были выделены различные категории пропластков (Рисунок 2.69). Согласно данным технологических показателей работы, исследуемая скважина введена в эксплуатацию с 1981 г. (пласт $D_{3а}$). В 1986 г. отключена по причине низкого дебита (предельное значение обводненности не достигнуто) и переведена на пласты $D_{1г3+д}$ (Таблица 2.8, Рисунок 2.70). Пласт $D_{3а}$ отнесен к категории 3, т.к. не было достигнуто предельное значение обводненности. В 1989 г. выполнено приобщение пласта $D_{1г1}$ к пласту $D_{1г3+д}$. Далее в 1990 г. пласты были остановлены по причине достижения предельного значения обводненности (категория 5). Затем скважина переведена под добычу воды с пласта D_2 (категория 6) и с 1997 по 2007 гг. проработала как водозаборная. В январе 2007 г. была переведена как добывающая с пласта $D_{1г3+д}$. В 2008 г. данный пласт $D_{1г3+д}$ был изолирован по причине высокой обводненности добываемой продукции. В связи с этим рассматриваемая скважина была переведена на пласты $D_{1б1}$ и $D_{1б3}$. К 2017 г. обводненность из этих пластов достигла к близкой к предельному значению и была равна 97,6 %. С середины 2020 г. скважина находится в бездействии.

В результате детального изучения исторических данных по данной скважине к категории 1 отнесены пласты $D_{1г2}$ (толщина 1,6 м, пористость 22,4 %), $D_{1д}$ (2 м, 21,4 %) и $D_{3б}$, которые представлены двумя прослоями с общей толщиной 2,2 м пористостью 15,9 и 17,0 % (данные прослои не были вскрыты перфорацией). К категории 2 отнесена нижняя часть пласта $D_{1д}$, как пласт с повышенной глинистостью. Пласт $D_{3в}$ отнесен к категории 6, т.к.

представлен неколлектором. Также к категории 6 отнесены пласты Д_{4а}, Д_{4б} и Д₅ как водонасыщенные. На основе выделения различных категорий была построена соответствующая карта по изучаемым отложениям (Рисунок 2.71). Данные карты категорий были совмещены с картами остаточных запасов, которые были построены с учетом рекомендаций, изложенных в 2.2 (Рисунок 2.72).

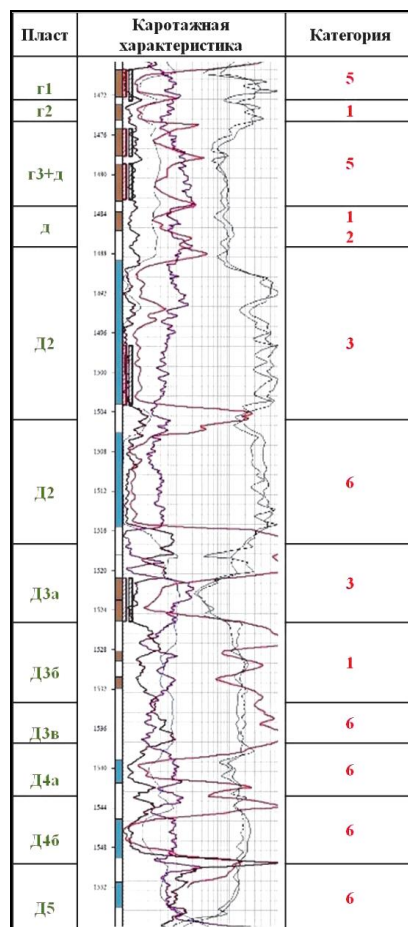


Рисунок 2.69 – Выделение различных категорий пластов



Рисунок 2.70 – Технологические показатели разработки

Таблица 2.8 – История перфорации

Дата	Пласт	Вид работ	Тип перфорации, изоляции
30.04.1981	Д3а	Первичная перфорация	Кумулятивная
03.05.1986	Д3а	Отключение	Заливка цементом
04.05.1986	Д1г3+д	Дострел	Кумулятивная
04.04.1989	Д1г1	Дострел	Кумулятивная
15.04.1990	Д1г1	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	Д1г3	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	Д1г3	Отключение	Изоляция летучкой
16.04.1990	Д2	Дострел	Кумулятивная
02.01.2007	Д2	Отключение	Изоляция песком
03.01.2007	Д1б1	Дострел	Кумулятивная
03.01.2007	Д1б2	Дострел	Кумулятивная
08.07.2011	Д1а	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная
08.07.2011	Д1а	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная

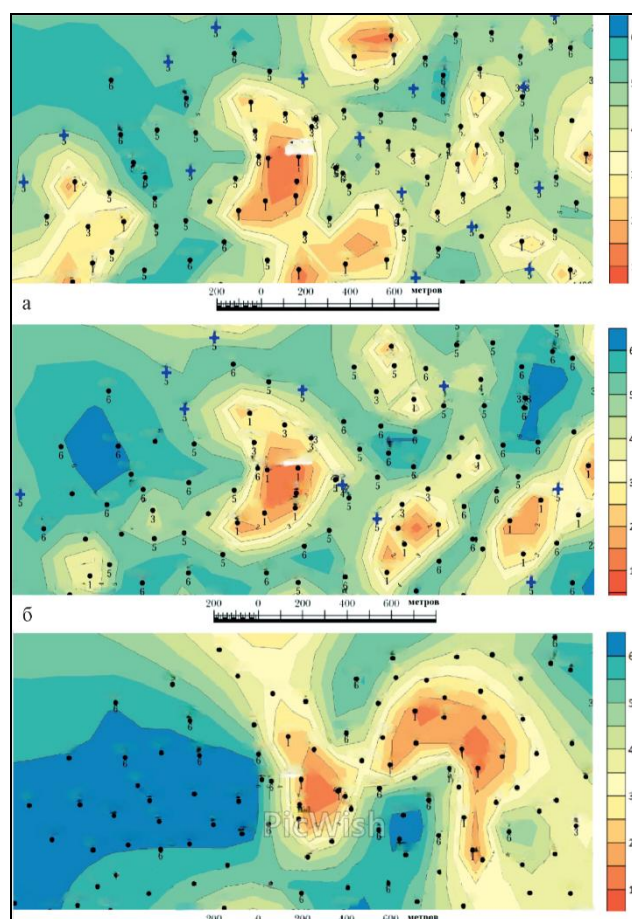


Рисунок 2.71 – Карта различных категорий по изучаемому объекту
(г2 – а, б – д, Д3б – в)

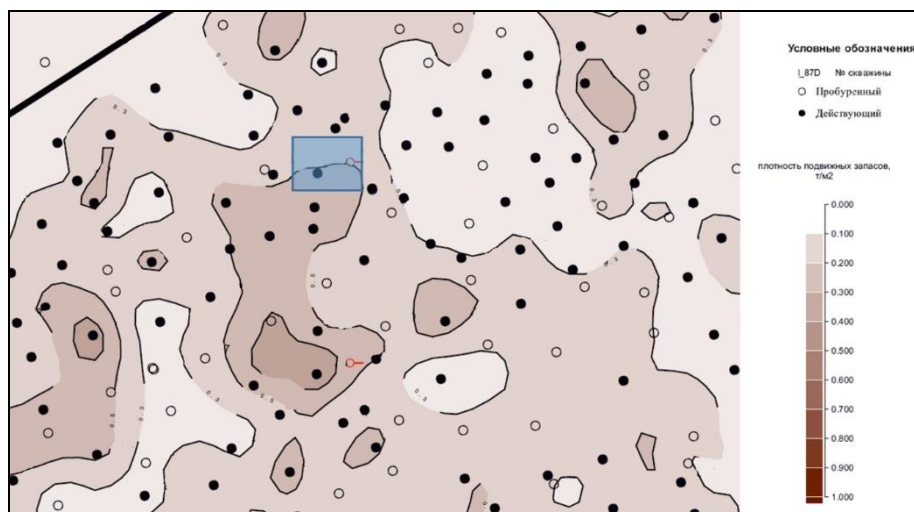


Рисунок 2.72 – Фрагмент карты текущих запасов нефти на дату изучения объекта

В пределах пласта г2 исследуемая скважина находится в зоне «категория 1», которая характеризуется значительными остаточными запасами. Данная зона «категория 1» сформировалась в центральной части стягивающего ряда шести добывающих скважин и окружена запасами категории 2 и 3. Аналогичная зона выделяется в пластах Д_{1д} и Д_{3б}.

Для вовлечения в разработку перспективных участков, выделенных по предложенному комплексному подходу, также в данной работе был предложен алгоритм подбора вида ГТМ (Рисунок 2.73) [134]. Согласно данному алгоритму, вначале необходимо оценить техническое состояние скважины, которая вскрыла участки залежи с значительными остаточными извлекаемыми запасами. В случае удовлетворительного технического состояния скважины необходимо данный участок проанализировать на содержание остаточных извлекаемых запасов. Если изучаемый участок характеризуется остаточными извлекаемыми запасами менее 5 тыс.т, согласно данному алгоритму, предлагается дострел пласта, дострел пласта с ОРЭ и подземный ремонт скважин (ПРС). В случае содержания запасов более 5 тыс.т в зависимости от характера локализации – бурение БС и БГС. Далее после подбора соответствующего вида ГТМ необходимо проведение технико-экономического обоснования.

Согласно данному подходу, были проведены опытные работы в скважинах изучаемой площади [134].

Например, в скважине №XXXXX3 текущим эксплуатационным объектом являлся пласт б2. Далее на основе комплексного подхода выделена зона «категория 1» в пласте г2. Толщина пласта г2 равна 2,8 м, пористость – 22,4 %, нефтенасыщенность – 88,0 %. Остаточные извлекаемые запасы в пределах данной зоны составляют 6 642 т нефти. В результате чего в данной скважине была проведена следующая последовательность ГТМ. Пакером отсечен текущий пласт, который ранее работал с обводненностью около 98 %. Далее произведен дострел нижезалегающего пласта г2, по итогам которого был получен приток нефти около 5,8 т/сут (Рисунок 2.74).

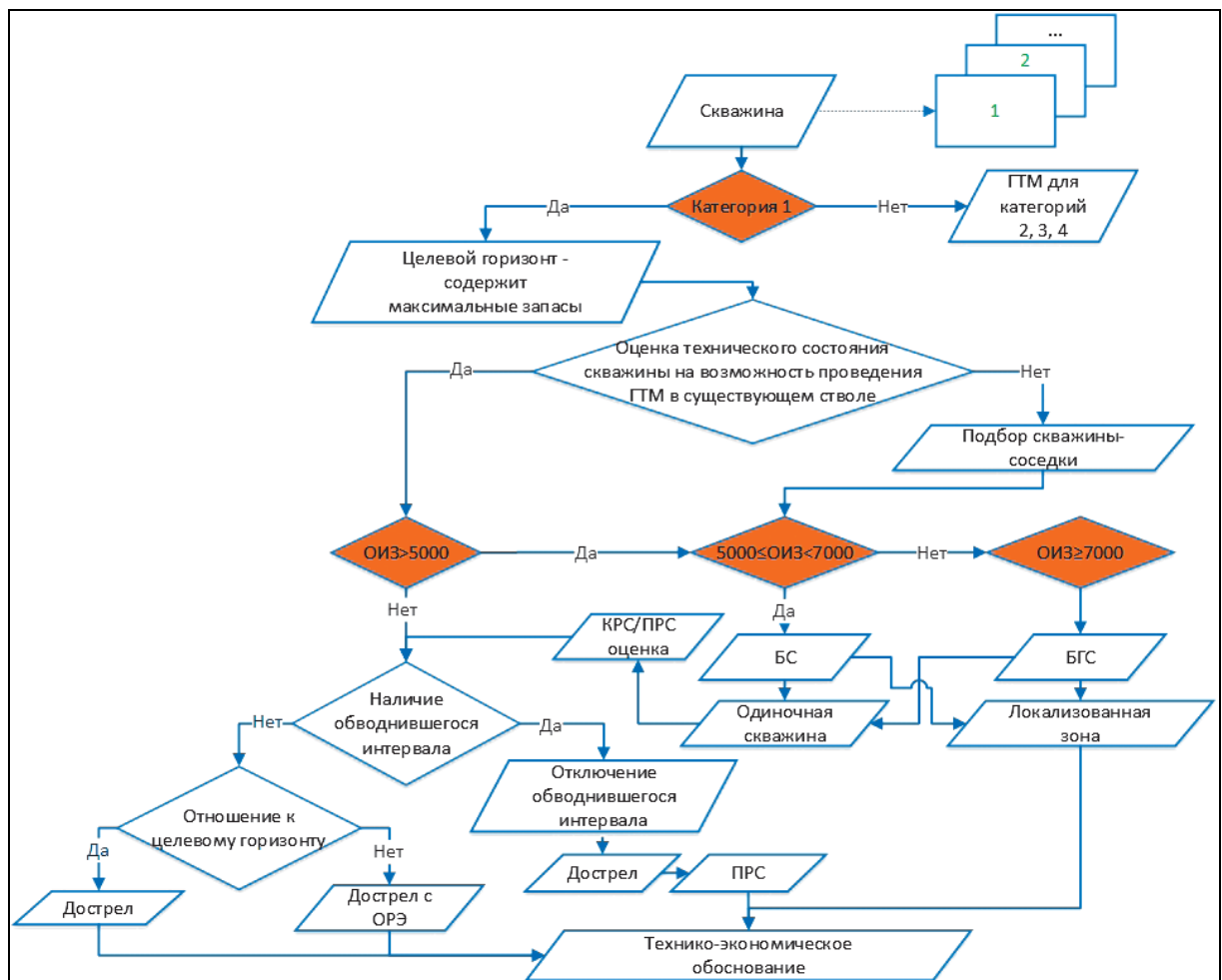


Рисунок 2.73 – Алгоритм подбора ГТМ

В другой простаивающей скважине №XXX4 был произведен дострел пласта Д_{3б}+в, который имеет толщину 4,9 м, пористость – 15,1 %, нефтенасыщенность – 51,4 %. В результате освоения пласта свабированием был получен приток нефти (0,6 т/сут) (Рисунок 2.75).

Стоит отметить, что в данных скважинах продолжаются опытные работы с использованием предложенной комплексной технологии (Рисунки 2.74 и 2.75).

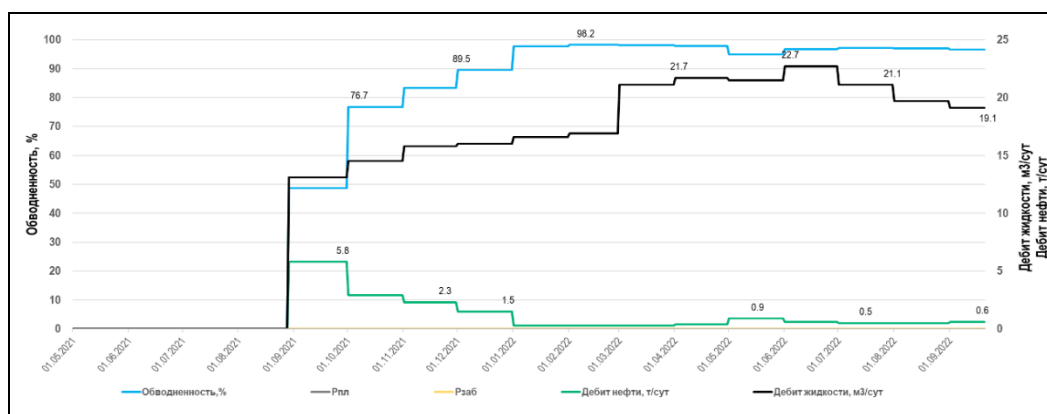


Рисунок 2.74 – Динамика технологических показателей работы скважины №XXXX3

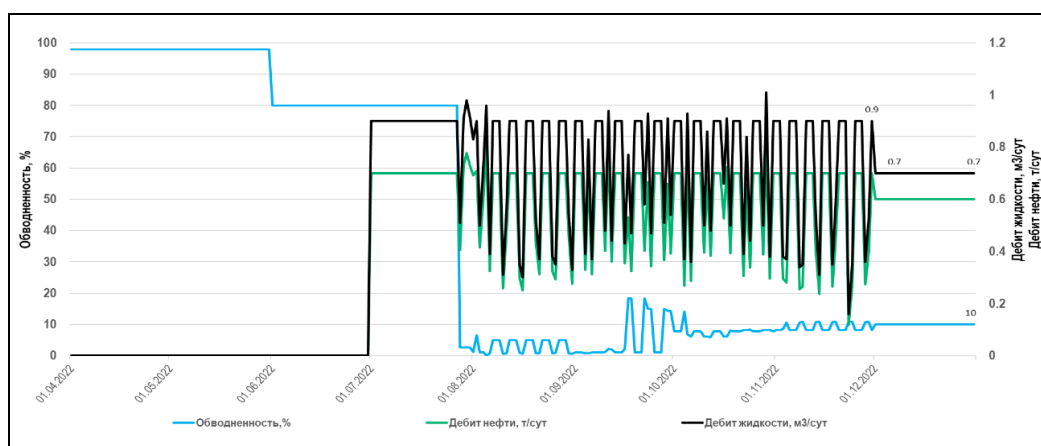


Рисунок 2.75 – Динамика технологических показателей работы скважины №XXX4

В результате использования разработанного комплексного подхода и предложенных рекомендаций по геологическому изучению в пределах

выбранного объекта исследований были выделены перспективные участки локализации остаточных запасов нефти. Дополнительно к ГГДМ на основе ретроспективного анализа исторических данных обосновано наличие остаточных запасов нефти, распределенных по разрезу и площади. Согласно предложенным алгоритмам, в зависимости от наличия остаточных запасов и технического состояния скважин обоснованы соответствующие виды ГТМ, по результатам проведения которых были получены промышленные притоки нефти.

Стоит отметить, что данный комплексный подход может быть тиражирован и на других многопластовых нефтяных месторождениях ЮТС, которые характеризуются сложным геологическим строением и длительной историей разработки.

Таким образом, разработанные и предложенные новые подходы в данном разделе 2 можно представить в виде единого комплексного подхода локализации остаточных запасов нефти (Рисунок 2.76). Стоит отметить, что при оценке и прогнозе остаточных запасов нефти возможно как последовательное использование всех составных частей данного комплексного подхода, так и по отдельности с дальнейшей адаптацией под необходимые геолого-промысловые условия залегания. Использование комплексного научно-методического подхода локализации остаточных запасов нефти позволяет повысить достоверность прогноза и оценки остаточных запасов нефти и локализовать перспективные зоны повышенной плотности в межскважинном пространстве.

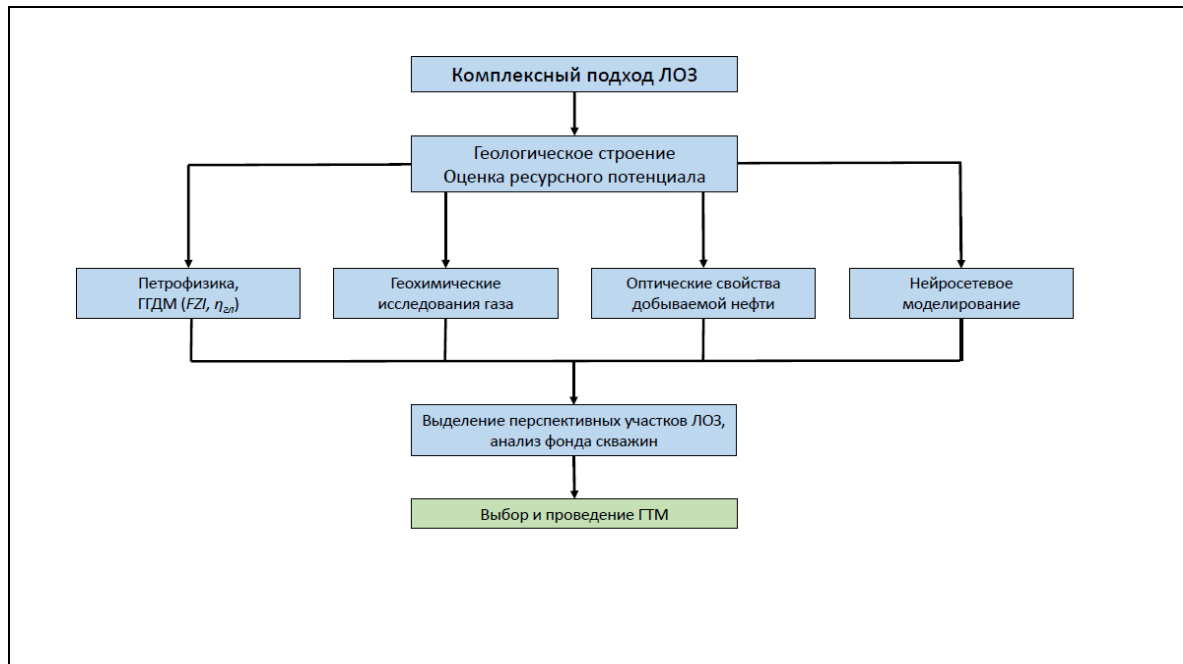


Рисунок 2.76 – Комплексный научно-методический подход локализации остаточных запасов нефти

Выводы к главе 2

1. Показано, что изучаемые продуктивные пласты D_0 и D_1 выбранного месторождения ЮТС имеют сложное геологическое строение, обусловленное неоднородным литологическим составом, невыдержанностью толщин коллекторов и ФЕС, различным развитием по разрезу и прерывистым распространением по площади различных разностей терригенных пород.

2. В результате обобщения технологических показателей разработки проведена оперативная оценка ресурсного потенциала данных объектов эксплуатации, основанная на сопоставлении утвержденных начальных извлекаемых и потенциально возможных начальных извлекаемых запасов нефти.

3. По результатам обновления петрофизической модели обосновано новое граничное значение пористости, равное 7,0 %. Показано, что новое граничное значение пористости подтверждается результатами геолого-промысловых исследований кыновского-пашийского объекта разработки.

4. Разработана новая методика моделирования куба проницаемости, учитывающая неоднородность структуры порового пространства и распределение относительной глинистости продуктивных пластов. Использование данной методики при построении ГГДМ позволило оценить распределение остаточных подвижных запасов и локализовать зоны повышенной плотности запасов.

5. Разработана методика автоматической обработки результатов геохимических исследований компонентного состава попутного нефтяного газа, позволяющая оперативно оценить степень отклонений величин маркеров «изобутан/бутан» и «пентан+гексан». Использование разработанного подхода позволило в оперативном порядке локализовать зоны повышенной плотности остаточных запасов нефти, незатронутых текущей системой разработки (недренируемые), на основе проведения геохимических исследований компонентного состава попутного нефтяного газа.

6. Получены новые корреляционные зависимости оптических свойств добываемой нефти и ряда геолого-технологических параметров для условий залегания нефтяных месторождений ЮТС. Показаны методические приемы локализации остаточных запасов нефти на основе результатов лабораторных исследований оптических свойств добываемого флюида.

7. Разработан оперативный способ локализации остаточных запасов нефти на основе нейросетевых технологий. Проведено сопоставление получаемых результатов с результатами построения ГГДМ. Показано, что использование данного подхода позволяет с достаточной точностью определить зоны локализации остаточных запасов повышенной плотности.

8. Разработан комплексный подход по вводу в промышленную разработку остаточных запасов нефти многопластовых месторождений, основанный на локализации остаточных запасов нефти с использованием разработанных методик и способов. Согласно данному подходу, предлагается выделить в пределах залежи шесть категорий запасов,

которые характеризуются различными ФЕС и плотностью остаточных запасов нефти. Данное разбиение позволило в пределах объекта исследования выделить наиболее перспективные участки залежи и сформировать соответствующую программу ГТМ. В результате внедрения предложенных рекомендаций были получены промышленные притоки нефти от 1 до 5,8 т/сут.

ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ВЕРХНЕГО ОТДЕЛА ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1 Актуальность совершенствования технологии ГРП и МГРП на кыновском объекте ЮТС

В настоящее время большая часть остаточных запасов нефти объектов ПАО «Татнефть» (например, на Ромашкинском месторождении) сосредоточена в коллекторах, характеризующихся высокой зональной неоднородностью, расчлененностью, низкими ФЕС, малыми толщинами и сложной структурой порового пространства [109, 110, 183, 184]. В изучаемых терригенных отложениях верхнего девона остаточные извлекаемые запасы локализованы в низкопроницаемых и заглинизированных пластах [183, 186]. Для эффективной довыработки этих запасов требуется разработка комплексных подходов и высокотехнологичных методов интенсификации добычи. Одной из такой технологией, которая позволяет повысить продуктивность скважин за счет расширения зоны дренирования и вовлечения в процесс разработки участков залежи с ухудшенными ФЕС, является ГРП [109, 110]. Как показывает практика, особую актуальность приобретает проведение ГРП на длительно разрабатываемых месторождениях.

На Рисунке 3.1 приведена динамика объемов и дополнительной добычи от проводимых ГРП в ПАО «Татнефть». Как видно из данного рисунка, за последние годы объемы ГРП выросли значительно, в среднем за 2019-2020 гг. выполнено более 7 тыс. операций с накопленной добычей 21,1 млн т нефти.

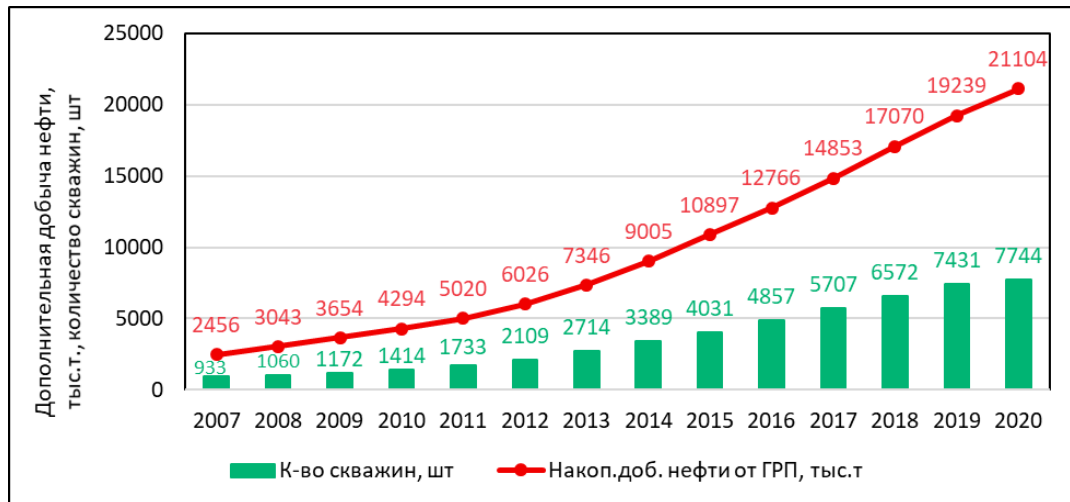


Рисунок 3.1 – Объемы проведения и накопленная добыча ГРП

Также, согласно работам [109, 110] и фактическим материалам Государственной Комиссии по Запасам (ГКЗ), получено следующее. Анализ текущего состояния разработки по некоторому количеству отечественных нефтяных месторождений показывает, что доля таких технологий, как ГРП, ГС и БГС, гидродинамические методы (ГДМ), можно представить в виде треугольной диаграммы (Рисунок 3.2). «В данной диаграмме фактическая доля применения каждой технологии определяется площадью части диаграммы» [109, 110].

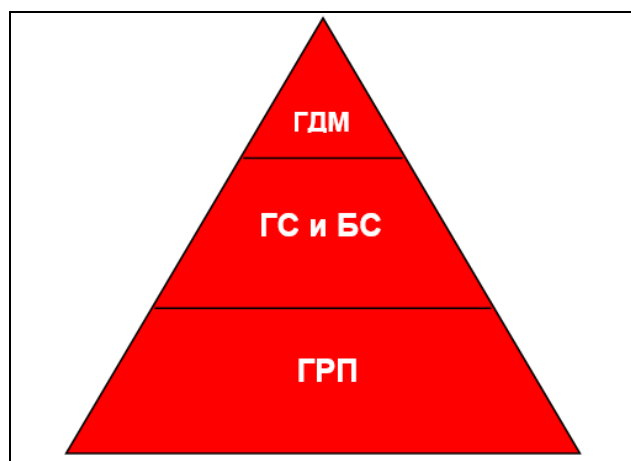


Рисунок 3.2 – Доля различных технологий в приросте добычи нефти

Обобщая вышеизложенное, можно отметить, что «наиболее эффективной технологией для категории неоднородных залежей в приросте текущего КИН является технология ГРП» [109, 110, 227, 228, 229, 230, 231]. Например, «ввод в промышленную разработку таких нефтяных месторождений Западной Сибири, как Приобское, Приразломное, Малобалыкское, Обминское, Восточно-Сургутское, стал возможным именно благодаря этой технологии (ГРП) выработки запасов» [109, 110].

В пределах изучаемого месторождения на долю терригенного девона приходится 83,5 % разведанных запасов. Следовательно, одним из перспективных объектов исследования являются терригенные отложения кыновского горизонта верхнего девона, которые менее выработаны в отличие от пашийского горизонта.

В данной работе подробно рассматриваются анализ текущего состояния разработки, выработки запасов нефти, вопросы выделения перспективных участков для дальнейшего ввода в разработку участков залежи с низкими ФЕС в пределах выбранного объекта исследования.

Учитывая, что по мере эксплуатации залежей происходит ухудшение структуры остаточных запасов, то особую актуальность приобретают работы, направленные на сохранение успешности проводимых ГРП и совершенствование подходов научно-технологического сопровождения. Причем основное внимание должно быть уделено пластам со сложным геологическим строением, которые характеризуются невыдержанностью толщин, низкими ФЕС (значения пористости и проницаемости вблизи границы «коллектор-неколлектор»), высокой послойной и зональной неоднородностью и т.д. Эффективная разработка таких участков возможна с применением технологии МГРП на горизонтальных и многоствольных скважинах.

3.1.1 Выделение участков низкопроницаемых глинистых пластов и анализ технологических показателей разработки

С точки зрения оценки особенностей геологического строения и анализа текущего состояния разработки изучаемых отложений кыновского горизонта (пласт D_0) можно отметить следующее. Проницаемость данных коллекторов является относительно низкой по сравнению с пашийским горизонтом и изменяется в широком диапазоне от 1×10^{-3} до 2000×10^{-3} мкм². К тому же в главе 2 было показано, что для данного объекта характерны:

- низкопроницаемая часть пласта D_0 приурочена к краевым участкам основной залежи месторождения и характеризуется низкими ФЕС и высокими коэффициентами глинистости, изменяющиеся около граничных значений «коллектор-неколлектор»;
- высокая степень зональной неоднородности по проницаемости;
- участки залежи со средней и высокой проницаемостью вырабатываются достаточно равномерно в отличие от участков с низкой проницаемостью.

Следовательно, для повышения эффективности текущей системы разработки необходимо обеспечение выработки запасов из низкопроницаемых глинистых участков. Для этого необходимо применение таких технологий, как бурение горизонтальных и многоствольных скважин с последующим проведением ГРП и МГРП.

Для выделения перспективных участков построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин на основе трехмерных моделей, сформированных с учетом подходов главы 2.

Основными критериями для выделения участков являлись:

- «новые» участки залежей, выделенные при граничном значении коэффициента пористости 7,0 %;
- начальная эффективная нефтенасыщенная толщина более 2 м;

- максимальное расстояние от границ площадей, которые соответствуют линиям нагнетательных скважин.

Изучаемые глинистые коллекторы характеризуются $K_{пр}$ от 0,5 до $3,4 \times 10^{-3}$ мкм².

Так, на первом этапе в пределах Ромашкинского месторождения было выделено 14 перспективных участков для проведения МГРП (Рисунки 3.3-3.5), которые ранее не были выделены (при использовании $K_{пгр} = 11,0 \%$).

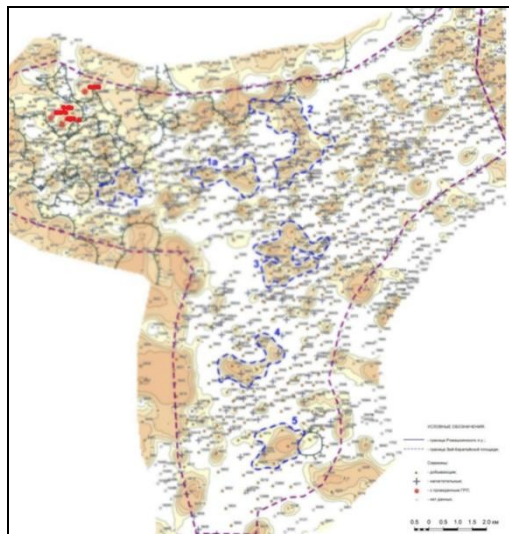


Рисунок 3.3 – Выделение участков на карте эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах Зай-Каратайской площади

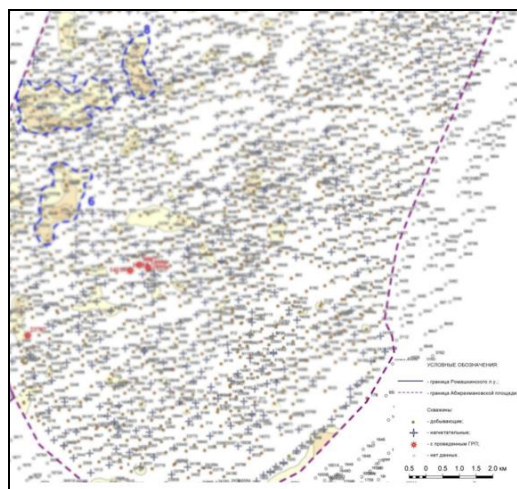


Рисунок 3.4 – Выделение участков на карте эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах Абдрахмановской площади

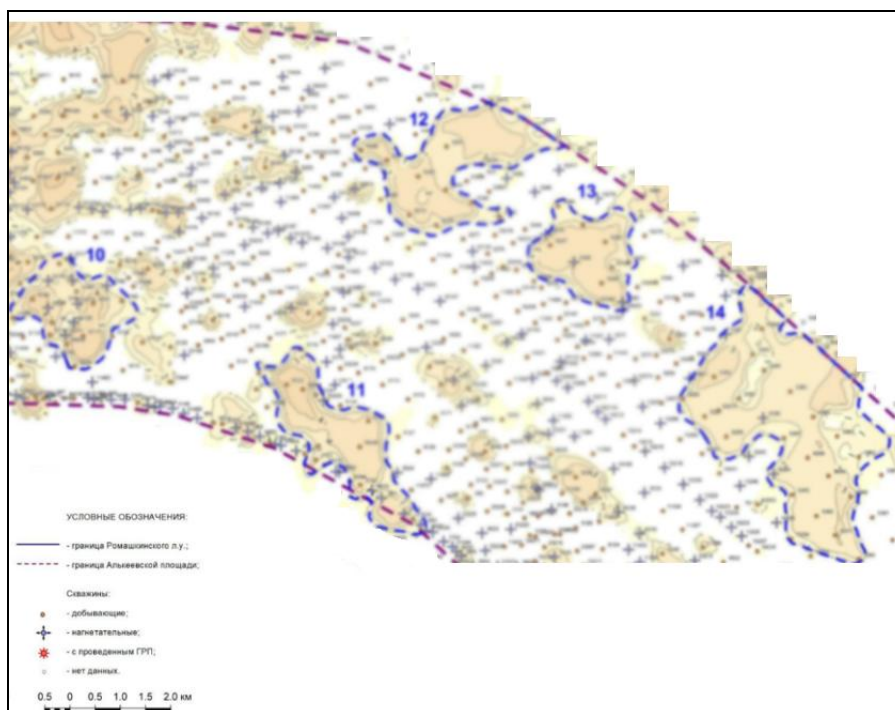


Рисунок 3.5 – Выделение участков на карте эффективных нефтенасыщенных толщин в пределах Алькеевской площади

Основные характеристики данных участков показаны в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики выделенных участков

№ участка	S, тыс.м ²	H, м	Kп, д.ед.	Kн, д.ед.	Плотность, г/м ³	Пересчетный коэф.	НГЗ, тыс.т.	dH, м	ФНВ	Невязка баланса	Расстояние до текущего балансового контура, км
1	1315,5	3,25	0,117	0,591	0,862	0,881	224,5	12,6	0,42	0,27	0,5
1a	4639	3,35	0,109	0,563	0,862	0,881	724,2	14,1	0,25	-0,028	2,0
2	5851	3,75	0,115	0,593	0,862	0,881	1136,3	13,1	0,43	0,02	1,5
3	5455	3,05	0,112	0,582	0,862	0,881	823,6	14,6	0,17	0,12	4,1
4	4269	3,34	0,11	0,582	0,862	0,881	693,2	14,1	0,43	0,17	4,5
5	3046	3,47	0,123	0,635	0,862	0,881	626,9	16,3	0,18	0,11	5,2
6	2226	2,02	0,102	0,540	0,862	0,881	188,1	13,3	0,83	0,006	2,8
7	3381	1,87	0,106	0,555	0,862	0,881	282,5	13,3	0,76	0,154	0,5
8	1188	2,12	0,108	0,560	0,862	0,881	115,7	12,9	0,59	-0,22	4,1
10	3136	2,87	0,112	0,54	0,862	0,881	413,4	10,3	-0,01	-0,71	0,5
11	4357	2,78	0,121	0,64	0,862	0,881	712,3	10,7	0,41	0,69	7,1
12	5099	2,59	0,116	0,55	0,862	0,881	639,9	10,8	-0,06	-0,51	7,5
13	3082	2,62	0,138	0,65	0,862	0,881	550,1	9,3	-0,4	-0,81	10,6
14	11001	2,21	0,128	0,63	0,862	0,881	1488,9	10,1	0,05	-0,28	15,1

Далее для количественной оценки перспективности размещения скважин с МГРП в пределах данных участков проанализированы следующие параметры:

- эффективная нефтенасыщенная толщина;
- коэффициент пористости;
- начальные геологические запасы;
- расстояние между подошвой коллектора пласта D_0 и кровлей коллектора пласта D_1 ;
- значение риска фронта нагнетаемой воды (ФНВ);
- значение невязки матбаланса;
- расстояние до утвержденного балансового контура залежи.

Диапазон каждого из вышеперечисленных параметров был разбит на 5 интервалов, которые отранжированы по шкале от 1 до 5 (Рисунок 3.6). Далее для всех участков рассчитан общий рейтинг на основе всех используемых отранжированных параметров. Полученный результат показан в Таблице 3.2.

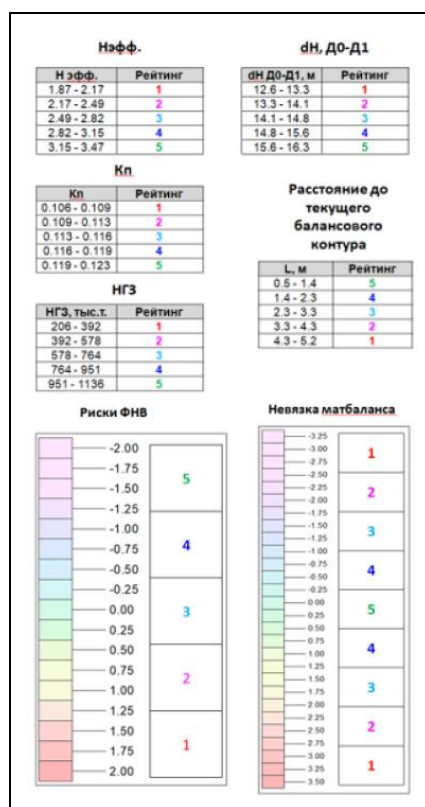


Рисунок 3.6 – Рейтинг параметров для выбора участка

Таблица 3.2 – Характеристики выделенных участков

№ участка	НГЗ, тыс.т.	Суммарный рейтинг
5	626,9	27
2	1136,3	25
1	224,5	24
1a	724,2	23
3	823,6	23
4	693,2	22
11	712,3	22
14	1488,9	21
13	550,1	20
10	413,4	19
12	639,9	19
6	188,1	14
7	282,5	14
8	115,7	9

Как видно из Таблицы 3.2, результаты ранжирования свидетельствуют о низкой перспективности ранее выделенных участков №№ 6, 7, 8. Это связано по причине низких значений нефтенасыщенных толщин и ФЕС.

Учитывая, что в рамках текущих геологических представлений (при $K_{\text{пр}} = 11,0 \%$) пласт D_0 выделен только в зонах высокой и средней проницаемости, то в данной главе рассмотрены технологические показатели разработки участков, соответствующие низкопроницаемым коллекторам, которые были выделены при использовании $K_{\text{пр}} = 7,0 \%$.

Разработка кыновского пласта D_0 ведется совместно с пашийским пластом D_1 , имеющим повсеместное распространение на всей площади месторождения, как единый объект разработки. Следует отметить высокие значения ФЕС по кыновско-пашийскому горизонту, средняя абсолютная проницаемость для пласта D_1 составляет более 500×10^{-3} мкм², для пласта D_0 – более 300×10^{-3} мкм².

Как уже отмечено выше, низкопроницаемая часть пласта D_0 приурочена к краевым зонам и за пределами основной залежи (всего 22 залежей), которая характеризуется низкими ФЕС (со значениями пористости и проницаемости вблизи граничных значений «коллектор-неколлектор»). Следовательно, эффективная разработка низкопроницаемых коллекторов

пласта D_0 возможна при применении технологии горизонтальных и многоствольных скважин с ГРП/МГРП.

В виду высокой разбуренности объекта и высокой степени выработки запасов дальнейшее эффективное применение ГРП/МГРП на низкопроницаемых участках связано с рядом ограничений и рекомендаций:

- необходимо наличие коллектора и запасов нефти для рентабельного бурения;
- дизайн трещины должен подбираться таким образом, чтобы не вскрыть высокообводненный нижележащий пласт D_1 пашийского горизонта. Это обстоятельство значительно ограничивает возможности повышения продуктивности добывающих скважин кыновского горизонта;
- ввиду ограничений по продуктивности единичных трещин представляется целесообразным использование ГС с МГРП;
- необходимо учитывать направление регионального стресса для оптимизации добычи;
- необходима организация оптимальной системы ППД.

Традиционный подход для повышения эффективности разработки системой ГС с МГРП, как правило, заключается в подборе таких оптимальных параметров, как длина ствола, количество трещин ГРП, дизайн трещин, расстояние между скважинами, ориентация ствола.

Для дальнейшего эффективного планирования работ по бурению ГС с МГРП рассмотрим изменение технологических показателей разработки некоторых конкретных скважин, эксплуатирующих пласт D_0 кыновского горизонта.

Добывающая скважина № XXXX5 находится в непосредственной близости с нагнетательными скважинами (Рисунок 3.7). Однако после проведения ГРП в данной скважине получен стабильный дебит нефти и значение обводненности (Рисунок 3.8), что косвенно свидетельствует о направлении регионального стресса с северо-запада на юго-восток, т.е. влияние нагнетательных скважин, расположенных поперек к направлению

стресса, минимальное. Данная оценка направления регионального стресса также была основана на геометрическом сопоставлении ФНВ, построенного с учетом неоднородности проницаемости по разрезу и трещины ГРП.

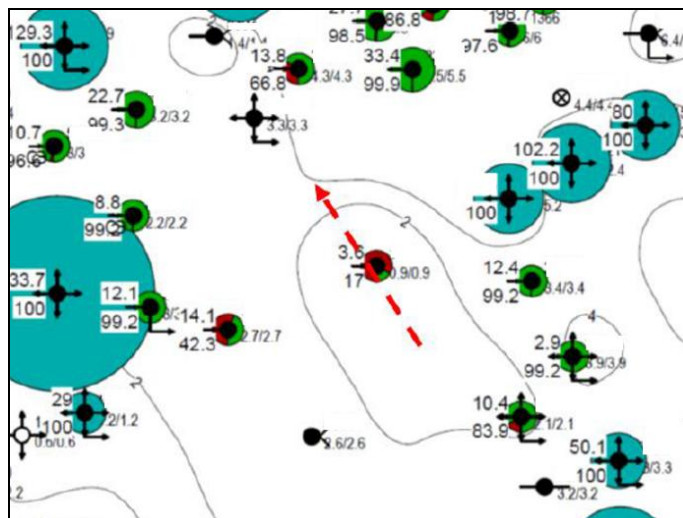


Рисунок 3.7 – Фрагмент карты текущего состояния разработки пласта D_0 в р-не скв. № XXXX5

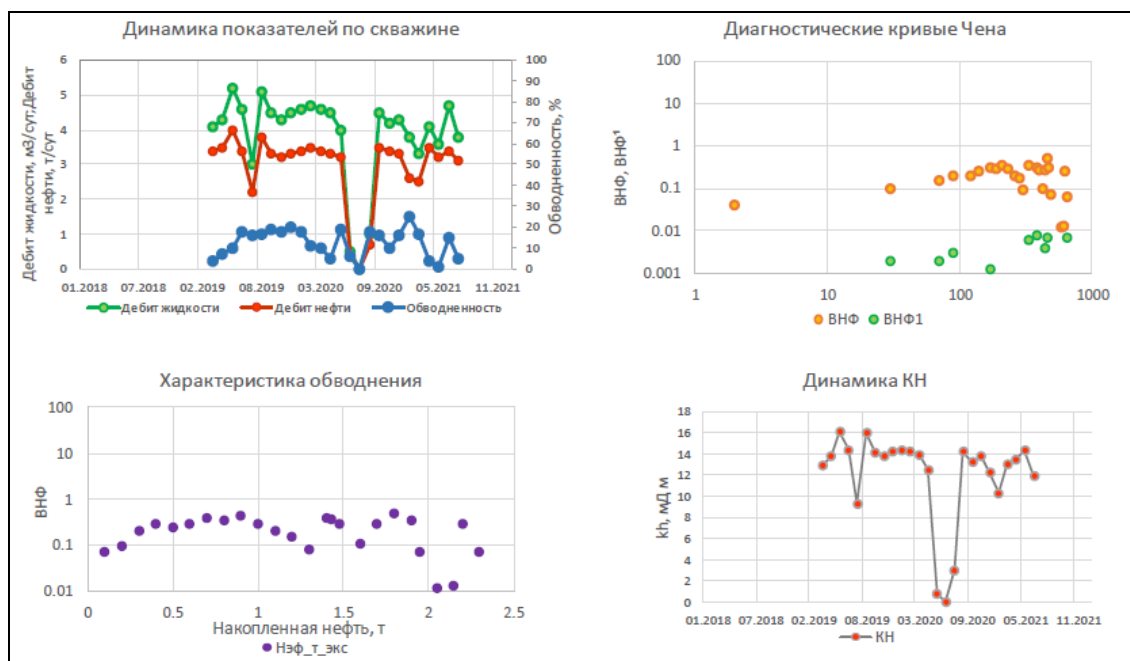


Рисунок 3.8 – Динамика показателей добычи диагностических кривых (скв. № XXXX5)

В другой добывающей скважине № XXXX3 после ГРП в течение трех лет также получен стабильный дебит и обводненность продукции (Рисунки 3.9-3.10). Следует отметить, что достаточно продолжительный по времени стабильный дебит после ГРП косвенно свидетельствует о большей площади распространения залежи в районе наблюдаемой скважины.

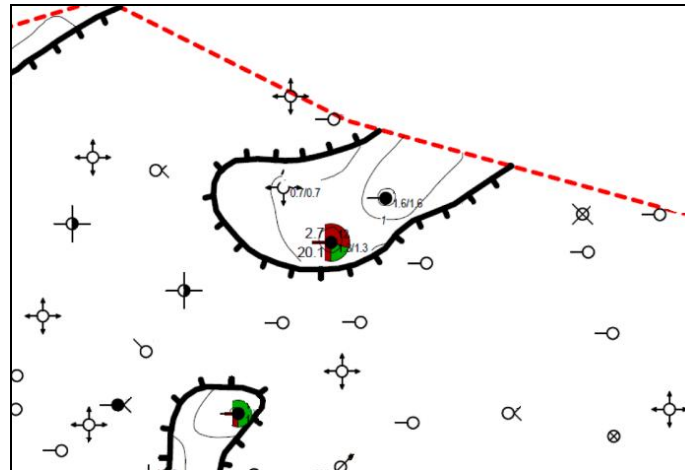


Рисунок 3.9 – Фрагмент карты текущего состояния разработки пласта D_0 в районе скв. № XXXX3

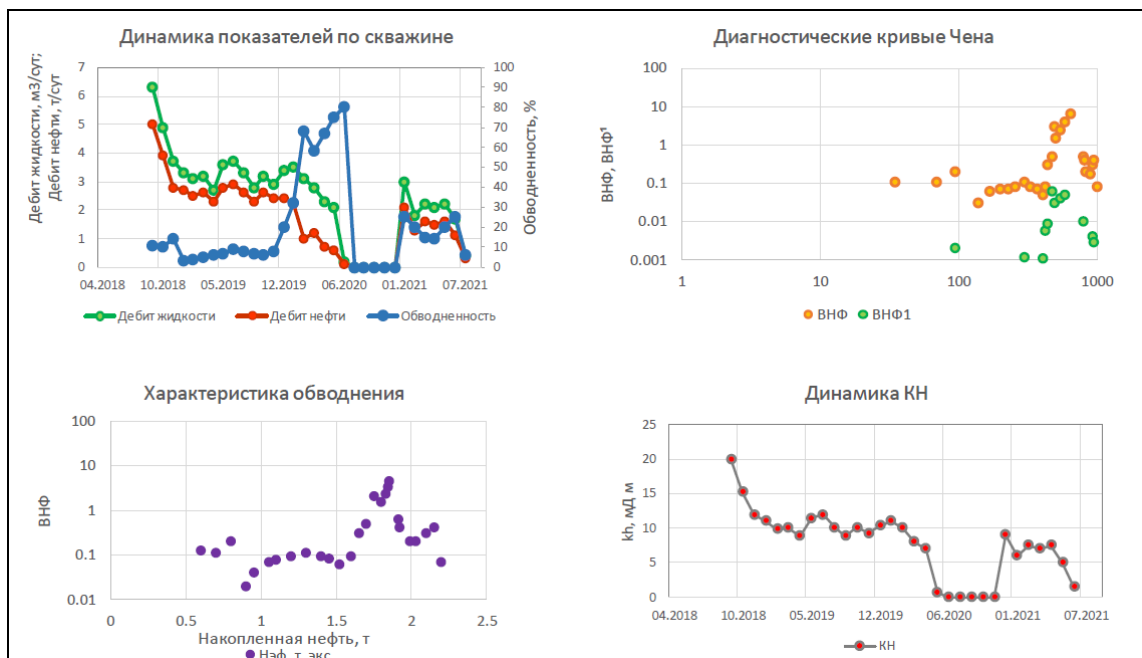


Рисунок 3.10 – Динамика показателей добычи диагностических кривых (скв. № XXXX3)

В другой добывающей скважине № XXXX8, которая является наклонно-направленной (ННС), также после ГРП был получен положительный прирост дебитов жидкости и нефти (Рисунки 3.11-3.12).

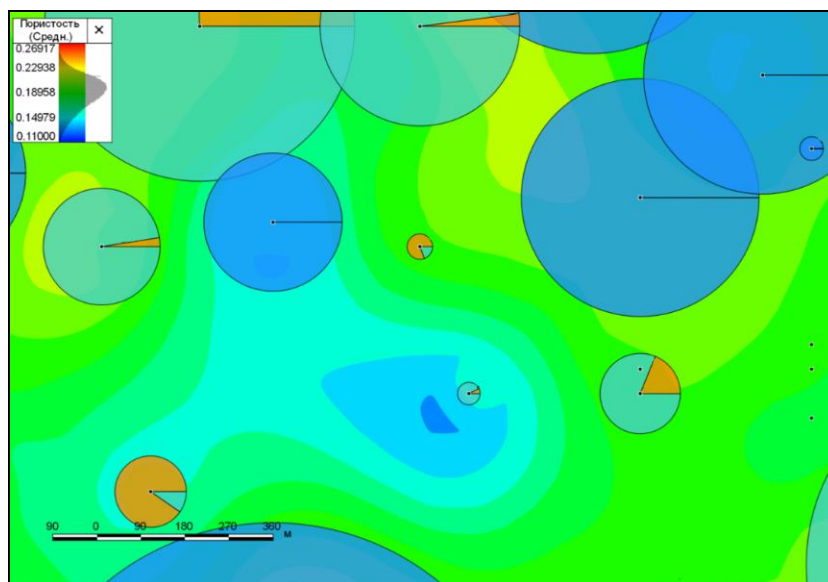


Рисунок 3.11 – Фрагмент карты текущего состояния разработки пласта D_0 в р-не скв. № XXXX8

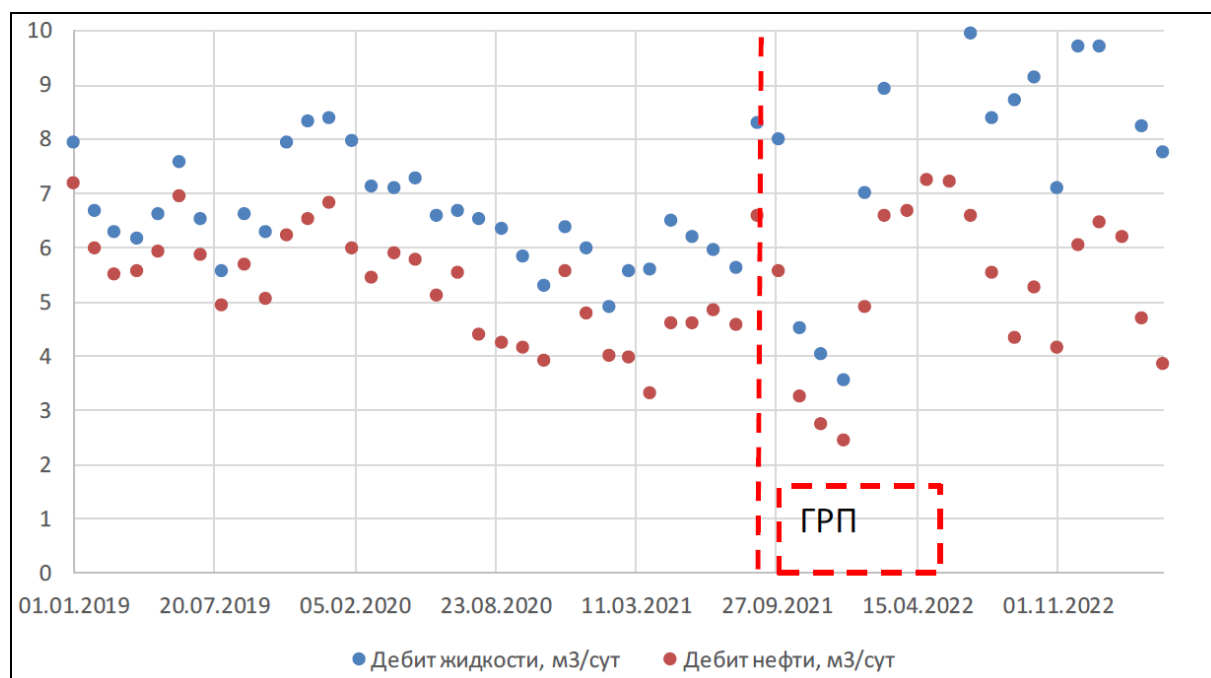


Рисунок 3.12 – Изменение технологических показателей работы скважины № XXXX8 до и после ГРП

Несмотря на развитую систему ППД в районе наблюдаемой скважины № 32498 технологический эффект не столь высокий. При активном нагнетании на участке, обводненность добываемой продукции данной скважины после ГРП растет медленными темпами. Для достижения более высоких приростов дебитов после ГРП необходимо увеличить степень охвата путем перехода к технологии ГС с МГРП.

Однако для данной технологии (ГС с МГРП) падение дебитов будет заметно выше из-за более высоких отборов по сравнению с ННС. Это связано с тем, что при использовании ГС с МГРП возникает необходимость в организации рациональной системы заводнения.

Касательно геологических рисков можно отметить следующее. Проведение ГС с МГРП необходимо на тех участках залежи, где имеются коллектор пласта D_0 и значительный непроницаемый раздел с коллекторами пласта D_1 .

Касательно технологических рисков можно отметить нижеследующее. При выборе участков для реализации ГС с МГРП необходимо учитывать значительную перекомпенсацию отборов на нижележащем объекте D_1 и расстояние до ближайшей нагнетательной скважины (особенно по направлению регионального стресса, а значит и трещины ГРП). С другой стороны, области пониженного текущего пластового давления также являются рискованными для эффективного размещения ГС с МГРП. Выбор участков возможно проводить с помощью оценки рисков на основе карт ФНВ и невязки матбаланса. Чем выше параметр риска по ФНВ или матбалансу, тем выше вероятность высокого стартового дебита жидкости и более быстрого обводнения в дальнейшем.

Таким образом, для эффективной выработки остаточных запасов из участков залежи пласта D_0 , сложенных низкопроницаемыми глинистыми коллекторами, актуальным становится комплексная технология ГС с МГРП.

3.1.2 Анализ реализованных ГРП в наклонно-направленных скважинах

С целью изучения эффективности реализованных мероприятий проанализированы результаты ГРП кыновского горизонта в 36 скважинах Ромашкинского месторождения. Средние показатели эффективности ГРП приведены в Таблице 3.3. Как видно из данных таблиц, средние параметры стимуляции следующие:

- закачка пропанта – 5,5 т/м (Рисунок 3.13);
- средняя полудлина трещины – 56,0 м (Рисунок 3.14).

Средняя эффективность ГРП составляет:

- стартовый дебит нефти – 6,5 т/сут (Рисунок 3.15);
- средняя накопленная добыча нефти за 1 год – $64,4 \div 8226,3$ т (Рисунок 3.16).

- распределение стартовой обводненности – 42 % скважин с высоким значением (более 40 % воды) и 58 % скважин с низкой (менее 40 % воды) (Рисунок 3.17).

При обобщении геолого-промысловых данных установлено, что причинами высокой стартовой обводненности являются:

- совместная эксплуатация пластов D_0 и D_1 ;
- прорыв трещины ГРП в пласт D_1 (Рисунок 3.18);
- обводнение от ФНВ нагнетательной скважины.

Таблица 3.3 – Средние показатели эффективности ГРП

Участок	$h_{\text{гип}}, \text{ м (РИГИС)}$	Расстояние от низа трещины до кровли $D_1, \text{ м}$	$Q_{\text{ж}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	Обводненность, %	$Q_{\text{н}}, \text{ т/сут}$	$K_{\text{прот.}}, \text{ м}^3/\text{сут/атм}$	Накоп. нефть за 1-й год, тонн	Полудлина трещины, м	Высота трещины, м	Безразмерная проводимость трещины	Скин-фактор	Всего пропанга, тонн	$V_{\text{пр}} (\text{удел. ср.}), \text{ т/м}$	Кол-во ГРП
1	3,0	12,8	2,6	18,0	1,8	0,05	145,7	54,4	19,9	3,9	-4,4	9,0	3,0	2
2	1,5	6,4	12,3	63,7	3,6	0,18	1227,7	51,9	10,7	10,0	-4,2	10,7	8,7	3
3	2,8	6,9	14,2	32,3	7,7	0,26	2304,5	56,2	14,8	5,9	-4,2	12,4	6,3	12
4	3,0	5,1	0,9	12,4	0,7	0,01	64,4	39,0	13,7	5,0	-3,9	8,0	2,7	1
5	4,2	3,6	8,1	57,1	3,0	0,09	376,6	47,3	17,7	4,9	-4,3	9,0	2,1	1
6	3,4	6,6	15,7	37,5	8,5	0,24	2331,7	58,5	13,3	4,5	-4,4	10,7	3,7	4
7	2,4	5,7	20,3	60,0	7,0	0,84	8226,3	65,2	18,3	1,8	-4,2	11,0	4,6	1
8	1,7	6,0	16,1	66,0	2,8	0,40	739,6	39,1	12,3	2,7	-4,2	10,5	7,0	2
9	3,1	6,2	18,0	48,0	7,6	0,39	2160,1	62,3	13,5	8,5	-4,3	12,0	5,0	10
В целом	2,8	6,7	14,4	41,8	6,5	0,28	2019,5	56,3	14,2	6,3	-4,2	11,4	5,5	36

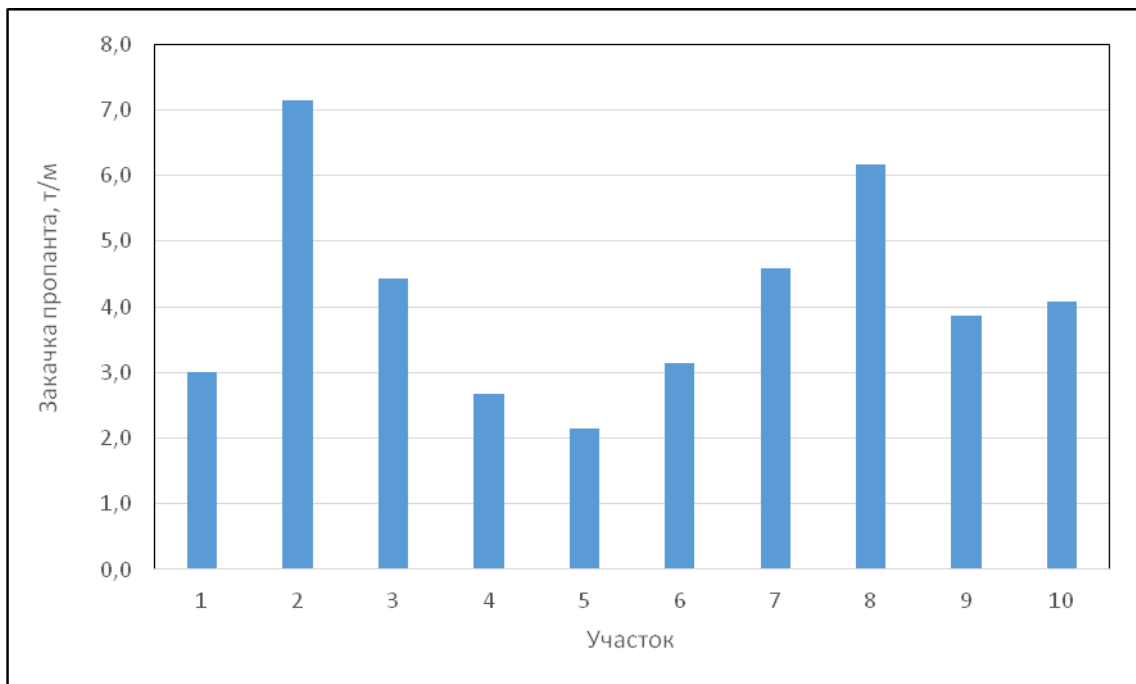


Рисунок 3.13 – Удельная закачка пропанта

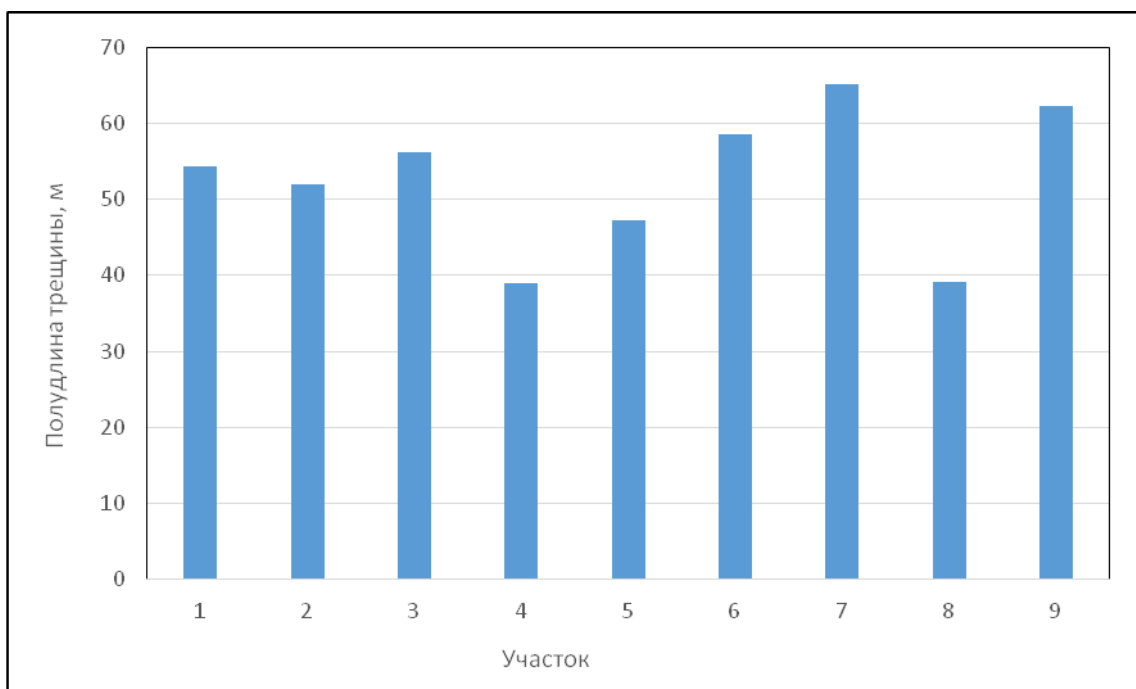


Рисунок 3.14 – Средняя полудлина трещины ГРП

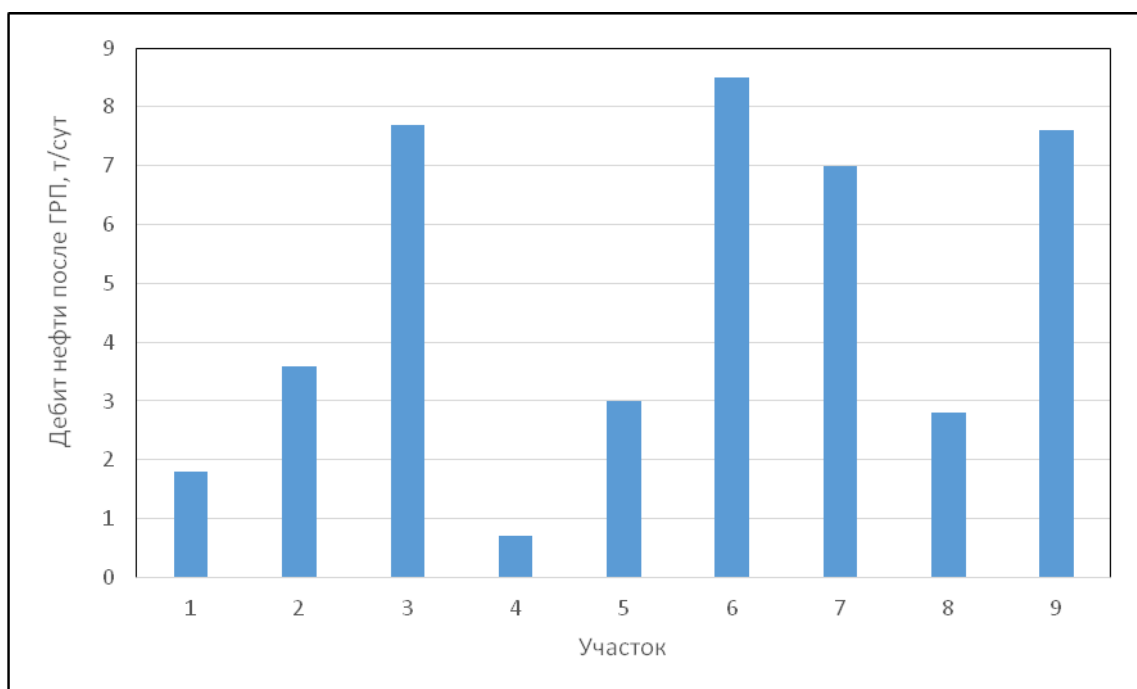


Рисунок 3.15 – Средний суточный дебит нефти после ГРП

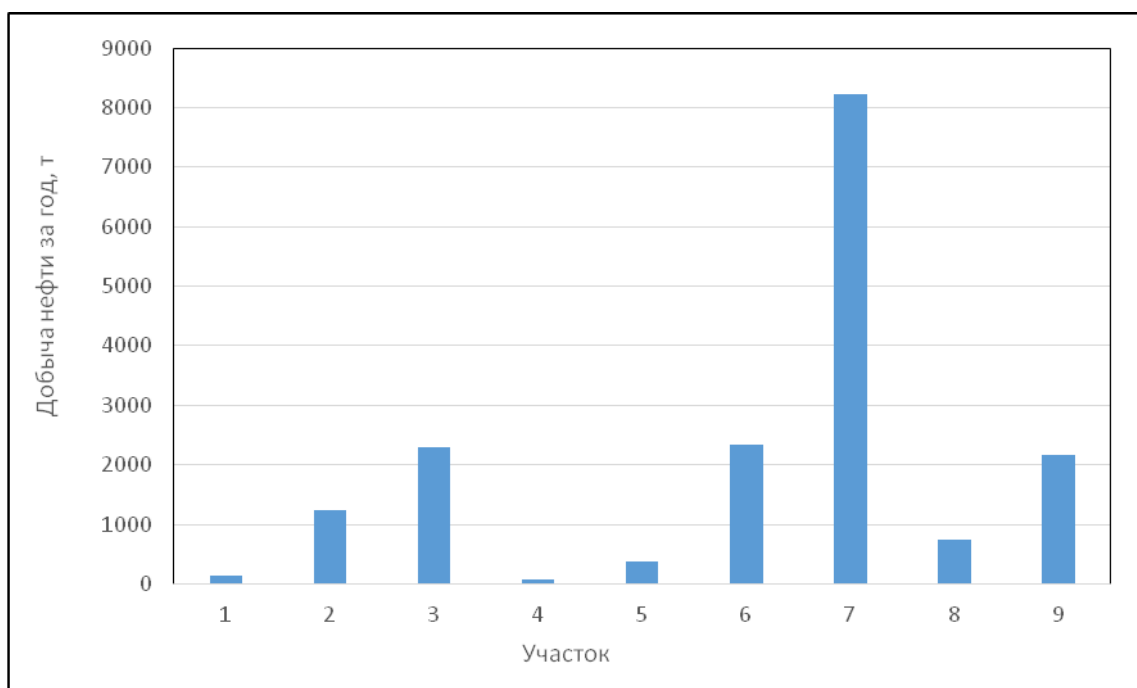


Рисунок 3.16 – Средняя накопленная добыча за первый год эксплуатации после ГРП

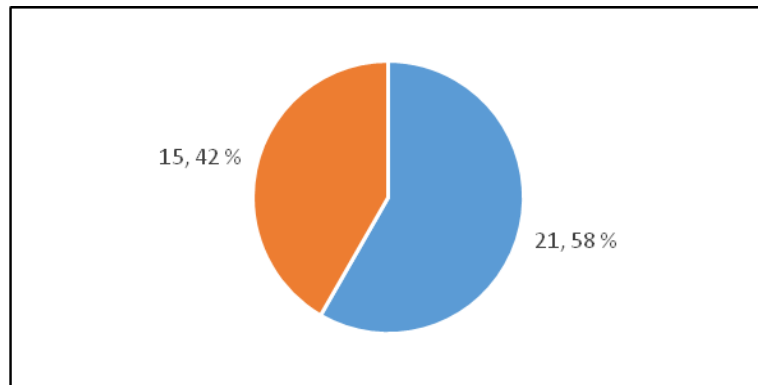


Рисунок 3.17 – Распределение стартовой обводненности после ГРП

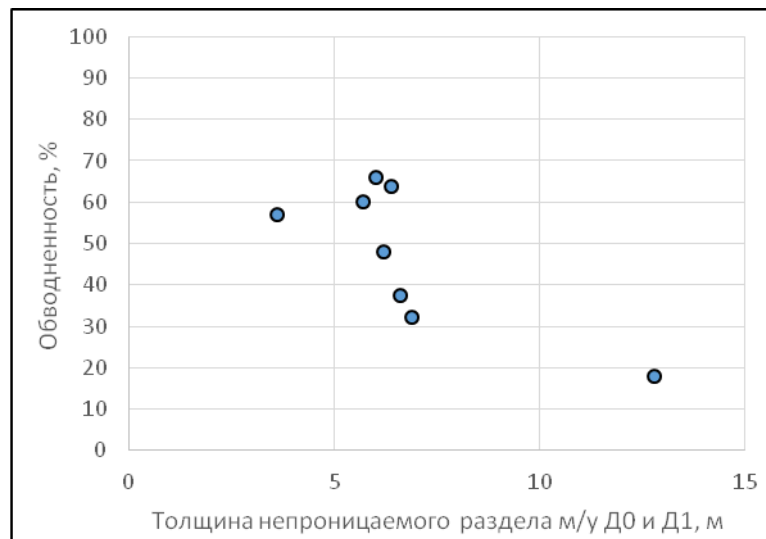


Рисунок 3.18 – Анализ обводненности и толщины непроницаемого раздела

Также в работах [109, 110] проведен анализ эффективности рассматриваемой технологии по 152 скважинам Ромашкинского месторождения. Результаты данного анализа позволили получить следующие рекомендации:

- для проведения ГРП выбираются скважины с обводненностью более 70 %, в которых вскрытый разрез характеризуется низкопроницаемым, неподключенным к разработке пластом с наличием высокопроницаемого пропластка, который стал причиной обводнения скважины;
- низкое пластовое давление в районе добывающей скважины не может быть причиной отказа от проведения ГРП; главное – это возможность

организации и стабильного поддержания пластового давления после проведения ГРП;

- не следует проводить ГРП на добывающей скважине, расположенной ниже влияющей нагнетательной по абсолютным отметкам;
- на участках с низкопроницаемыми коллекторами требуется проведение «комплексного ГРП» (на добывающих и нагнетательных скважинах).

В работах [109, 110] отмечено, что вышеперечисленные рекомендации можно отнести и к другим нефтяным регионам. Например, это относится к проведению «комплексного ГРП» на участках с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами, что позволяет не только интенсифицировать добычу, но и увеличить охват пласта за счет подключения ранее недренируемых линз и пропластков.

Таким образом, «возрастание доли запасов нефти на участках с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами обуславливает постановку задачи комплексного решения вопроса с применением новейших достижений в области дизайна и технологий ГРП, которые позволяют значительно увеличить охват неоднородных пластов» [109, 110].

Стоит отметить, что немаловажной составляющей при повышении эффективности технологии ГС с МГРП является определение азимута распространения трещин ГРП. Согласно результатам наземного микросейсмического мониторинга ГРП и закачки жидкости в пласт, отмечаются сложности выделения направления развития трещин (Рисунок 3.19).

Если рассматривать мониторинг по фазам, то можно отметить, что в процессе мониторинга минифрака (стадия с закачкой пропанта) динамика развития зон микросейсмической активности проявляется в направлении северо-запад к юго-востоку (Рисунок 3.20). Данный факт коррелируется с результатами анализа технологических показателей разработки, выполненного в 3.1.1.

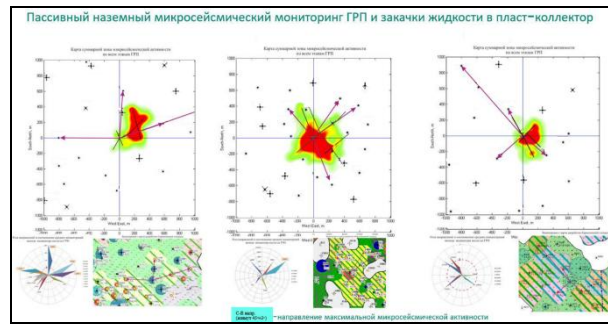


Рисунок 3.19 – Результаты микросейсмического мониторинга ГРП

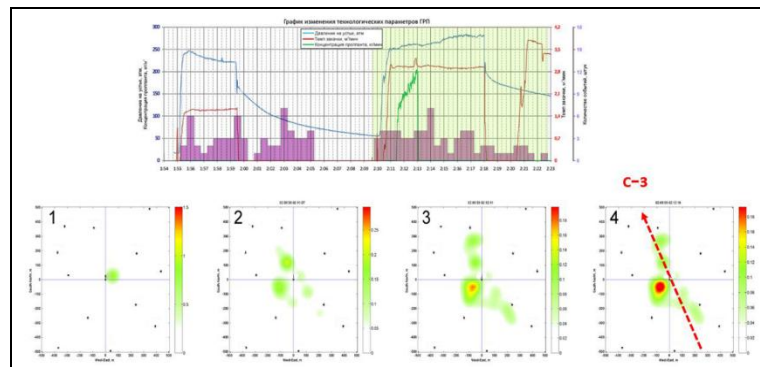


Рисунок 3.20 – Результаты наземной микросейсмической активности

3.2 Повышение выработки остаточных запасов из низкопроницаемых отложений кыновского горизонта

3.2.1 Исследование эффективности проведения технологии МГРП в горизонтальной скважине

Согласно предыдущим разделам, дальнейшая эффективная выработка остаточных запасов из пластов D_0 кыновского горизонта осложнена высокой степенью истощенности и неоднородности по проницаемости. Как уже было отмечено ранее, в таких условиях актуальным становятся технологии ГС с МГРП, которые позволяют вовлечь в разработку недренируемые запасы низкопроницаемых коллекторов [186, 187].

Сопоставление характерных кривых падения дебита нефти после ГРП для скважин низкопроницаемых участков кыновского горизонта рассматриваемого месторождения с условными аналогичными

месторождениями выявлено, что стабильная работа скважин с ГРП и отсутствие значительного падения по большей части проанализированных скважин (Рисунок 3.21).

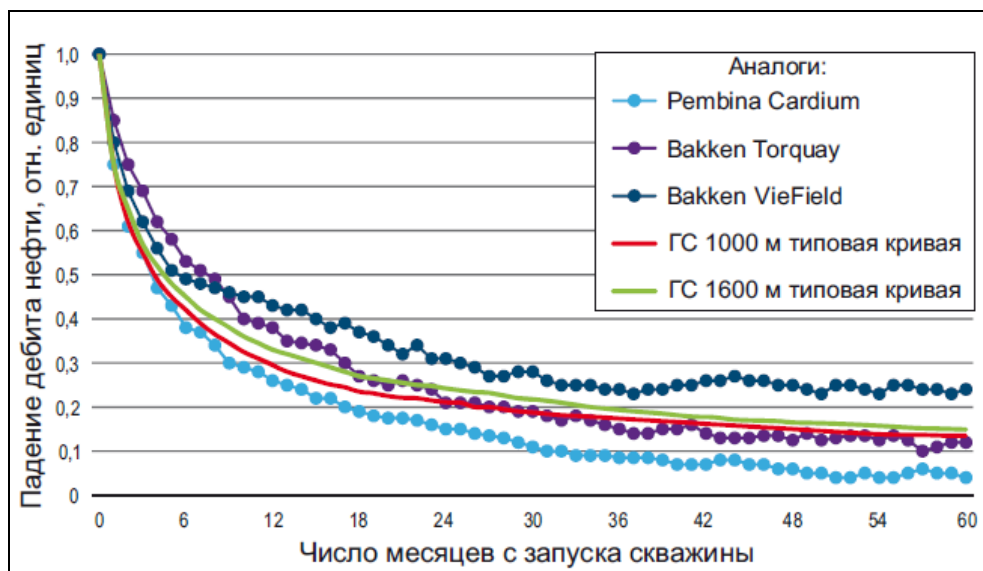


Рисунок 3.21 – Характерных вид кривых падения дебита нефти после ГРП

По результатам оценки рисков проведения ГС с МГРП с использованием карт невязки матбаланса и ФНВ в пределах объекта исследования рассмотрены две перспективные участки залежей (Рисунок 3.22):

- участок 1 – не обладает значительными остаточными запасами, но находится вблизи скважин с проведенными ГРП;
- участок 3 – характеризуется максимальными нефтнасыщенными толщинами и запасами.

В ходе численных исследований и многовариантных расчетов, которые включали расположение ГС, удлинение и ограничение длины ствола на основе базового варианта ГРП (полудлина – 50 м, расстояние между портами – 100 м) выявлено следующее. На режиме истощения накопленная добыча нефти существенно ниже, чем в любых вариантах с ППД (Рисунок 3.23).

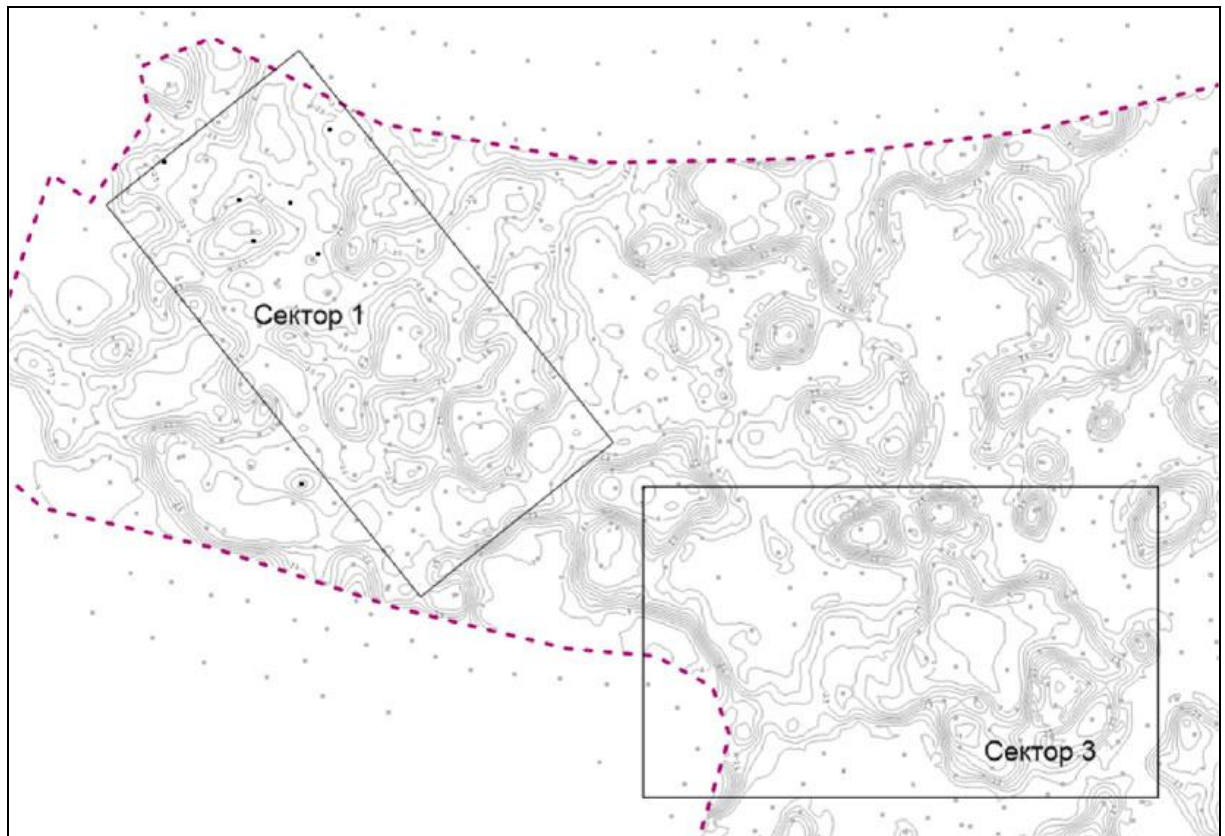


Рисунок 3.22 – Расположение рассматриваемых участков залежи

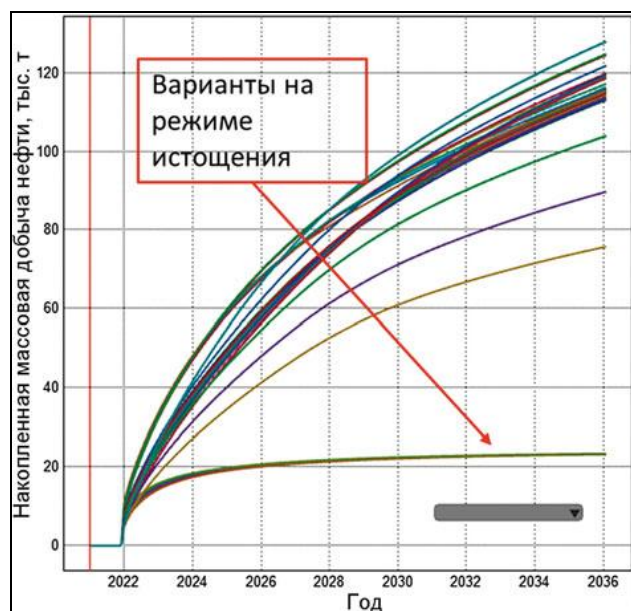


Рисунок 3.23 – Результаты многовариантных расчетов

На основе рассчитанных вариантов выбрано оптимальное размещение скважин, которое включает 7 ГС с МГРП. При этом 2 скважины имеют длину

ствола 1000 м и 5 скважин – 500 м (Рисунок 3.24). Поскольку режим истощения характеризуется крайне низкими результатами, то далее рассмотрены варианты разработки с системой ППД. Расстояние между трещинами ГРП приняты в интервале от 50 до 250 м, полудлины трещин – от 50 до 150 м. Данные диапазоны изменения параметров выбирались исходя из анализа реализованных ГРП на кыновский горизонт.

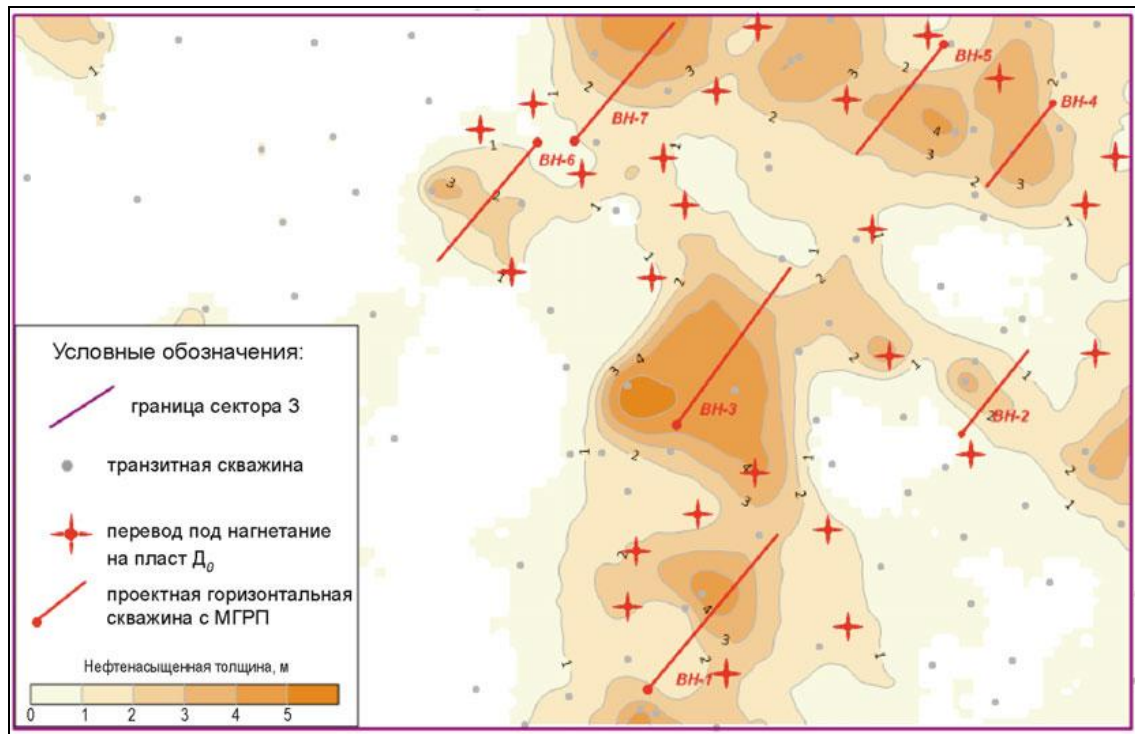


Рисунок 3.24 – Оптимальная конфигурация скважин

По результатам численного моделирования за первый месяц эксплуатации выявлено, что чем меньше расстояние между портами ГРП, тем выше добыча для всех скважин (Рисунок 3.25). Однако, через 5 лет на накопленную добычу нефти влияние величины расстояния между портами снижается, а через 15 лет – характеризуется уже как обратная (Рисунки 3.26-3.27).

С учетом полученных результатов численного моделирования представляется целесообразным далее рассматривать расстояние между портами в 100÷150 м.

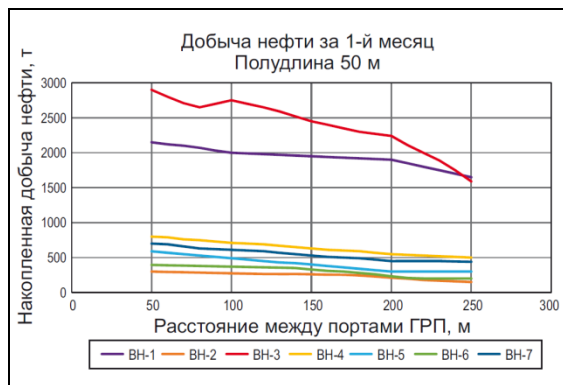


Рисунок 3.25 – Зависимость добычи нефти от расстояния между портами ГРП за первый месяц эксплуатации

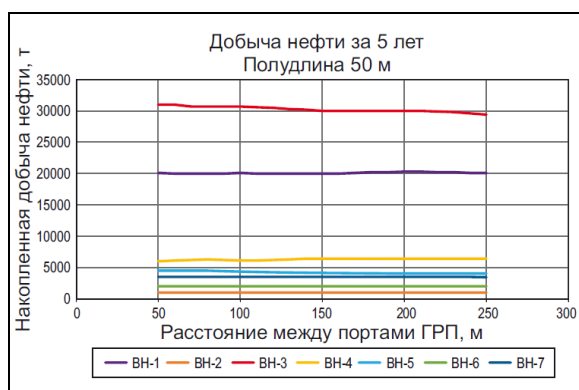


Рисунок 3.26 – Зависимость добычи нефти от расстояния между портами ГРП за 5 лет эксплуатации

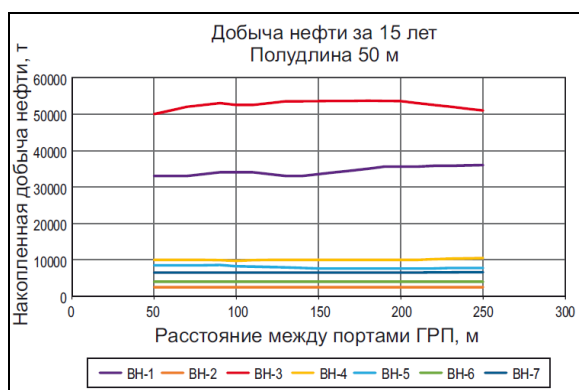


Рисунок 3.27 – Зависимость добычи нефти от расстояния между портами ГРП за 15 лет эксплуатации

Вариация полудлины трещин ГРП для фиксированного расстояния (100 м) между портами ГРП показало следующее:

- увеличение полудлины трещины в пределах до 100 м по трем наиболее перспективным скважинам (ВН-1, ВН-3 и ВН-4) дает не слишком существенное улучшение как по входным дебитам, так и по накопленной добыче нефти (Рисунок 3.28);
- увеличение полудлины трещин до 125 и 150 м приводит, с одной стороны, к заметному росту входных дебитов, но не всегда к росту накопленной добычи нефти (Рисунок 3.29). Это обусловлено усилением влияния закачки при удлинении трещин, что приводит к более быстрому обводнению, например, скважина ВН-4. На Рисунке 3.30 видно, что скважины отключаются при достижении предельной обводненности 98 %.

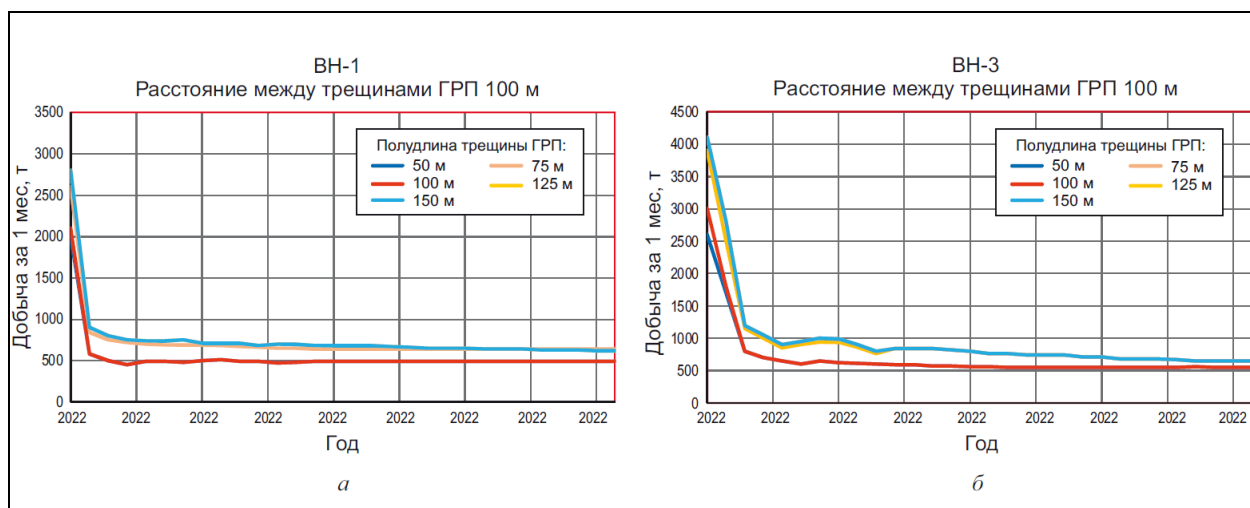


Рисунок 3.28 – Среднесуточная добыча по скважинам ВН-1 (а) и ВН-3 (б)

Таким образом, увеличение длины трещин неоднозначно влияет на конечный коэффициент извлечения нефти и существенно зависит от геологической неоднородности, а также конфигурации системы ППД.

Кроме того, проведен анализ времени ввода нагнетательных скважин на показатели добычи нефти. Рассмотрены варианты одновременного ввода нагнетательных скважин с началом добычи, через 6 месяцев, 1 год и режим

истощения. В результате чего получено что для эффективной выработки запасов технологией ГС+МГРП требуется одновременной ввод нагнетательных скважин с началом добычи.

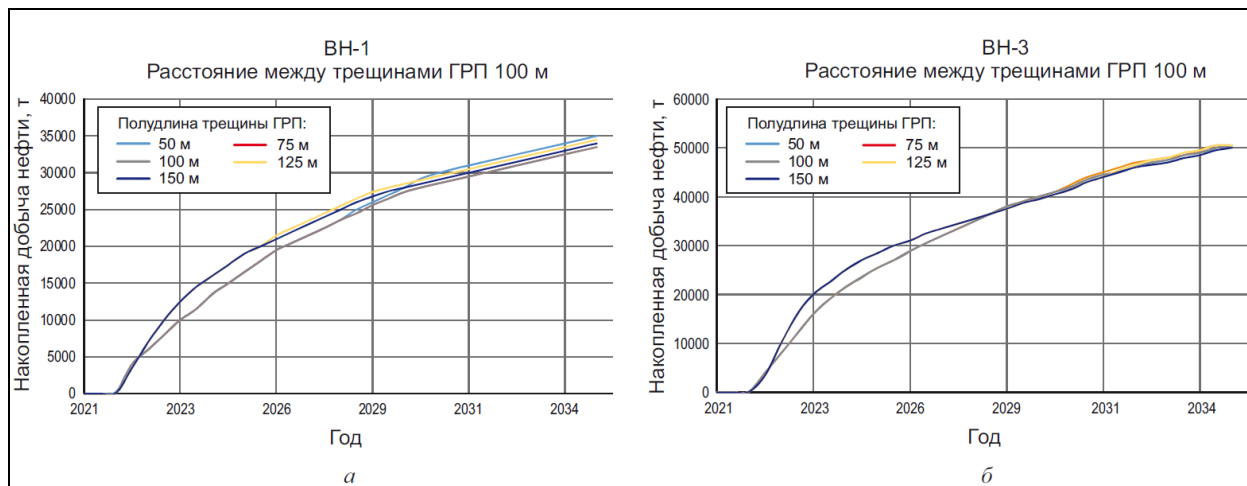


Рисунок 3.29 – Накопленная добыча по скважинам ВН-1 (а) и ВН-3 (б)

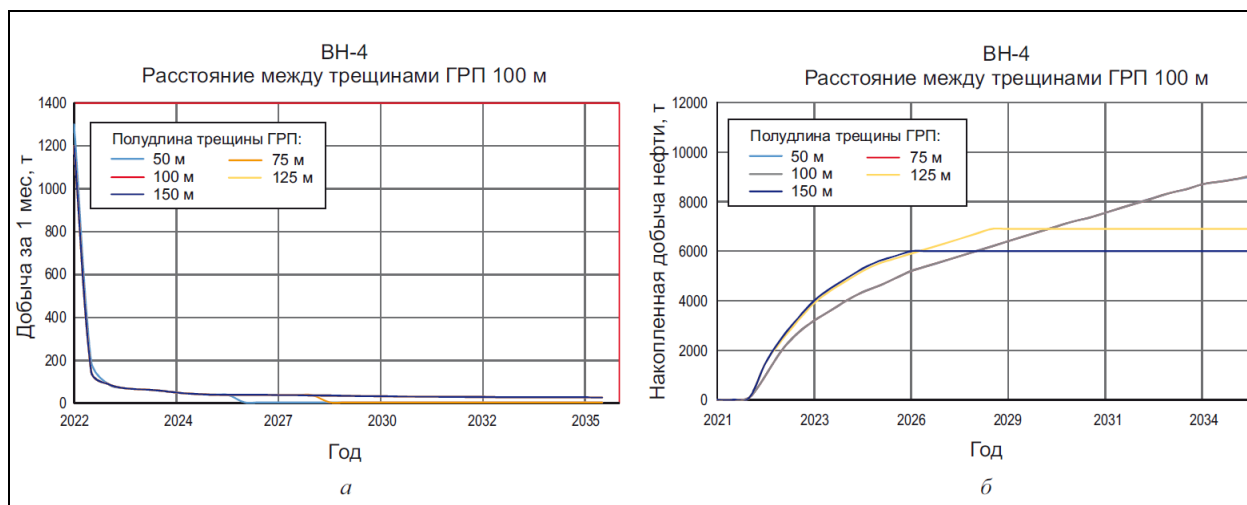


Рисунок 3.30 – Среднесуточная (а) и накопленная (б) добыча по скважине ВН-4

Учитывая, что в главе 2 пересмотрено граничное значение пористости в данной работе был проведен анализ чувствительности добычи нефти при различных значениях пористости. Данный анализ основывался на расчете добычи скважины с оптимальными характеристиками трещин (100 м полудлина, 100 м расстояние между портами) в условиях различных отсечек

граничного значения пористости. На Рисунке 3.31 показаны кривые накопленной добычи по двум наилучшим скважинам ВН-1 и ВН-3, находящимся на участках максимальных толщин. Из данного Рисунка 3.31 видно, что результаты расчета имеют некоторую устойчивость. Данный разброс накопленной добычи не критичен и не противоречит физическим представлениям о фильтрации жидкости в неоднородной среде.

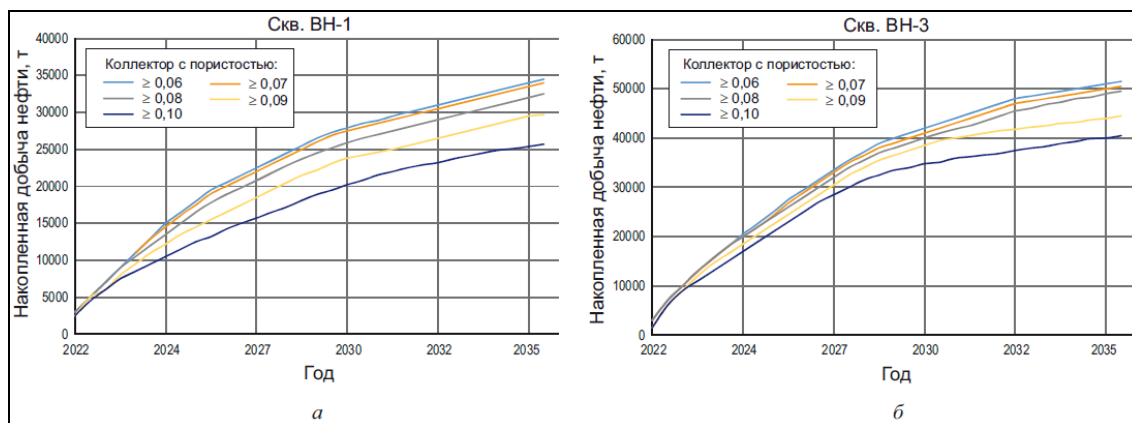


Рисунок 3.31 – Анализ чувствительности накопленной добычи к различным граничным значениям («коллектор-неколлектор») пористости (ВН-1 – а, ВН-3 – б)

Однако для скважины ВН-2, которая находится в ухудшенной зоне, наблюдается другой характер численных расчетов (Рисунок 3.32).

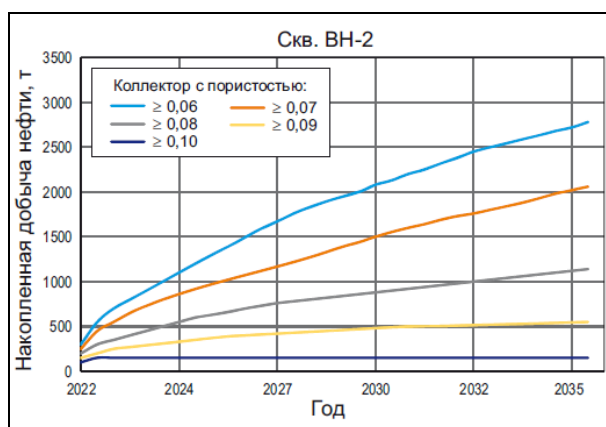


Рисунок 3.32 – Анализ чувствительности добычи по скважине ВН-2 к различным граничным значениям пористости

Разброс накопленной добычи характеризует высокие риски недостижения рассчитанных технологических показателей разработки. Высокая степень такого разброса накопленной добычи обусловлена низкими значениями ФЕС. Так, картируя комбинацию некоторых параметров ФЕС возможно выделять перспективные и «рискованные» участки для дальнейшего проведения ГС+МГРП. В качестве такого параметра предлагается использовать гидропроводность.

На Рисунке 3.33 представлена карта гидропроводности kh/μ . В качестве k использована абсолютная проницаемость без учета фазовой составляющей.

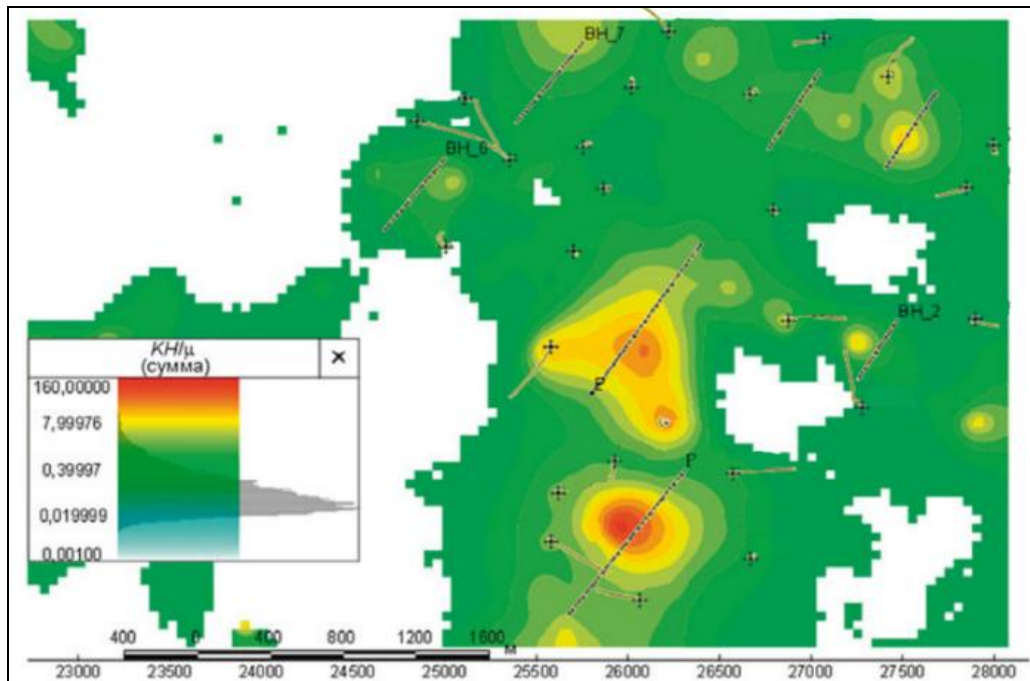


Рисунок 3.33 – Карта гидропроводности в логарифмической шкале

Из Рисунка 3.33 видно, что скважины ВН-1 и ВН-3 характеризуются зонами $kh/\mu > 7$ мД×м/сПз. Также небольшой участок с $kh/\mu > 7$ мД×м/сПз есть и в скважине ВН-4. Соответственно, анализ чувствительности по этой скважине также показывает определенную устойчивость расчетов (Рисунок 3.34).

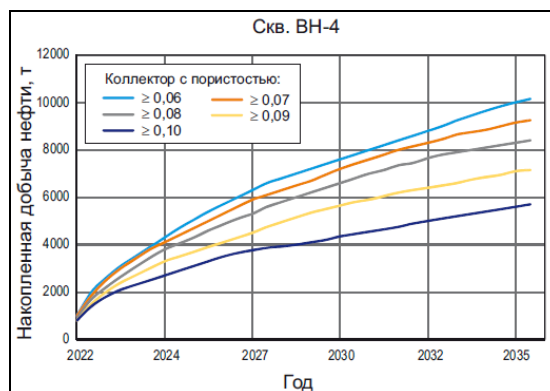


Рисунок 3.34 – Анализ чувствительности накопленной добычи по скважине ВН-4

Таким образом, в результате численных расчетов на фильтрационной модели получены следующие выводы:

- разработка изучаемых терригенных пластов кыновского горизонта Южно-Татарского свода осложнена высокой степенью выработки запасов и неоднородности геологического строения. В связи с этим, актуальным становится применение методов и технологий, направленных на выработку запасов из слабодренлируемых низкопроницаемых участков залежи;
- применение технологии ГС+МГРП на низкопроницаемых участках кыновского горизонта может значительно повысить технологическую и экономическую эффективность выработки остаточных запасов нефти;
- разработка низкопроницаемых участков на режиме истощения не является эффективной. Установлено, что организация системы ППД необходима с одновременным вводом добывающих ГС с МГРП;
- установлено, что наибольшей эффективностью обладает случай, когда расстояние между портами ГРП составляет 100÷150 м;
- в результате изменения значений полудлины трещины ГРП выявлено, что незначительное увеличение добычи нефти составляет для диапазона 50÷100 м. При этом более существенной рост стартовых дебитов в случае увеличения полудлины до 125÷150 м. Однако за 15 лет накопленная добыча при таком увеличении полудлины трещины ГРП может быть ниже за

счет опережающего обводнения. С учетом рисков прорыва глинистой перемычки между пластами D_0 и D_1 , значение оптимальной полудлины трещины ГРП можно принять как 100 м;

– анализ чувствительности расчетов к различным граничным значениям коэффициента пористости показал устойчивость расчетов для скважин, расположенных на участках наилучшими ФЕС. В качестве критерия для получения устойчивой добычи возможно использовать критерий $kh/\mu > 7$ мД×м/сПз.

3.2.2 Совершенствование технологии МГРП в низкопроницаемых терригенных девонских отложениях ЮТС

Как уже было отмечено выше, в условиях истощения сырьевой базы добычи углеводородов особую актуальность приобретают вопросы вовлечения в разработку ТРИЗ с использованием ГС и проведением МГРП.

В пределах выбранного объекта исследования на основе переинтерпретации ГИС с учетом новой петрофизической модели и построения трехмерных моделей были выделены перспективные участки залежи, которые характеризуются граничными значениями пористости и проницаемости. Предварительный анализ текущего состояния разработки и оценки эффективности ГРП позволил выявить следующие причины недостижения запланированных уровней добычи:

– прорывы трещин ГРП в обводненный пласт D_1 , соответственно, требуется ограничение по объему закачиваемого пропанта (полудлины трещины ГРП);

– оседание пропанта в нижней части трещины ГРП.

Как видно, основной проблемой является неконтролируемый приток воды после вскрытия трещиной нижележащие водонасыщенные или обводненные коллекторы пласта D_1 пашийского горизонта. Поэтому необходимо решение задачи определения таких технологических параметров

обработки, которые обеспечили бы оптимальную геометрию трещины ГРП. Данная задача была решена в несколько этапов [183, 184].

Для начала, исходя из успешного опыта проведения ГРП на других объектах, были выработаны следующие рекомендации по оптимизации [183, 184]:

- применение вязко-условной жидкости ГРП на неполимерной основе с пониженной вязкостью и улучшенной песконесущей способностью;
- увеличение тоннажа закачиваемого пропанта;
- применение модификатора относительной проницаемости.

Далее произведен расчет дизайна гидроразрыва пласта согласно вышеприведенным рекомендациям. Для этого были выбраны скважины, в которых проводился ГРП и выполнен дизайн для следующих условий: переход с гуарбораторной жидкости разрыва на бесполимерную и увеличение количества закачиваемого пропанта.

В зависимости от геомеханических свойств пластов, скважины объекта исследования условно делятся на следующие три типа:

- Тип 1 – характеризуется относительно низким значением модуля Юнга (до 10000 МПа, или 1.45 MPsi);
- Тип 2 – характеризуется высокими значениями модуля Юнга (выше 16000 МПа, или 2,32 MPsi);
- Тип 3 – характеризуется относительно средними значениями модуля Юнга (в среднем 12000÷13000 МПа, или 1,74÷1,89 MPsi).

С целью уточнения дизайна ГРП далее проведены геомеханические расчеты путем построения кубов геомеханических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, Stress Grad) для пласта D_0 . Для распространения геомеханических свойств использованы осредненные значения имеющихся замеров со скважин с выполненными ГРП.

На Рисунке 3.35 представлены графики зависимости геомеханических свойств от коэффициента глинистости. Полученные корреляционные зависимости использованы для построения трендовых кубов

геомеханических свойств, применявшихся при построении скважинных данных для пласта D_0 .

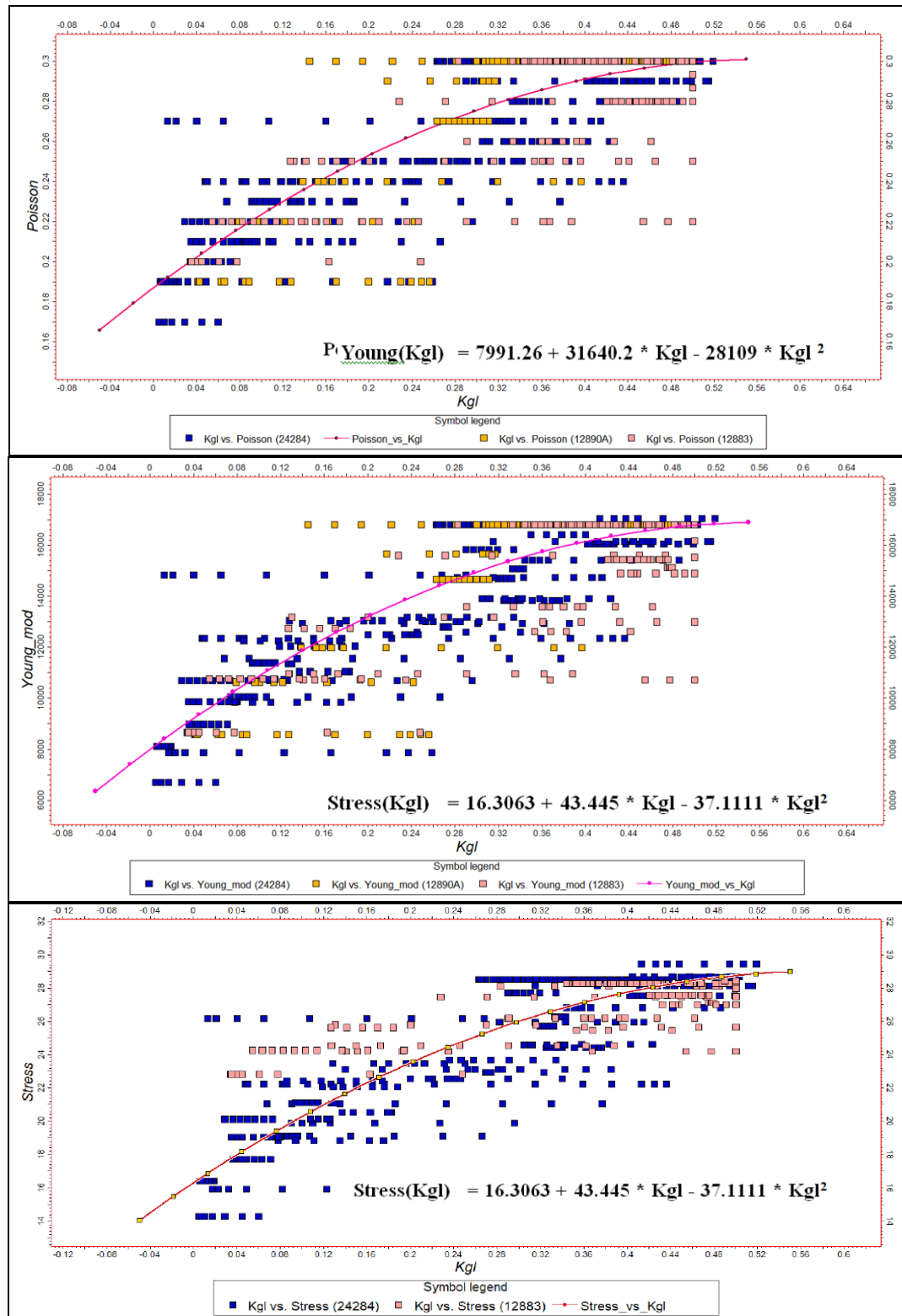


Рисунок 3.35 – Графики зависимости геомеханических свойств пласта D_0 от коэффициента глинистости K_{gl}

Результатом моделирования являются кубы геомеханических свойств Poisson, Young_mod, Stress Grad. Анализ данных кубов показал, что согласно средним значениям геомеханических свойств исследуемый участок залежи относится к типу 3 (Рисунки 3.36 - 3.37).

Для уточнения дизайнов трещин ГРП в районе заложения горизонтальных скважин построена интерполированная геомеханическая модель синтетической скважины (вертикальная скважина, проходящая через центр горизонтального ствола проектной скважины). Проектная скважина располагается в зоне самых высоких ФЕС. Для данной синтетической скважины выполнено моделирование согласно следующим условиям:

- базовый дизайн на основе гуарбортной жидкости ГРП (до прорыва в карбонатный реперный пропласток);
- дизайн на бесполимерной жидкости ГРП (на параметры закачки базового дизайна);
- дизайн на бесполимерной жидкости ГРП (до прорыва в карбонатный реперный пропласток).

Иллюстрации геометрий трещин ГРП по вариантам дизайнов для синтетической скважины приведены на Рисунках 3.38-3.40.

Результаты моделирования ГРП показывают положительное влияние перехода с базовой гуарбортной жидкости на бесполимерную жидкость (Таблица 3.4). Длина трещины увеличивается с 63 до 81 м, высота сократится с 15,9 до 11,5 м. Это позволит снизить риски прорыва воды с нижележащего пашийского горизонта и увеличить эффективность обработки за счет большего охвата трещиной продуктивной части пласта Д₀. Увеличение тоннажа пропанта при использовании бесполимерной жидкости увеличит трещину до 97,4 м. Учитывая, что расчеты на секторной гидродинамической модели показали оптимальную длину трещины в 100 м, увеличение количества (объема) закачиваемого пропанта является оправданным вариантом оптимизации ГРП на выделенных участках.

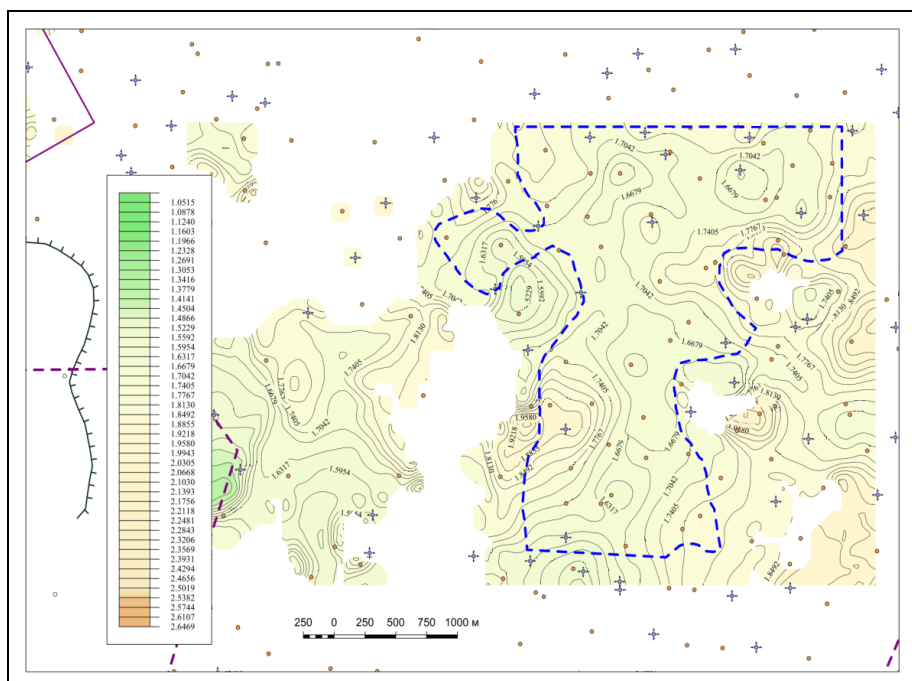


Рисунок 3.36 – Карта средневзвешенных значений модуля Юнга

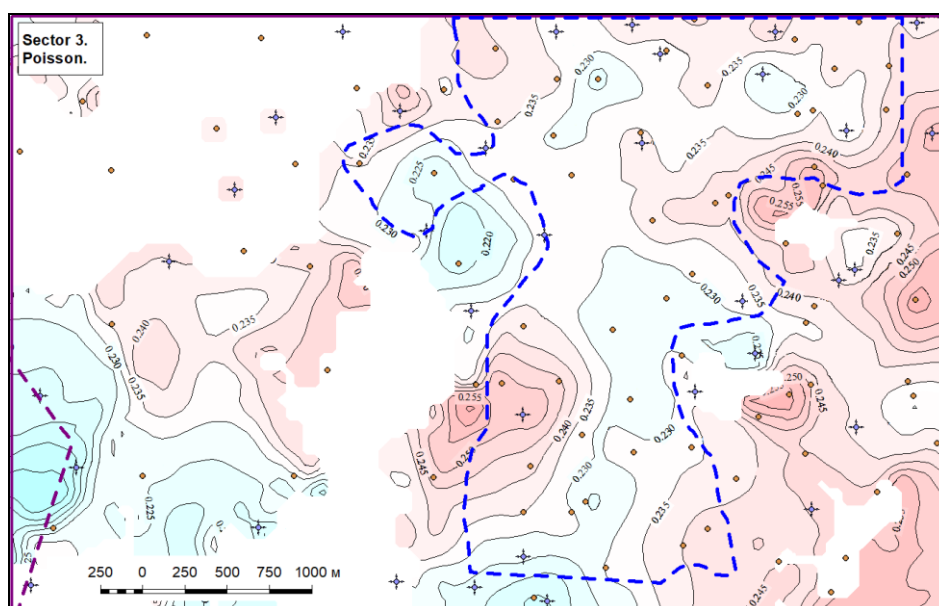


Рисунок 3.37 – Карта средневзвешенных значений коэффициента Пуассона

Стоит отметить, что новые участки залежей, которые выделены за счет обновления петрофизической модели (глава 2), характеризуются сильнозаглинизированными, низкопроницаемыми коллекторами, обладающими высокими пластическими характеристиками (модуль Юнга в диапазоне $1,4 \div 2,3$ млн PSI).

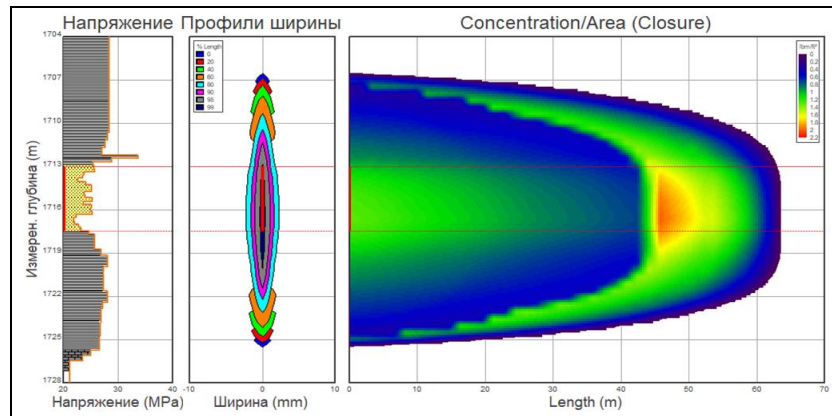


Рисунок 3.38 – Геометрия трещины ГРП базового дизайна (9 тонн пропанта)

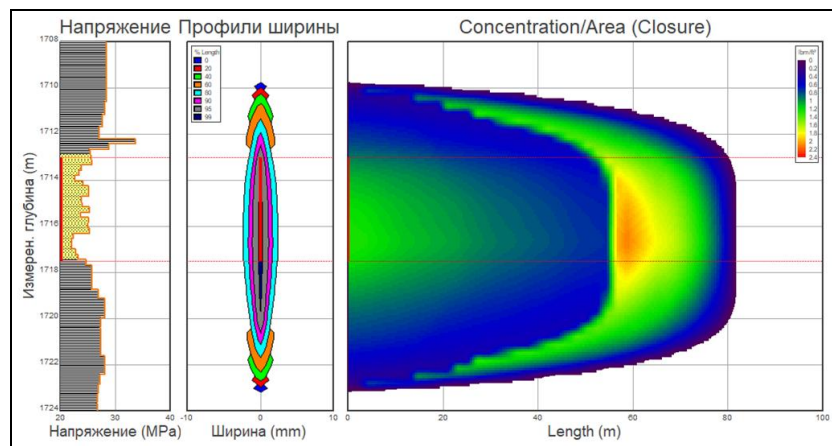


Рисунок 3.39 – Геометрия трещины ГРП на бесполимерной жидкости (на параметры закачки базового дизайна – 9 тонн пропанта)

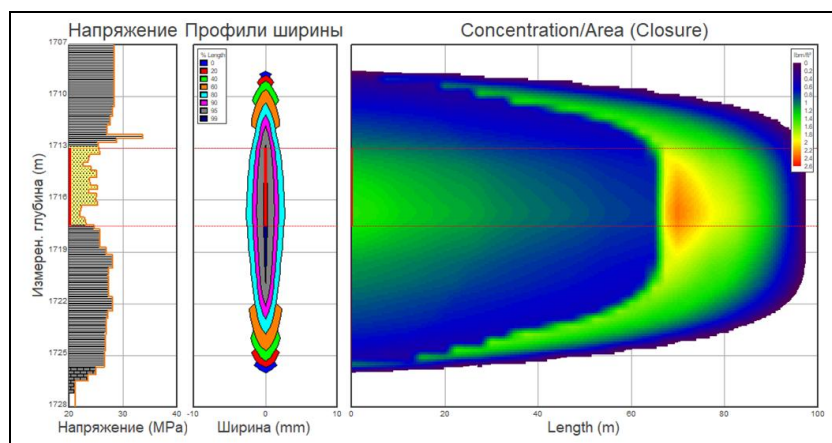


Рисунок 3.40 – Геометрия трещины ГРП на бесполимерной жидкости (15 тонн пропанта)

Данные коллекторы очень сильно «чувствительны» к технологическим жидкостям за счет набухаемости глин. Данное обстоятельство предъявляет высокие требования к жидкостям ГРП, а именно:

- низкая проницаемость пласта и, соответственно, получаемая эффективная гидропроводность создаваемой трещины требуют пониженную загрузку полимеров в жидкость ГРП либо применение жидкостей на бесполимерной основе;
- приготовление жидкости ГРП на основе КС1 для необходимой минерализации с добавлением ингибиторов набухания глин;
- при ремонтах скважин аналогичные требования применять к технологическим жидкостям глушения.

Таблица 3.4 – Результаты моделирования ГРП для синтетической скважины

Параметр	Ед. изм.	Дизайн на базовой (гуар-боратной) жидкости ГРП – 9т пропанта	Дизайн на бесполимерной жидкости ГРП (MaxPerm) – 9 т пропанта	Дизайн на бесполимерной жидкости ГРП (MaxPerm) – 15 т пропанта
Длина трещины – созданная	м	63,6	81,8	97,4
Длина трещины – закрепленная	м	63,0	81,6	97,3
Высота трещины	м	15,9	11,5	15,0
Закрепленная высота (прод.зона)	м	4,5	4,5	4,5
Макс.ширина у перфораций	мм	15,8	14,7	15,6
Закрепленная ширина (скважина)	мм	3,4	3,3	3,6
Закрепленная ширина (продуктивная зона)	мм	3,0	3,0	3,2
Проводимость трещины (продуктивная зона)	мД·м	1344,6	1308,6	1431,1
Проницаемость трещины	Дарси	444,0	434,2	434,6

3.3 Рекомендации по составу жидкости для ГРП

Как известно, эффективность технологии ГРП зависит не только от качества выбора объектов воздействия и проектирования, но и от параметров

и состава используемой жидкости разрыва. В связи с этим актуальным становится вопрос разработки новых составов жидкости, используемых при гидравлическом разрыве низкопроницаемых пластов.

На практике известны множество составов жидкости для гидравлического разрыва. Рассмотрим более подробно только нижеследующие.

В работе [189] разработан состав, который включает полисахарид – 5,0-10,0 мас. %, структурообразователь – 0,7-1,5 мас. %, гидроксид натрия – 0,5-1,0 мас. %, ПАВ – 0,05-0,075 мас. % и воду – остальное. При этом в качестве полисахарида жидкость содержит крахмал, а в качестве структурообразователя – смесь тетрабората натрия и перекисного соединения, например, пероксобората натрия или монопероксигидрата мочевины в соотношении 1-5:1. Недостатком данного состава является недостаточная эффективность из-за плохой растворимости крахмального реагента в холодной воде, вследствие чего происходит коагуляция и снижение фазовой проницаемости образованной трещины при ГРП.

Известен жидкий гелеобразующий агент для полисахаридной жидкости разрыва [189], включающий жидкий гелеобразующий агент – 0,8-1,2 мас. %, ПАВ-регулятор деструкции – 0,05-0,25 мас. %, боратный сшиватель БС-1 – 0,2-0,4 мас. %, деструктор ХВ – 0,0025-0,1 мас. %, воду – остальное. Недостатком данного состава (гелеобразующего агента) является недостаточная эффективность проведения ГРП на объектах, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам из-за высокой вязкости состава.

В работе [190] предложен состав жидкости для гидравлического разрыва пласта на водной основе, включающий хлорид калия – 6,00-7,00 мас. %, сульфанцел – 1,30-2,00 мас. %, сульфат алюминия – 0,15-0,80 мас. %, буру – 0,7-0,9 мас. %, дисолван – 0,03-0,05 мас. %, фракционированный порошкообразный материал на основе мраморной крошки ИККАРБ-75М – 2-3 мас. % и пластовую воду – остальное. Недостатком данного состава является недостаточная эффективность из-за коагуляции и снижения

фазовой проницаемости образованной трещины при ГРП твердыми дисперсными частицами мраморной крошки.

В работе [191] разработан состав жидкости-песконосителя для гидравлического разрыва пласта, который включает бентонитовый глинопорошок ПБМА – 3,00-5,00 мас. %, карбоксиметилцеллюлозу – 0,60-1,50 мас. %, кремнийорганическую жидкость ГКЖ-10 – 0,50-1,00 мас. %, целлотон-Ф – 1,00-1,10 мас. %, сульфат алюминия – 0,15-0,80 мас. % и воду – остальное. Недостатком этого состава является недостаточная эффективность из-за коагуляции и снижения фазовой проницаемости образованной трещины при ГРП твердыми дисперсными частицами глинопорошка и целлотона, причем коагуляция осложнена тем, что бентонитовый глинопорошок имеет свойство ограниченно набухать в пресной воде.

Также в работе [192] предложен состав для обработки скважины, включающий низковязкую несущую жидкость, диспергированный в низковязкой несущей жидкости пропант 0,06-1 кг/л и диспергированное в низковязкой несущей жидкости волокно – полимолочную кислоту 1,2-12 г/л. Недостатком данного состава является низкая эффективность действия из-за низкой удерживающей способности состава и низкого коэффициента восстановления проницаемости низковязкой несущей жидкости с диспергированными в ней волокнами.

Таким образом, на практике необходима разработка нового состава жидкости для ГРП, который будет обеспечивать повышение эффективности действия за счет увеличения удерживающей способности благодаря компонентам. Причем эти компоненты должны обеспечивать создание структурированной полимерной системы также за счет увеличения коэффициента восстановления проницаемости.

В связи с этим в работе [185] решена данная задача по разработке нового состава ГРП, который включает низковязкую несущую жидкость, диспергированный в низковязкой несущей жидкости пропант и диспергированное в низковязкой несущей жидкости волокно –

полимолочную кислоту. Новым результатом в данной работе [185] является то, что в качестве низковязкой несущей жидкости состав содержит водный раствор смеси ксантана и водонабухающего полимера – сополимера акриламида с акрилатом калия с емкостью катионного обмена 4,6 мэкв/г, при следующем содержании компонентов: ксантан – 0,2-0,6 % мас., сополимер акриламида с акрилатом калия – 0,001-0,2 % мас., вода пресная – остальное. При этом в качестве пропантa содержится алюмосиликатный пропант, в качестве полимолочной кислоты – полимолочная кислота с плотностью волокна 100-300 г/дм³ и длиной волокон 3-6 мм. Массовое соотношение водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия, полимолочной кислоты и алюмосиликатного пропантa составляет 1:(0,001÷0,006):(0,05÷0,8).

Для приготовления состава используются:

- алюмосиликатные пропанты средней прочности фракций 12/18, 16/30, 16/20, 20/40;
- полимолочная кислота, представляющая собой волокнистый материал белого цвета с насыпной плотностью 100-300 г/дм³ и длиной волокон 3-6 мм;
- ксантан, представляющий собой высокомолекулярный экзополисахарид микробного происхождения с содержанием полисахарида более 90 %;
- в качестве водонабухающего полимера используют сополимер акриламида с акрилатом калия (кажущаяся плотность 85-90 %; рН=8,1 ед.; емкость катионного обмена 4,6 мэкв/г; максимум адсорбции в деионизированной воде 400 г/г; влагоудерживание при рF1 980 мл/л); вода пресная).

Содержание данных компонентов в составе жидкости обеспечивают высокую успешность ГРП за счет использования водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия с диспергированными в нем алюмосиликатным пропантом и волокнами полимолочной кислоты.

Указанный водный раствор смеси характеризуется высокой прокачиваемостью и низкими потерями на трение, что будет обеспечивать снижение потребности в мощности насосов (низкая вязкость состава и меньший перепад давления). Волокна полимолочной кислоты, алюмосиликатный пропант и водный раствор смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия обеспечивает улучшенный перенос алюмосиликатного пропанта в пласт, и снижают его осаждение в стволе скважины, что позволяет минимизировать риски преждевременной остановки процесса ГРП, уменьшит потребность в объемах закачиваемой воды, т.е. использовать высокую загрузку пропанта применением более тяжелого алюмосиликатного пропанта. Это объясняется формированием пространственной структуры – сети из волокон молекул полисахарида, которая при увеличении сдвиговой нагрузки разрушается, при этом вязкость состава становится низкой, но при снижении сдвиговой нагрузки пространственная сетка восстанавливается, что обеспечивает высокую удерживающую способность алюмосиликатного пропанта. Применение указанных в составе концентраций компонентов обеспечивает высокие значения коэффициента восстановления проницаемости.

Последовательность приготовления состава в лабораторных условиях имеет следующий вид.

Вначале готовится водный раствор смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия. В пресную воду (99,699-99,2 мас. %) вводится расчетное количество ксантана (0,2-0,6 мас. %) и сополимера акриламида с акрилатом калия (0,001-0,2 мас. %) и перемешивается до полного растворения с использованием механической мешалки со скоростью 350 об/мин.

Затем после полного растворения указанных компонентов в приготовленный водный раствор смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия вводятся волокна полимолочной кислоты (ПМК). Полученный состав перемешивается до полного диспергирования волокон

ПМК в указанном водном растворе смеси, который фиксируют по отсутствию комков и сгустков. Затем в полученный состав при перемешивании в механической мешалке дозируется алюмосиликатный пропант и продолжается перемешивание до полного распределения алюмосиликатного пропанта в указанном составе. При этом массовое соотношение водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия, ПМК и алюмосиликатного пропанта составляет $1:(0,001 \div 0,006):(0,05 \div 0,8)$ соответственно.

Так, повышение эффективности действия предлагаемого состава ГРП достигается за счет увеличения удерживающей способности благодаря компонентам состава, обеспечивающим создание структурированной полимерной системы, а также за счет увеличения коэффициента восстановления проницаемости.

Далее, в лабораторных условиях оценены удерживающая способность состава и коэффициент восстановления проницаемости.

Результаты исследования по определению удерживающей способности состава и восстановлению проницаемости приведены в Таблицах 3.1-3.2 [185].

Из данных Таблиц 3.5 и 3.6 видно, что удерживающая способность состава и коэффициент восстановления проницаемости зависят от количественного содержания компонентов в составе. Оптимальными концентрациями компонентов обладают составы при содержании ксантана 0,2-0,6 мас. %, сополимера акриламида с акрилатом калия 0,001-0,2 мас. %, воды – остальное.

При содержании в составе менее 0,2 мас. % ксантана, сополимера акриламида с акрилатом калия менее 0,001 мас. % происходит быстрое оседание алюмосиликатного пропанта до проведения процесса ГРП. Удерживающая способность состава составляет 7-12 мин.

При содержании в водном растворе смеси ксантана более 0,6 мас. %, сополимера акриламида с акрилатом калия 0,2 мас. %, а в водном растворе

смеси ксантана – 0,6 мас. %, сополимера акриламида с акрилатом калия более 0,2 мас. % происходит равномерное распределение алюмосиликатного пропанта в составе, что обеспечивает высокую удерживающую способность алюмосиликатного пропанта в водном растворе смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия с диспергированными в ней волокнами и успешное проведение процесса ГРП. Стоит отметить, что увеличение содержания компонентов в составе нецелесообразно с экономической точки зрения, а также с технологической из-за высокой стоимости реагентов.

Таблица 3.5 – Результаты исследований по определению удерживающей способности состава

Номер опыта	Водный раствор смеси, мас. %			Масса водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия, г	Масса ПМК, г	Масса алюмосиликатного пропанта, г	Массовое соотношение водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия:ПМК:алюмосиликатного пропанта	Удерживающая способность, мин
	Ксантан	Сополимер акриламида с акрилатом калия	Вода пресная					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,1	0,0009	99,8991	50	0,1	2,5	1:0,001:0,05	7
2	0,15	0,0005	99,8495	50	0,1	50	1:0,001:0,10	12
3	0,2	0,001	99,799	50	0,05	2,5	1:0,001:0,8	22
4	0,2	0,05	99,75	50	0,15	2,5	1:0,003:0,05	25
5	0,2	0,2	99,6	50	0,3	25	1:0,006:0,5	29
6	0,3	0,001	99,699	50	0,15	25	1:0,003:0,5	26
7	0,3	0,05	99,65	50	0,15	40	1:0,003:0,8	28
8	0,3	0,2	99,5	50	0,05	40	1:0,001:0,05	26
9	0,6	0,001	99,399	50	0,05	25	1:0,001:0,5	31
10	0,6	0,05	99,35	50	0,3	2,5	1:0,006:0,05	33
11	0,6	0,2	99,2	50	0,3	40	1:0,006:0,8	35
12	0,8	0,2	99,0	50	0,5	25	1:0,010:0,5	39
13	0,6	0,25	99,15	50	0,5	25	1:0,010:0,5	37
Аналог								
	гуар	ПМК	вода	Масса жидкости, г		Масса пропанта, г		
14	0,24	0,48	99,28	50		25		17
	ГОЭЦ	ПМК	вода					
15	0,05	0,3	99,65	50		25		16

Примечание – ГОЭЦ – гидроксиэтилцеллюлоза.

Из Таблицы 3.6 следует, что коэффициент восстановления проницаемости при использовании предлагаемого водного раствора смеси

ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия с диспергированными волокнами ПМК составил в среднем 91,3 %, а у аналога – 65,6 %.

При содержании в составе сополимера акриламида с акрилатом калия менее 0,001 мас. % коэффициент восстановления проницаемости незначительно отличается от предлагаемого состава. Однако из-за низкой удерживающей способности состава невозможно обеспечить успешное проведение ГРП, так как происходит быстрое оседание алюмосиликатного пропанта.

Таблица 3.6 – Результаты исследований по определению коэффициента восстановления проницаемости

Номер опыта	Водный раствор смеси, мас. %			Масса водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия, г	Масса ПМК, г	Массовое соотношение водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия:ПМК	Проницаемость, мкм ²		Кoeff-т восстановления проницаемости, %
	Ксантан	Сополимер акриламида с акрилатом калия	Вода пресная				До	После	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,1	0,0009	99,8991	50	0,1	1:0,001	4,7	4,6	97,87
2	0,15	0,0005	99,8495	50	0,1	1:0,001	4,5	4,3	95,56
3	0,2	0,001	99,799	50	0,05	1:0,001	4,8	4,6	95,83
4	0,2	0,05	99,75	50	0,15	1:0,003	4,6	4,1	89,13
5	0,2	0,2	99,6	50	0,3	1:0,006	5,1	4,6	90,20
6	0,3	0,001	99,699	50	0,15	1:0,003	4,1	3,9	95,12
7	0,3	0,05	99,65	50	0,15	1:0,003	3,6	3,2	88,89
8	0,3	0,2	99,5	50	0,05	1:0,001	4,4	4,1	93,18
9	0,6	0,001	99,399	50	0,05	1:0,001	4,0	3,7	92,50
10	0,6	0,05	99,35	50	0,3	1:0,006	3,7	3,3	89,19
11	0,6	0,2	99,2	50	0,3	1:0,006	4,8	4,2	87,50
12	0,8	0,2	99,0	50	0,5	1:0,010	3,9	3,1	79,49
13	0,6	0,25	99,15	50	0,5	1:0,010	4,8	3,3	68,75
Аналог									
	гуар	ПМК	вода						
14	0,24	0,48	99,28	-	-	-	4,8	3,2	66,67
	ГОЭЦ	ПМК	вода						
15	0,05	0,3	99,65	-	-	-	4,5	2,9	64,44

Таким образом, приведенные результаты испытаний предлагаемого состава обеспечивают успешность проведения ГРП из-за высоких показателей – удерживающей способности и коэффициента восстановления проницаемости.

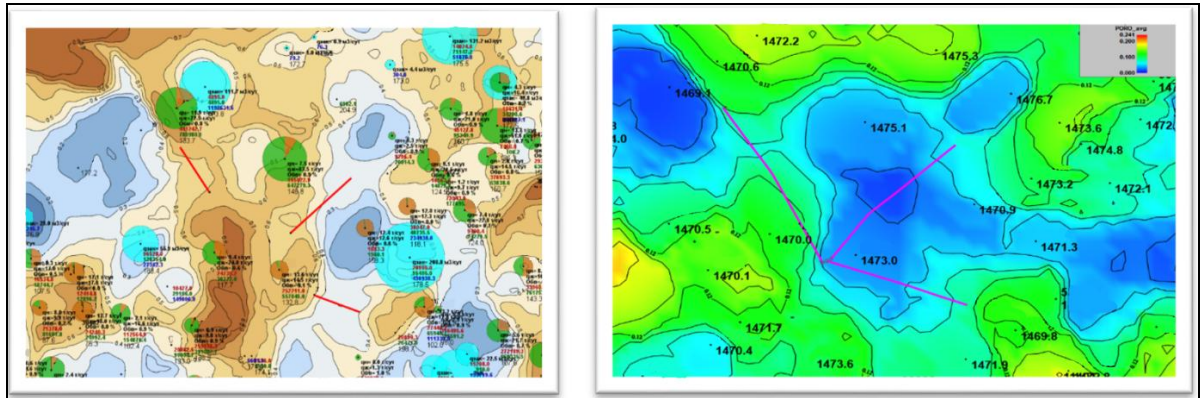
3.4.1 Сквaжина 1

[illegible]

Проведение МГРП на ГС позволяет создать сеть трещин последовательно на всем участке ствола (от «носки» к «пятке»), что ведет к значительному увеличению продуктивности скважины и дебита нефти.

Подбор участка для бурения данной скважины основывался на результатах локализации остаточных запасов с помощью подходов трехмерного моделирования и анализа текущего состояния разработки,

выполненных в главах 2 и 3 (Рисунок 3.42). Для повышения информативности в процессе бурения данной скважины была использована компоновка, включающая комплекс каротажа в процессе бурения (LWD). Как известно, применение LWD позволяет снизить риски при принятии решений по корректировке траектории горизонтального ствола и осуществлять проводку по пропласткам с наиболее высокими ФЕС.



(a)

(б)

Рисунок 3.42 – Фрагмент карты остаточных запасов (а) и пористости (б) по кыновскому объекту с проектными ГС

3.4.2 Скважины 2 и 3

Согласно предложенным рекомендациям в пределах Чишминской площади из ранее пробуренных ННС были пробурены ГС. На Рисунке 3.43 (а) и (б) показаны карты разработки, совмещенные с картами плотности текущих подвижных запасов нефти и кровли пласта D_0 соответственно.

На Рисунке 3.44 показан профиль вдоль скважины № 2 на разрезе куба пористости.

Сопоставление проектных и фактических параметров бурения скважины № 2 приведены в Таблице 3.7.

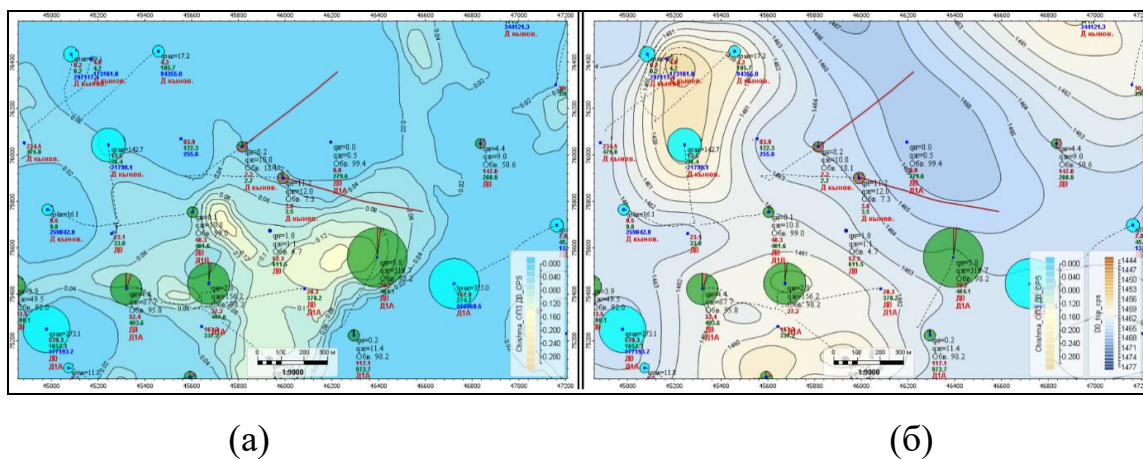


Рисунок 3.43 – Карты текущих и накопленных отборов, совмещенные с картами текущих подвижных запасов нефти и кровли пласта Д₀

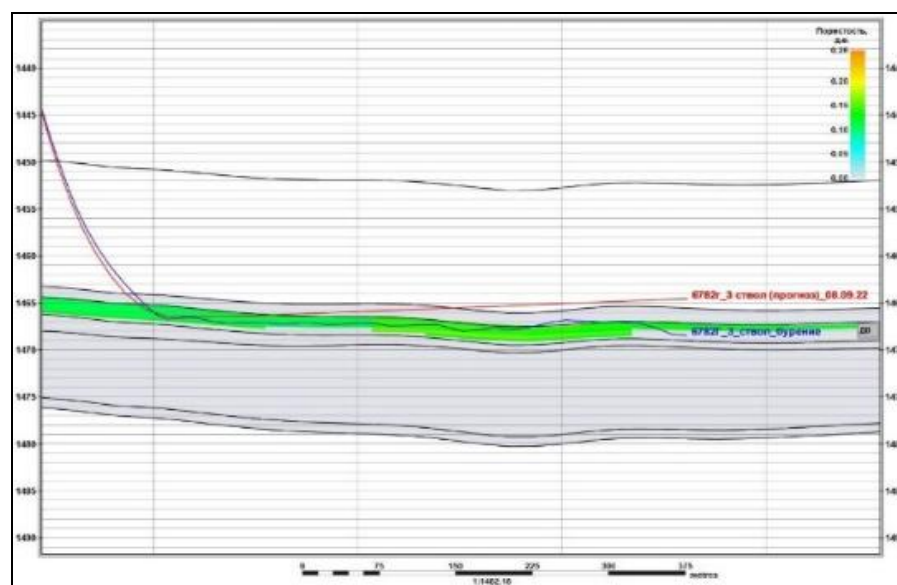


Рисунок 3.44 – Профиль вдоль ствола скважины № 2

Таблица 3.7 – Сопоставление проектных и фактических параметров бурения № 2

Параметр	Проект	Факт
Забой, м	2431,0	2431,0
А.о. на точке входа в пласт, м	-1464,0	-1465,0
А.о. забоя, м	-1464,5	-1468,4
Длина ГС, м	550,0	595,0
По нефтенасыщенной части пласта, м		415,6

На Рисунке 3.45 приведен планшет ГИС по скважине № 2.

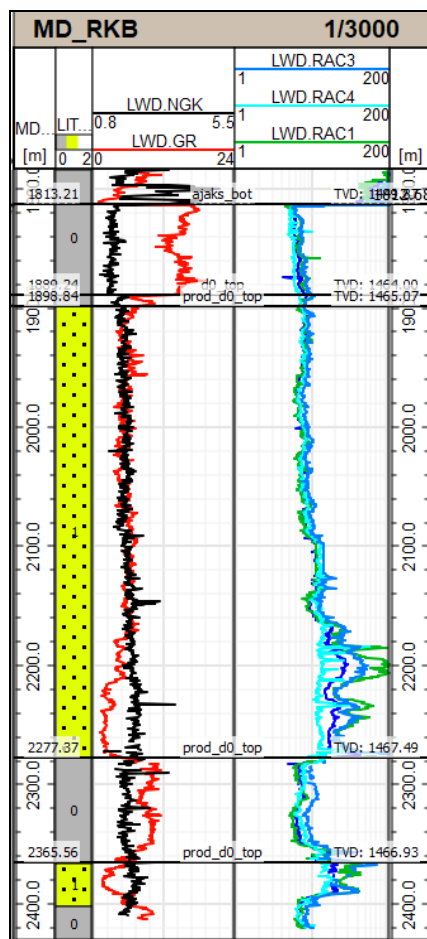


Рисунок 3.45 – Планшет ГИС (скважина № 2)

В результате проведения семи стадий ГРП на горизонтальном участке скважины № 6782Г получены следующие результаты (Рисунок 3.46, Таблица 3.8).

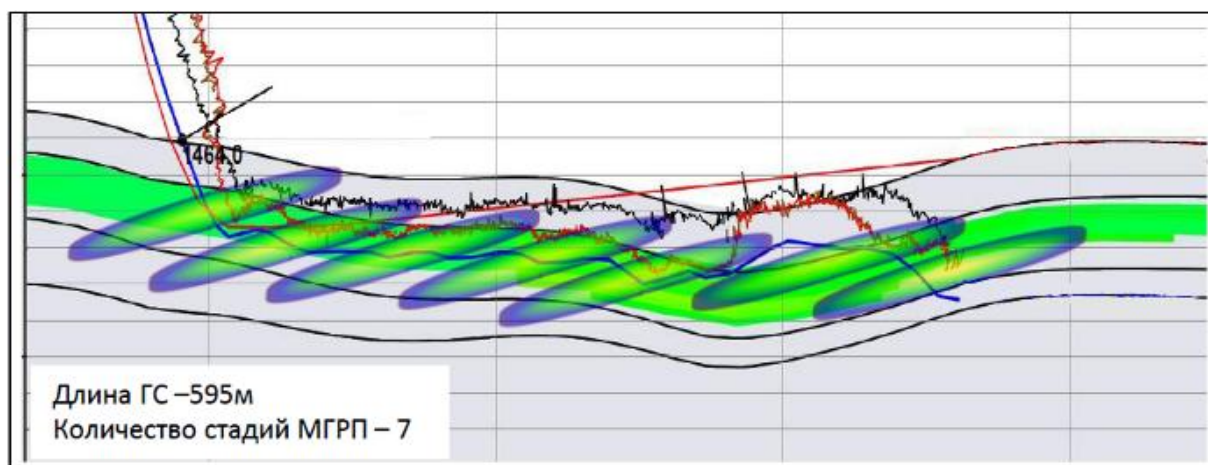


Рисунок 3.46 – Профиль скважины № 2

Таблица 3.8 – Результаты МГРП (скважина № 2)

Скважина № 2	Проект	Средний дебит за 3 месяца	Факт на дату изучения
Пласт	Д ₀	Д ₀	Д ₀
Дебит нефти, т/сут	13,9	10,2	11,1
Дебит жидкости, м ³ /сут	34,8	26,4	12,04
Обводненность, %	51,7	49	6,6

На Рисунке 3.47 показан профиль вдоль скважины № 3 на разрезе куба пористости.

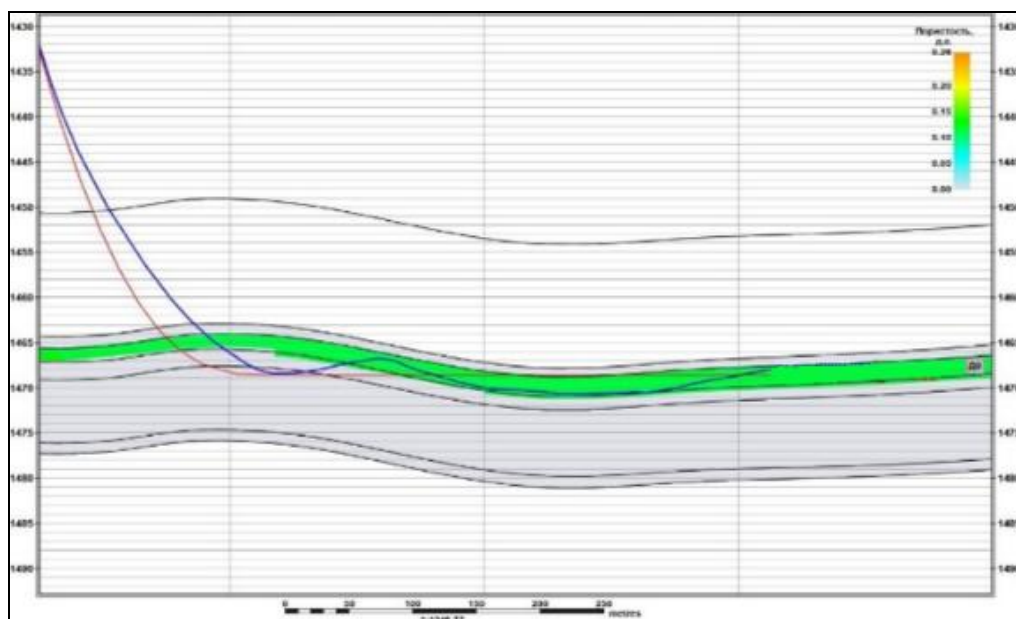


Рисунок 3.47 – Профиль вдоль ствола скважины № 3

Сопоставление проектных и фактических параметров бурения скважины № 3 приведены в Таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Сопоставление проектных и фактических параметров бурения № 3

Параметр	Проект	Факт
Забой, м	2300,8	2300,0
А.о. на точке входа в пласт, м	-1466,5	-1463,5
А.о. забоя, м	-1468,5	-1467,9
Длина ГС, м	415,1	421,0
По нефтенасыщенной части пласта, м		363,0

На Рисунке 3.48 приведен планшет ГИС по скважине № 3.

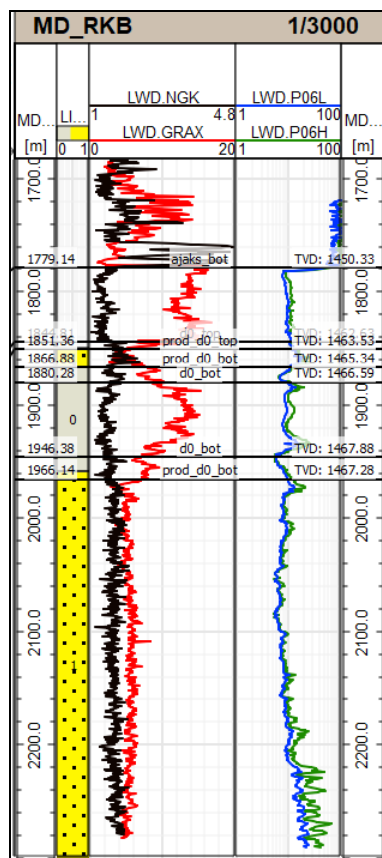


Рисунок 3.48 – Планшет ГИС (скважина № 3)

В результате проведения шести стадий ГРП на горизонтальном участке скважины № 6783Г получены следующие результаты (Рисунок 3.49, Таблица 3.10).

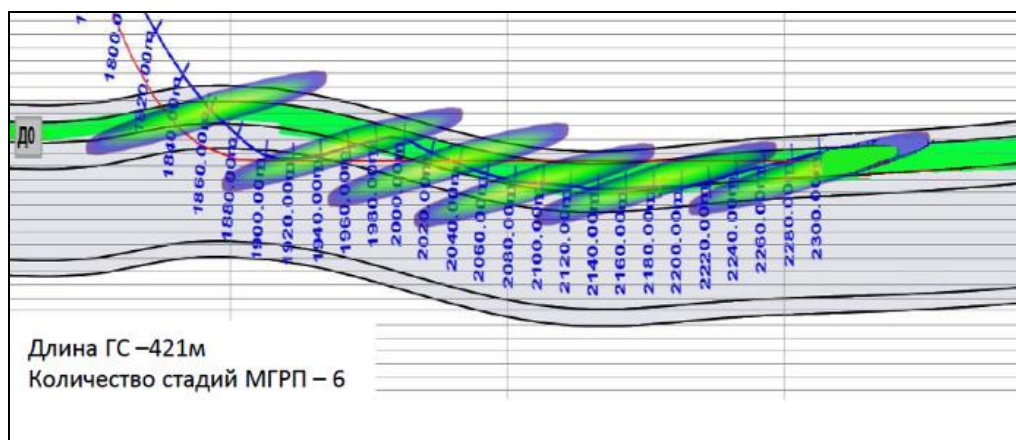


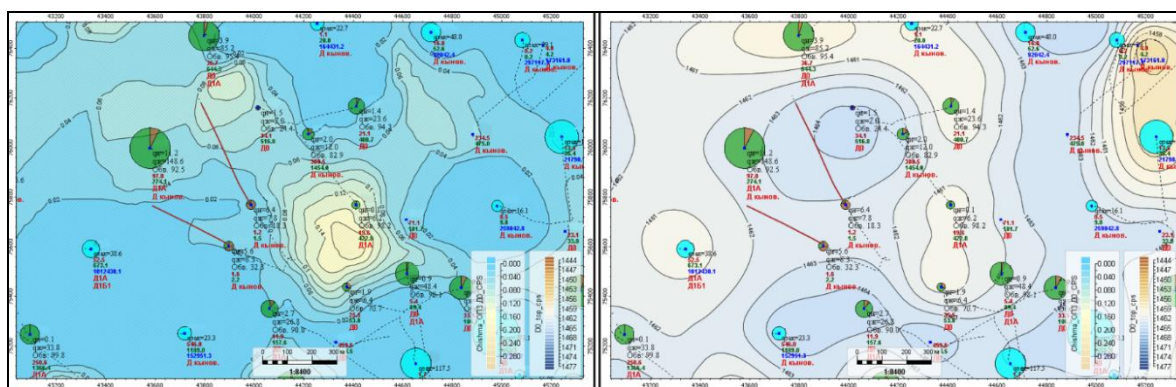
Рисунок 3.49 – Профиль скважины № 3

Таблица 3.10 – Результаты МГРП (скважина № 3)

Скважина № 3	Проект	Средний дебит за 3 месяца	Факт на дату изучения
Пласт	Д ₀	Д ₀	Д ₀
Дебит нефти, т/сут	13,9	8,9	9,0
Дебит жидкости, м³/сут	21,4	13,8	11,0
Обводненность, %	27,8	30,6	14,8

3.4.3 Скважины 4 и 5

В пределах изучаемой площади месторождения также в качестве рекомендации было предложено бурение двух ГС на существующем фонде скважин (Рисунок 3.50).



(а)

(б)

Рисунок 3.50 – Карты текущих и накопленных отборов, совмещенные с картами текущих подвижных запасов нефти и кровли пласта Д₀

На Рисунке 3.51 показан профиль скважины № 4.

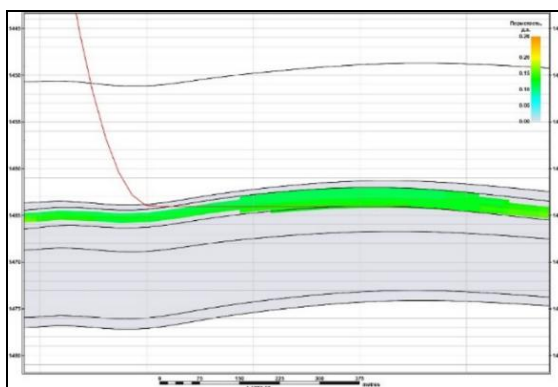


Рисунок 3.51 – Профиль вдоль ствола скважины № 4

Сопоставление проектных и фактических параметров бурения скважины № 4 приведены в Таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Сопоставление проектных и фактических параметров бурения № 4

Параметр	Проект	Факт
Забой, м	2435,0	2069,0
А.о. на точке входа в пласт, м	-1463,6	-1465,2
А.о. забоя, м	-1464,0	-1463,3
Длина ГС, м	486,0	244,0
По нефтенасыщенной части пласта, м		148,0

На Рисунке 3.52 приведен планшет ГИС по скважине № 4.

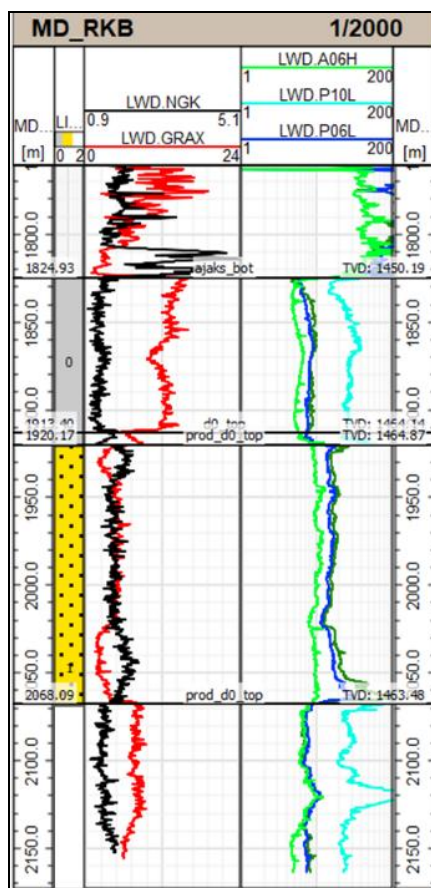


Рисунок 3.52 – Планшет ГИС (скважина № 4)

В результате проведения шести стадий ГРП на горизонтальном участке скважины № 4 получены следующие результаты (Рисунок 3.53, Таблица 3.12).

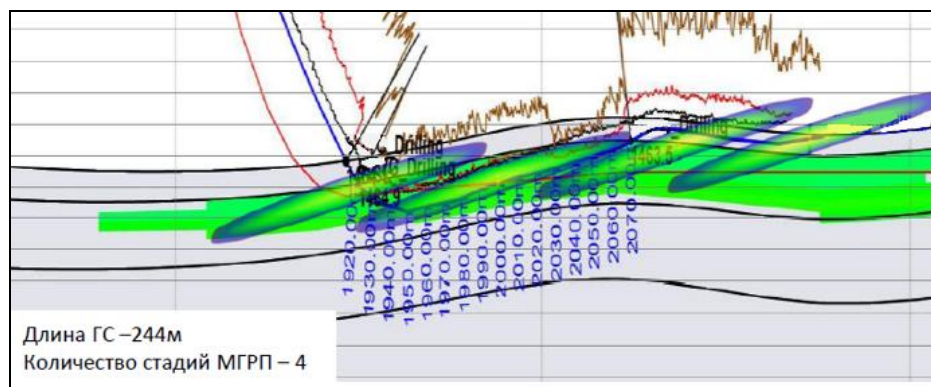


Рисунок 3.53 – Профиль скважины № 4

Таблица 3.12 – Результаты МГРП (скважина № 4)

Скважина № 4	Проект	Средний дебит за 3 месяца	Факт на дату изучения
Пласт	Д ₀	Д ₀	Д ₀
Дебит нефти, т/сут	13,7	10,2	5,9
Дебит жидкости, м ³ /сут	22,9	14,6	8,7
Обводненность, %	32,2	29,1	25,8

На Рисунке 3.54 показан профиль скважины № 5.

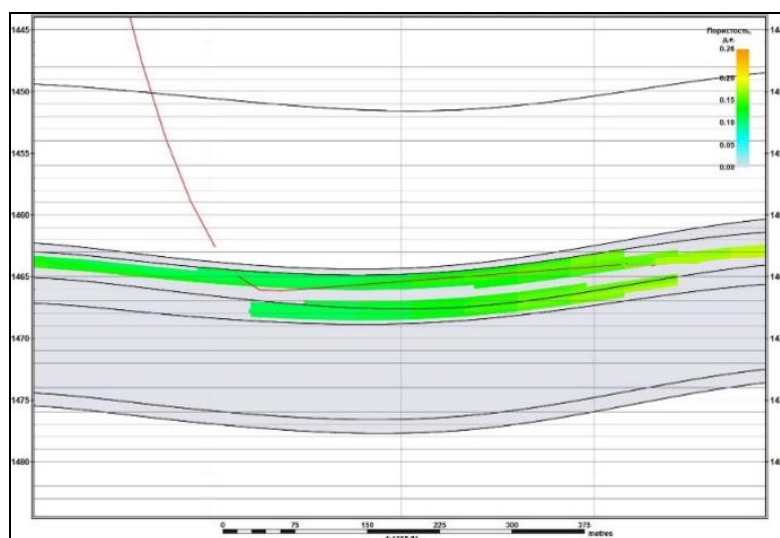


Рисунок 3.54 – Профиль вдоль ствола скважины № 5

Сопоставление проектных и фактических параметров бурения скважины № 5 приведены в Таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Сопоставление проектных и фактических параметров бурения № 5

Параметр	Проект	Факт
Забой, м	2331,4	2331,0
А.о. на точке входа в пласт, м	-1464,3	-1464,0
А.о. забоя, м	-1465,5	-1466,6
Длина ГС, м	402,6	402,2
По нефтенасыщенной части пласта, м		386,0

На Рисунке 3.55 приведен планшет ГИС по скважине № 5.

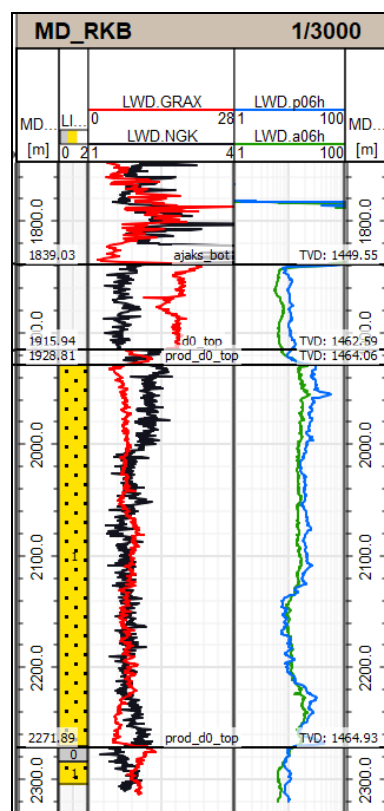


Рисунок 3.55 – Планшет ГИС (скважина № 5)

В целом согласно рекомендациям, на рассматриваемые отложения терригенного девона пробурено 8 ГС с МГРП. Это позволило значительно увеличить средний суточный дебит нефти скважин с 7,8 до 18,5 т/сут.

Таким образом, апробация предложенных рекомендаций показала достаточную технологическую эффективность на практике. В связи с этим дальнейшее проведение работ по бурению ГС с МГРП планируется с

увеличением протяженности длины горизонтального участка с 300 до 600 м, а также увеличением количества портов ГРП.

В результате проведения шести стадий ГРП на горизонтальном участке скважины № 5 получены следующие результаты (Рисунок 3.56, Таблица 3.14).

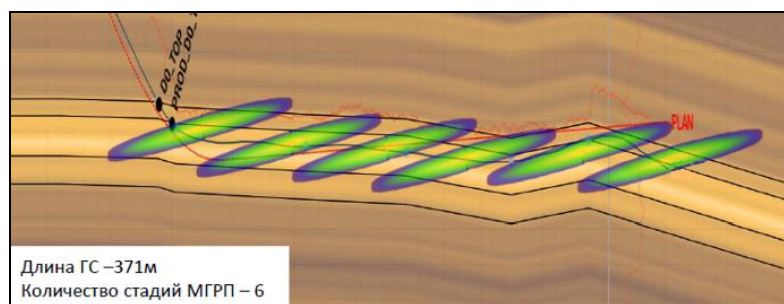


Рисунок 3.56 – Профиль скважины № 5

Таблица 3.14 – Результаты МГРП (скважина № 5)

Скважина № 5	Проект	Средний дебит за 3 месяца	Факт на дату изучения
Пласт	Д ₀	Д ₀	Д ₀
Дебит нефти, т/сут	13,7	7,8	6,4
Дебит жидкости, м ³ /сут	27,3	11,1	7,9
Обводненность, %	41,6	29,0	15,2

Выводы к главе 3

1. Показано, что ГРП в пределах изучаемых объектов нефтедобычи является одной из перспективных технологий, которая позволяет повысить продуктивность скважин за счет расширения зоны дренирования и вовлечения в процесс разработки участков залежи с ухудшенными ФЕС. За последние годы объемы ГРП выросли значительно, в среднем за 2019-2020 гг. выполнено более 7 тыс. операций с накопленной добычей 21,1 млн т нефти.

2. Разработка изучаемых терригенных пластов кыновского горизонта Южно-Татарского свода осложнена высокой степенью выработки запасов и неоднородности геологического строения. В связи с этим актуальным

становится применение методов и технологий, направленных на выработку запасов из слабодренлируемых низкопроницаемых участков залежи.

3. В результате анализа набора геолого-технологических показателей разработки выделены перспективные участки залежи нефти пласта Д₀, которые характеризуются невыдержанностью толщин, низкими ФЕС (значения пористости и проницаемости вблизи границы «коллектор-неколлектор»), высокой послойной и зональной неоднородностью. Показано, что эффективная разработка таких участков возможна с применением технологии МГРП на горизонтальных скважинах.

4. Разработка низкопроницаемых участков на режиме истощения не является эффективной. Установлено, что организация системы ППД необходима с одновременным вводом добывающих ГС с МГРП, и наибольшей эффективностью обладает случай, когда расстояние между портами ГРП составляет 100÷150 м.

5. Анализ чувствительности расчетов к различным граничным значениям коэффициента пористости показал устойчивость расчетов для скважин, расположенных на участках наилучшими ФЕС. В качестве критерия для получения устойчивой добычи возможно использовать критерий $kh/\mu > 7 \text{ мД} \times \text{м} / \text{сПз}$.

6. Разработан новый состав жидкости гидравлического разрыва пласта, включающий низковязкую несущую жидкость, диспергированный в низковязкой несущей жидкости пропант и диспергированное в низковязкой несущей жидкости волокно-полимолочную кислоту, отличающийся тем, что в качестве низковязкой несущей жидкости состав содержит водный раствор смеси ксантана и водонабухающего полимера – сополимера акриламида с акрилатом калия с емкостью катионного обмена 4,6 мэкв/г, при содержании компонентов ксантана – 0,2-0,6 мас. %, сополимера акриламида с акрилатом натрия – 0,001-0,2 мас. %, воды пресной – остальное. При этом в качестве пропанта используется алюмосиликатный пропант, в качестве полимолочной кислоты – полимолочная кислота с плотностью волокна 100-300 г/дм³ и

длиной волокон 3-6 мм. Массовое соотношение водного раствора смеси ксантана и сополимера акриламида с акрилатом калия, полимолочной кислоты и алюмосиликатного пропанта составляет $1:(0,001\div 0,006):(0,05\div 0,8)$ (патент № 2737605 РФ).

7. Выполнена апробация предложенных рекомендаций на одном из нефтяных месторождений ЮТС. В результате бурения ГС с дальнейшим проведением МГРП получены промышленные притоки нефти от 7,8 до 18,5 т/сут.

ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО ОТДЕЛА КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

4.1 Геологическая характеристика и проблемы разработки залежей с высоковязкой и повышенной вязкости нефтью

Терригенные отложения визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы обеспечивают порядка 30 % от общей добычи нефти в пределах основных нефтяных месторождений ЮТС. Основная промышленная нефтеносность в пределах визейского яруса связана с бобриковским и тульским горизонтами. Следовательно, изучение продуктивных пластов данных горизонтов с целью поддержания текущих уровней добычи нефти является задачей актуальной.

По результатам исследования керна бобриковский горизонт сложен переслаиванием прослоев песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда с прослоями и линзами углей и углистых сланцев. Песчаники и алевролиты серые до темно-бурых в зависимости от степени нефтенасыщения, преимущественно мелкозернистые, кварцевые, средней крепости. Встречаются также прослои песчаников с очень слабой цементацией.

Терригенные породы тульского горизонта представлены песчаниками и алевролитами кварцевыми, известковистыми, с примесью углисто-глинистого материала, а также аргиллитами алевроитистыми, углисто-глинистыми, изредка известковистыми.

В качестве объекта исследования выбраны три месторождения, которые относятся к классу средних и мелких. Данные месторождения являются сложными. В пределах данных месторождений одним из основных объектов разработки являются терригенные отложения бобриковского горизонта нижнего карбона.

В тектоническом плане месторождения 1 и 2 приурочены к восточному борту Мелекесской впадины, месторождение 3 – к северному склону Южно-Татарского свода (Рисунок 4.1).

4.1.1 Лабораторные исследования образцов керна

4.1.1.1 Месторождение 1

В разрезе бобриковского горизонта в пределах данного месторождения выделяются два пласта-коллектора Сбр-3 и Сбр-3+2. Всего по горизонту с отбором керна пройдено 395,2 м, вынос равен 233,1 м (из них нефтенасыщенного 139,7 м).

По результатам микропетрографических исследований данные отложения представлены песчаниками, алевролитами.

Песчаники кварцевые мелкозернистые алевроитовые, средне-мелкозернистые алевроитистые, мелко-среднезернистые.

Текстура пород тонкослоистая, средне-тонкослоистая, пятнистая, однородная [210] (Рисунок 4.2). Тонкослоистая текстура обусловлена наличием прослоев толщиной 1-20 мм, средне-тонкослоистая – 13-20 мм и более.

По данным гранулометрического анализа по размеру обломочных частиц преобладает псаммитовая мелкозернистая (0,1-0,25 мм) структура. Породы состоят из обломков крупнозернистой псаммитовой (до 1-3 %), среднезернистой псаммитовой (5-45 %), мелкозернистой псаммитовой (33-85 %), крупнозернистой алевроитовой (до 46 %), мелкозернистой алевроитовой (до 28 %), пелитовой (до 9 %) размерности. Наиболее крупные обломки достигают размеров 0,66 мм.

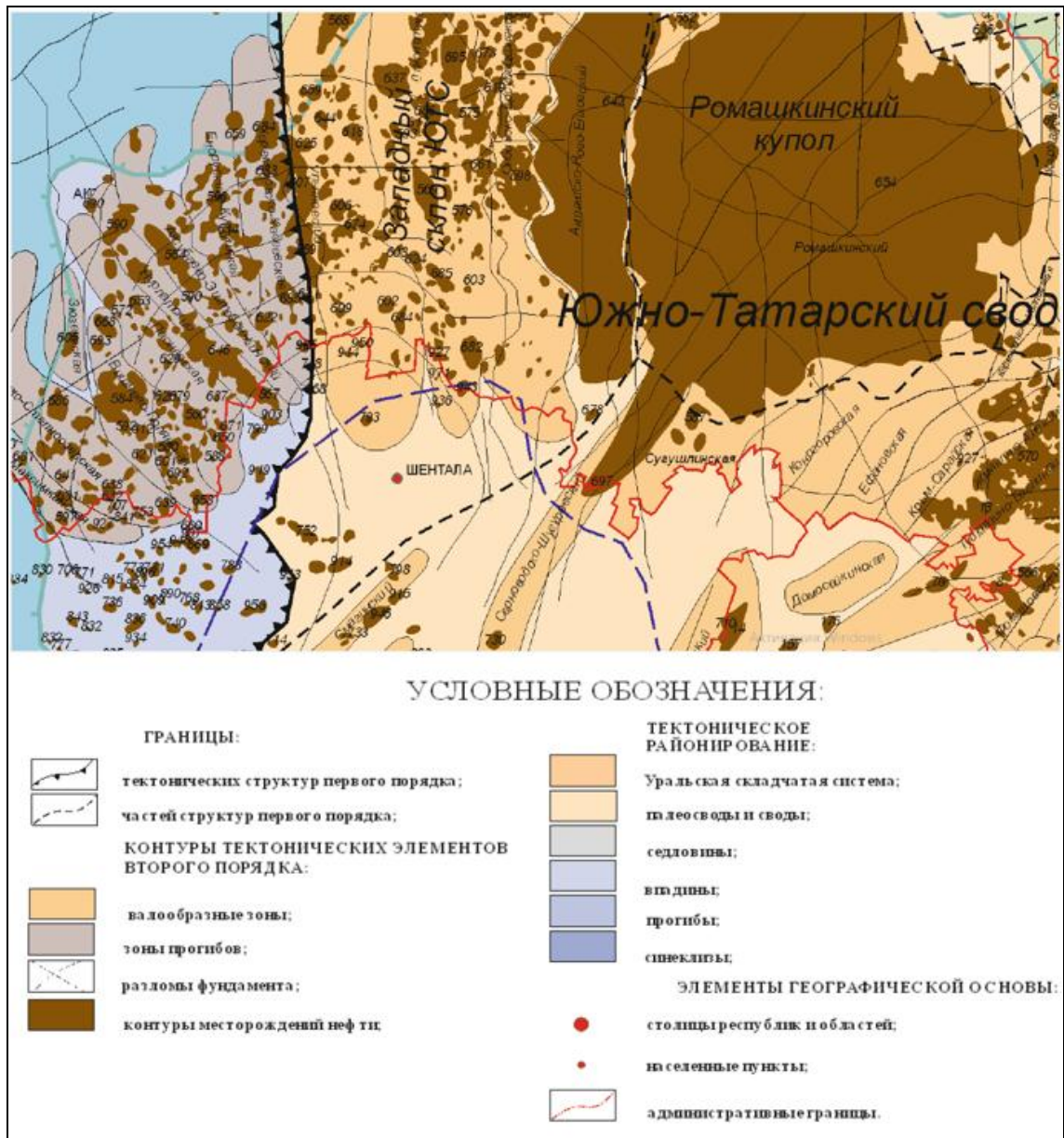


Рисунок 4.1 – Тектоническая схема Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода [161]

Породы пористые. Поры межзерновые. Размер пор составляет от 0,02 мм до 0,3 мм. Преобладают поры размером 0,03-0,1 мм. Форма пор изометричная и слабоудлиненная, неправильная. Поры в большинстве случаев эффективные, открытые, сообщаемость хорошая. Участками поры заполнены окисленной гудроноподобной нефтью.

Плотные разности пород бобриковского горизонта представлены алевролитами и аргиллитами. Алевролиты кварцевые мелко-крупнозернистые, песчаные [211].

Породы по минеральному составу обломочной компоненты характеризуются как мономинеральные кварцевые.

Аргиллиты, по данным полуколичественного рентгенографического фазового анализа, сложены кварцем, каолинитом, мусковитом, смешаннослойными глинистыми минералами, ортоклазом, альбитом, галитом. Участками отмечаются кальцит, доломит, пирит. Обломки кварца и полевых шпатов имеют как пелитовую, так и алевритовую размерность.

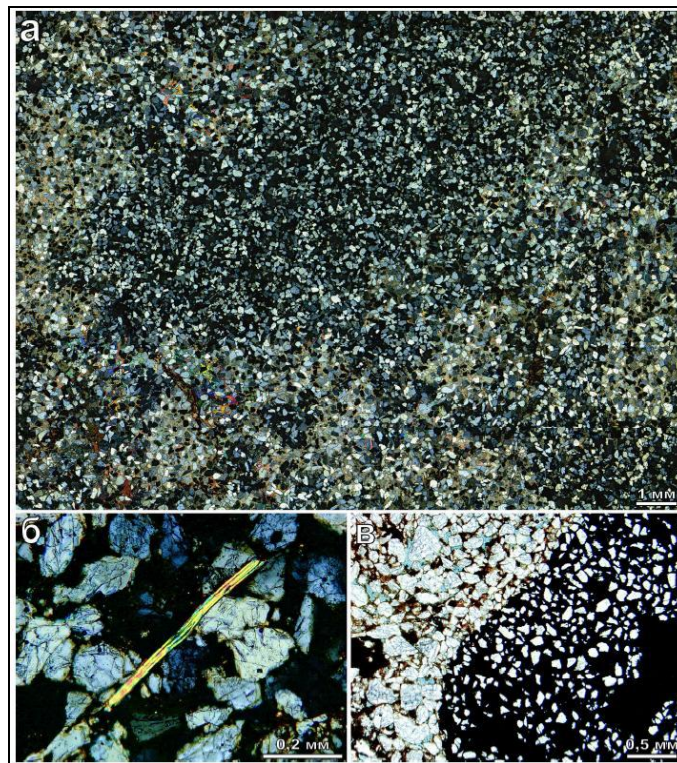


Рисунок 4.2 – Микрофотография петрографических шлифов бобриковского горизонта месторождения 1

4.1.1.2 Месторождение 2

В пределах данного месторождения петрографическое изучение пород бобриковского горизонта проведено по керну, отобранных из 6 скважин. Пласты-коллекторы представлены песчаниками светло-серыми, темно-серыми, коричневыми, темно-коричневыми до черных, слабо- и среднесцементированными, реже рыхлыми. Обломочная составляющая

песчаников представлена преимущественно зернами кварца (98-99 %), встречаются единичные зерна полевого шпата (до 1 %), циркона, рутила (до 1 %), чешуйки мусковита (до 1-3 %).

По данным гранулометрического анализа песчаники являются мелкозернистыми, реже среднезернистыми, алевритистыми, слабглинистыми. Преобладает мелкозернистая псаммитовая структура. Породы состоят из обломков мелкозернистой псаммитовой (14,7-93,8 %), среднезернистой псаммитовой (0,4-76,6 %), крупнозернистой алевритовой (0,8-33,8 %), мелкозернистой алевритовой (0,3-13,2 %) и пелитовой (0,3-7,0 %) размерности. Форма обломков окатанная, реже полуокатанная, сортировка хорошая.

4.1.1.3 Месторождение 3

Бобриковский горизонт керном охарактеризован в 8 скважинах. Песчаники на 90 % состоят из зерен кварца размером от 0,10 до 0,20 мм, редко до 0,35 мм, полуокатанной и угловатой формы. Упаковка зерен средней плотности.

Сортировка обломочного материала средняя. Цемент в основном контактового типа, участками поровый (железистый, глинистый, реже карбонатный) содержанием от 4 до 7 %.

Порода неравномерно пористая. Структура порового пространства межзерновая. Поры изометричной формы, размером от 0,08 до 0,20 мм, иногда до 0,35 мм, образуют единую сообщающуюся систему. На отдельных участках поры заполнены пиритом или кальцитом, что существенно снижает коллекторские свойства породы.

Алевриты на 50-60 % состоят из зерен кварца размеров от 0,03 до 0,10 мм, содержание зерен – от 20 до 25 %, пелитовых частиц – от 15 до 15 %. Форма зерен угловатая, изометричная, сортировка хорошая. Тип цементации контактовый, в меньшей мере – поровый.

Структура порового пространства межзерновая. Поры размером от 0,03 до 0,15 мм, реже до 0,25 мм, которые имеют изометричную форму и равномерно распределены в породе, а также соединяются тонкими межзерновыми каналами, иногда сливаются друг с другом.

4.1.2 Особенности разработки и выработки остаточных запасов нефти

Высокая литолого-минералогическая неоднородность рассматриваемых терригенных отложений бобриковского горизонта обусловила некоторые проблемы разработки рассматриваемых объектов, особенно в условиях различного соотношения подвижностей нефти и воды.

4.1.2.1 Месторождение 1

В пределах месторождения 1 рассматриваемое поднятие разрабатывается с 1976 года. Залежь нефти пластово-сводового, литологически экранированного типа.

По состоянию на дату изучения в пределах залежи числится 57 действующих добывающих скважин. Накопленная добыча нефти равна 2 456 тыс.т. Отбор от НИЗ 33,1 % при обводненности – 59,6 %, текущий КИН – 0,083 д.ед. при проектном – 0,250 д.ед.

Данная залежь характеризуется высоковязкой нефтью 159,3 мПа×с. Текущее пластовое давление в районе добывающих скважин равно около 6,4 МПа при начальном 13,0 МПа.

На Рисунках 4.3 и 4.4 представлены карты текущих и накопленных отборов, совмещенные с картой пластового давления и плотности подвижных запасов соответственно.

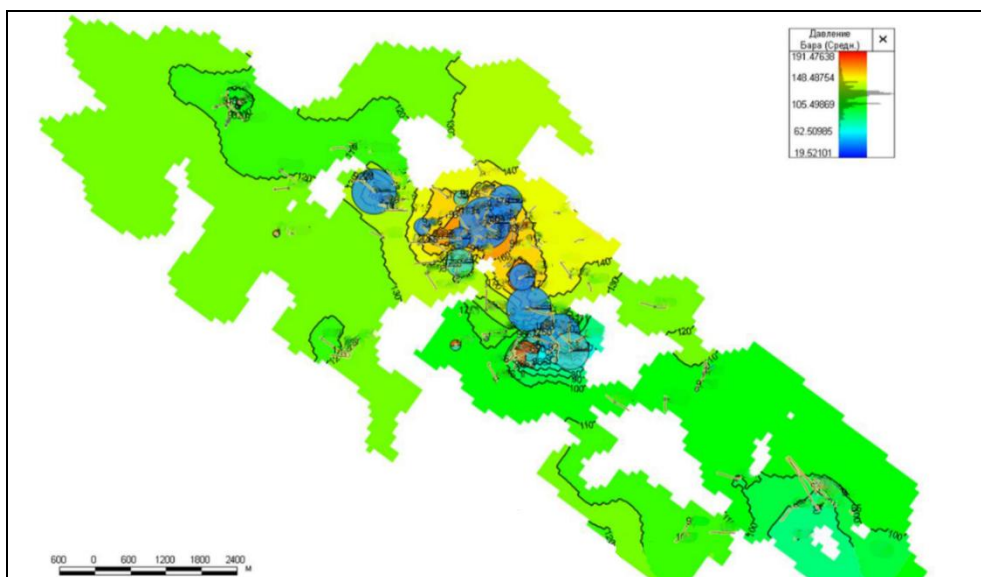


Рисунок 4.3 – Карта текущих отборов и карта текущего пластового давления залежи нефти месторождения 1

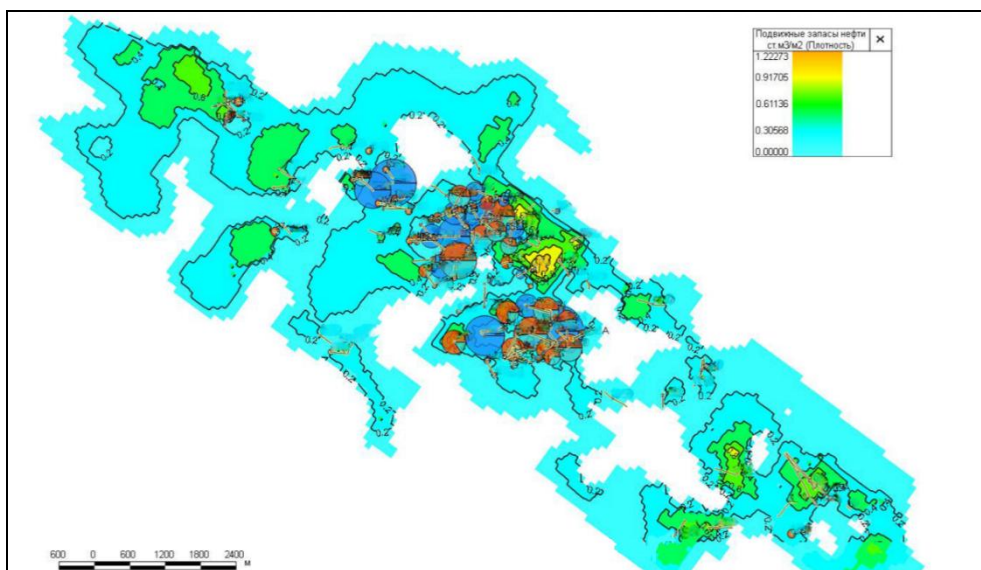


Рисунок 4.4 – Карта накопленных отборов и карта плотности текущих подвижных запасов залежи нефти месторождения 1

Из Рисунков 4.3-4.4 видно, что основная часть остаточных запасов нефти сосредоточена в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ).

Оценка остаточных извлекаемых запасов показала, что с помощью текущего фонда скважин на рассматриваемом объекте дополнительная добыча нефти составит около 3 844 тыс.т, всего 6 300 тыс.т (Рисунок 4.5).

Это обеспечит достижение КИН равным 0,212 д.ед. (при проектном 0,250 д.ед.).

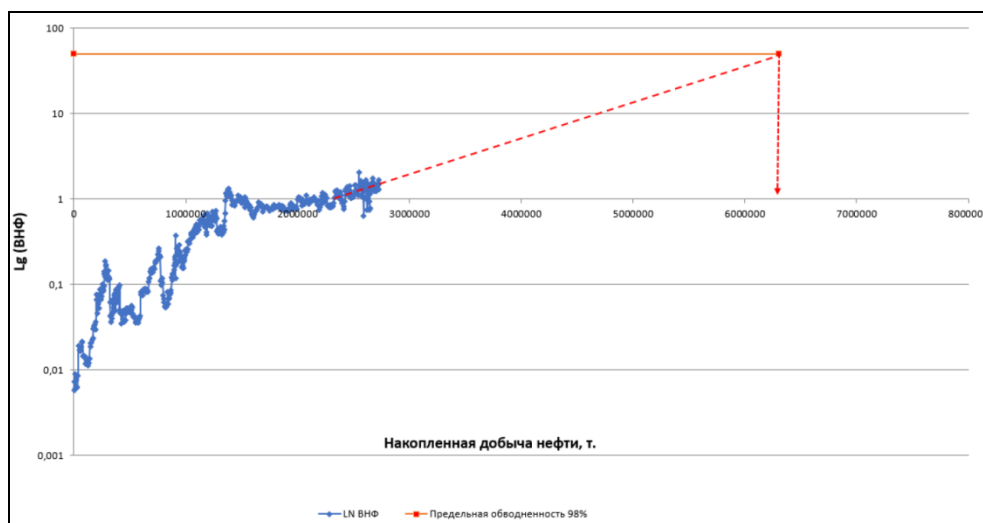


Рисунок 4.5 – Оценка остаточных извлекаемых запасов залежи нефти месторождения 1

4.1.2.2 Месторождение 2

В пределах месторождения 2 рассматриваемое поднятие разрабатывается с 2009 года. Залежь нефти является пластово-сводового литологически экранированного типа и эксплуатируется на естественном режиме (Рисунок 4.6).

По состоянию на дату изучения в пределах залежи числится 36 действующих скважин. Накопленная добыча нефти составляет 1 109 тыс. т. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) равен 25,1 % при обводненности – 75,7 %, текущий КИН – 0,105 д.ед. при проектном КИН – 0,417 д.ед.

Изучаемая залежь характеризуется сверхвязкой нефтью 440,3 мПа×с. Текущее пластовое давление ниже первоначального на 21,0 %.

На Рисунках 4.7 и 4.8 представлены карты текущих и накопленных отборов, совмещенные с картой пластового давления и плотности подвижных запасов соответственно.

Из анализа выработки запасов можно отметить, что разработка рассматриваемой залежи сопровождается опережающим обводнением добываемой продукции скважин. Это связано с образованием конуса воды.

Оценка остаточных извлекаемых запасов показала, что с помощью текущего фонда скважин на рассматриваемом объекте дополнительная добыча нефти составит около 1 090 тыс.т, всего 2 200 тыс.т (Рисунок 4.9). Это обеспечит достижение КИН равным 0,208 д.ед. (при проектном 0,417 д.ед.).

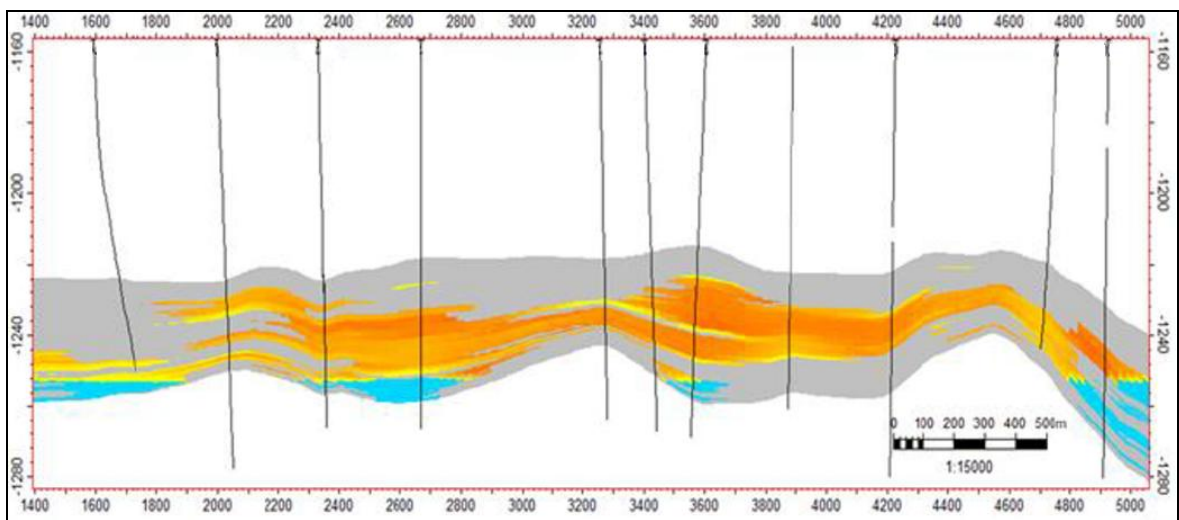


Рисунок 4.6 – Геологический разрез залежи нефти месторождения 2

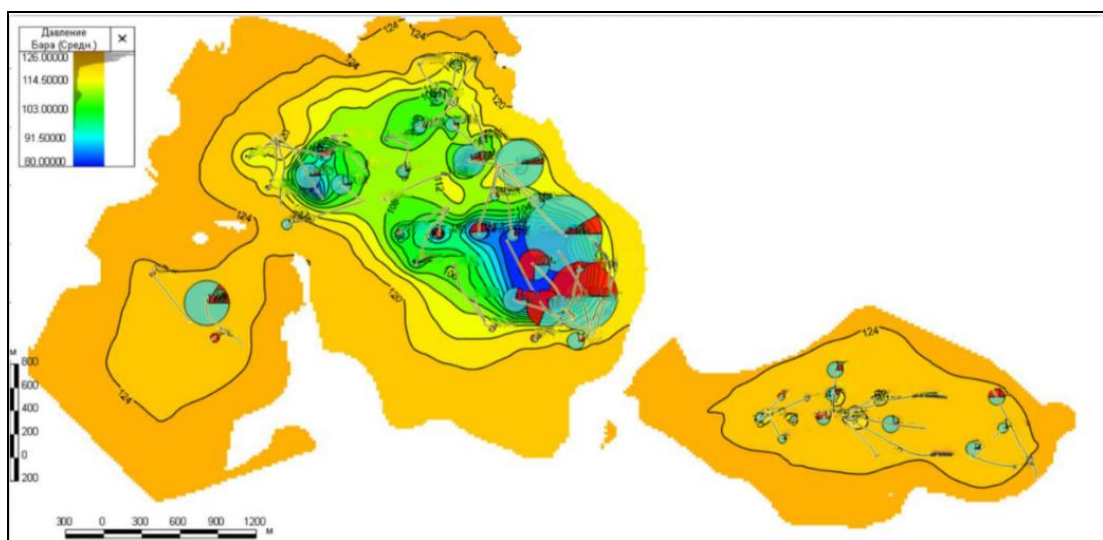


Рисунок 4.7 – Карта текущих отборов и карта текущего пластового давления залежи нефти месторождения 2

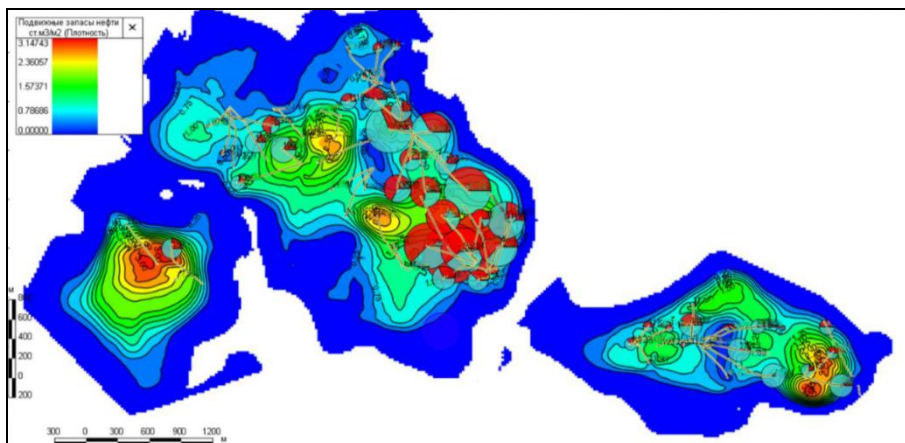


Рисунок 4.8 – Карта накопленных отборов и карта плотности текущих подвижных запасов залежи нефти месторождения 2

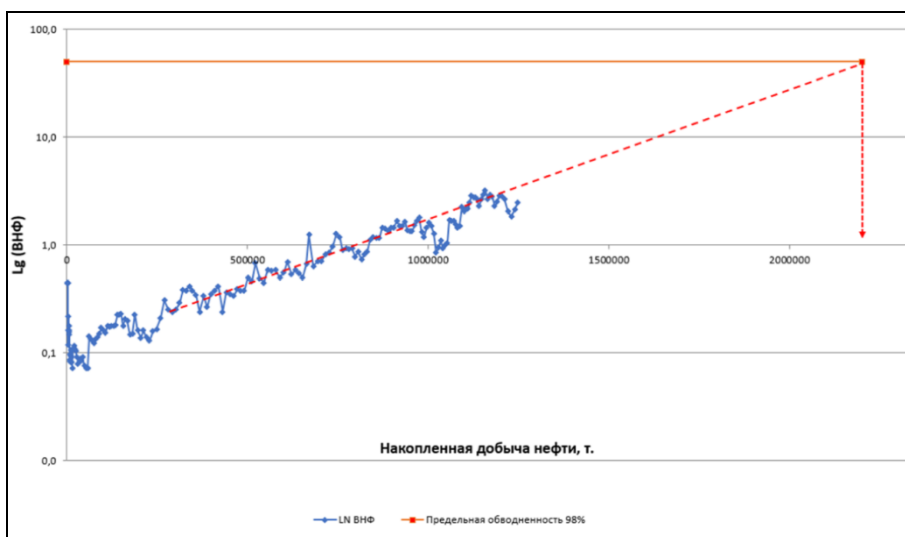


Рисунок 4.9 – Оценка остаточных извлекаемых запасов залежи нефти месторождения 2

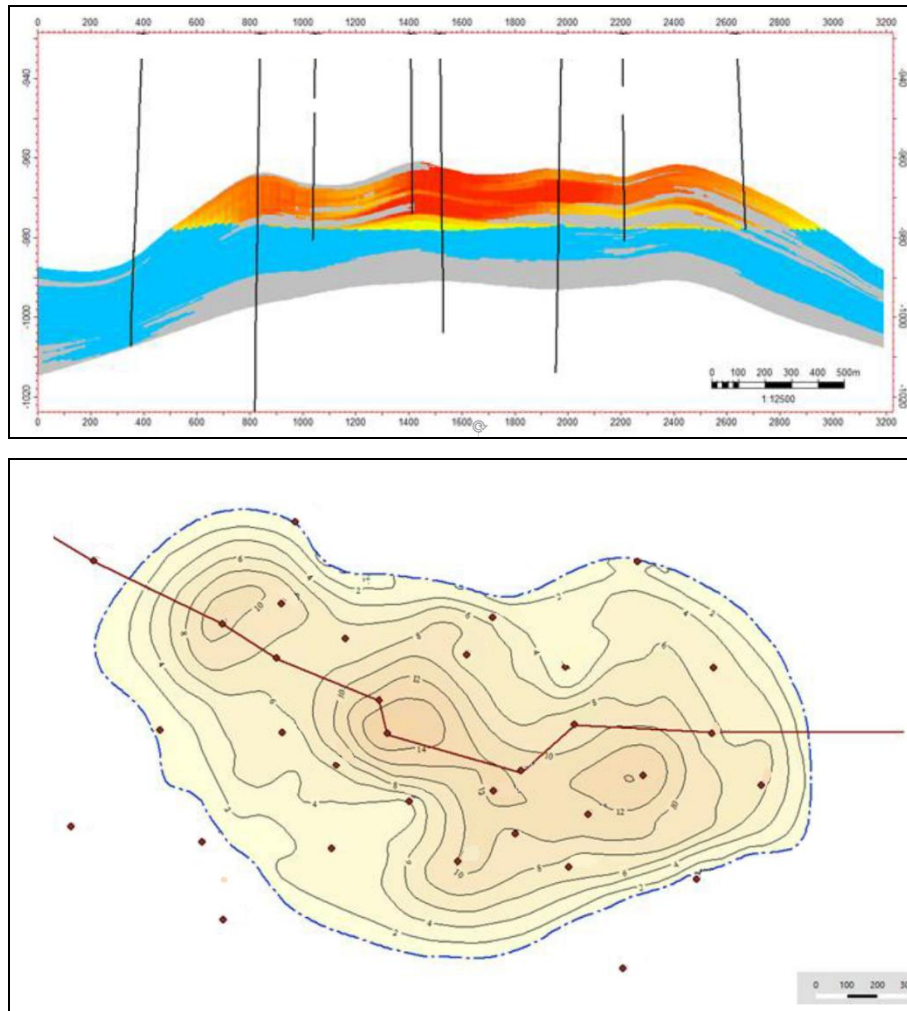
4.1.2.3 Месторождение 3

Исследуемый участок месторождения 3 разрабатывается с 1989 года. Залежь нефти является пластово-сводового литологически экранированного типа и эксплуатируется с использованием системы ППД (Рисунок 4.10).

По состоянию на дату изучения в пределах объекта исследования числится 17 действующих добывающих скважин. Накопленная добыча нефти

составляет 998,1 тыс.т, отбор от НИЗ равен 96,4 % при обводненности 94,2 %, текущий КИН равен 0,386 д.ед. при проектном 0,400 д.ед.

Данная залежь нефти характеризуется наличием высоковязкой нефти 55,15 мПа×с. Текущее пластовое давление ниже первоначального на 21 %.



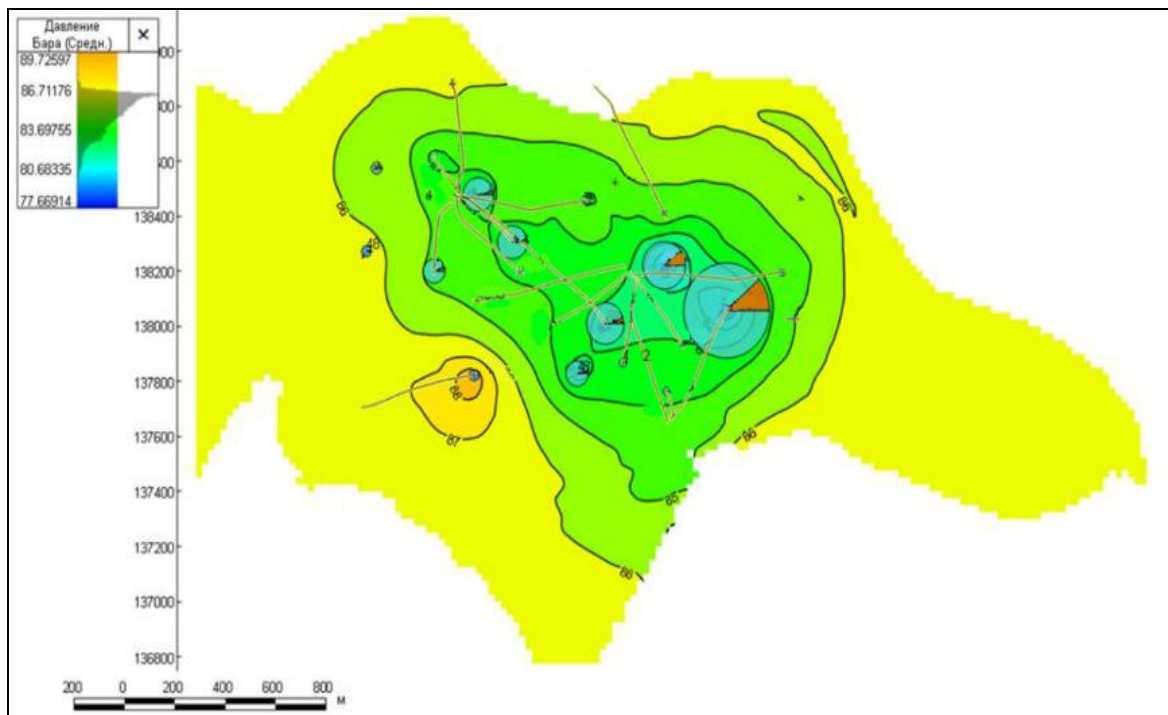


Рисунок 4.11 – Карта текущих отборов и карта текущего пластового давления залежи нефти месторождения 3

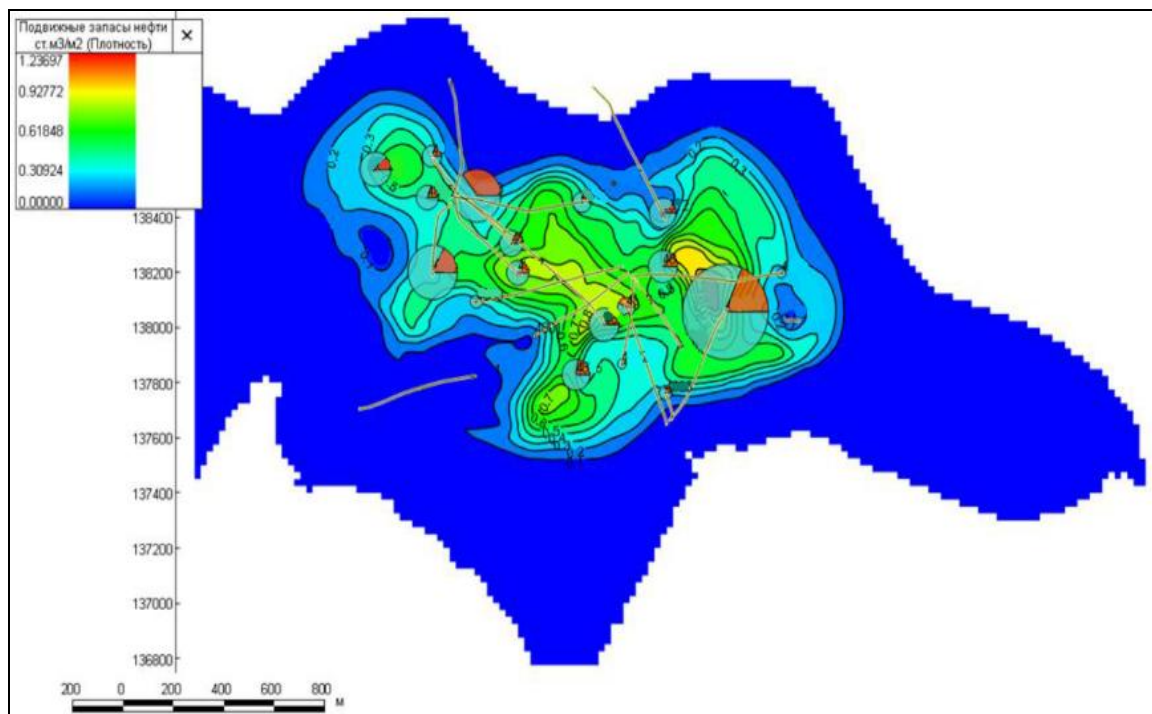


Рисунок 4.12 – Карта накопленных отборов и карта плотность текущих подвижных запасов залежи нефти месторождения 3

Обобщая вышеизложенное, можно отметить следующее. Разработка изучаемых объектов осложнена наличием высоковязкой нефти и зонально подстилающей воды. Из Рисунков 4.4, 4.8 и 4.12 видно, что из-за этого большая часть добывающего фонда скважин характеризуется опережающим обводнением. Остаточные запасы в основном сосредоточены в межскважинном пространстве. Для дальнейшей эффективной разработки требуется проведение новых технологий, увеличивающих охват воздействия (дренирования) на пласт и предусматривающих мероприятия по борьбе с опережающим обводнением.

4.2 Изучение технологической эффективности различных технологий воздействия на пласт

В 4.1 отмечено, что исследуемые терригенные объекты бобриковского горизонта нижнего карбона Республики Татарстан характеризуются содержанием высоковязкой и сверхвязкой нефти. Учитывая, что данные объекты находятся к тому же в длительной эксплуатации, то для поддержания необходимых уровней добычи возникает актуальность использования современных технологий МУН.

Как известно, для данных реологических свойств наиболее распространенными третичными МУН являются химические, газовые и тепловые методы воздействия [156].

В связи с этим, на практике появляется некоторая необходимость в оценке дополнительной добычи нефти по каждой из основных видов МУН и определение границ их применимости для геолого-промысловых условий залегания бобриковского горизонта нижнего карбона РТ.

Для этого была построена секторная трехмерная модель бобриковского горизонта одного из участков нефтяного месторождения, приуроченного к ЮТС. Данный участок включает 115 скважин, в том числе транзитные, из которых 56 работают непосредственно на изучаемый объект.

Стоит отметить, что в качестве инструмента для моделирования использовано программное обеспечение (ПО), представленное в работах [214, 215, 216, 217, 218]. В отличие от широко распространенных и общепринятых программ применение данного ПО обусловлено использованием неконформных сеток, которые могут корректироваться на этапе автоадаптации.

Также автоадаптация была проведена по всей истории разработки залежи. В качестве параметров подбора использованы [156]:

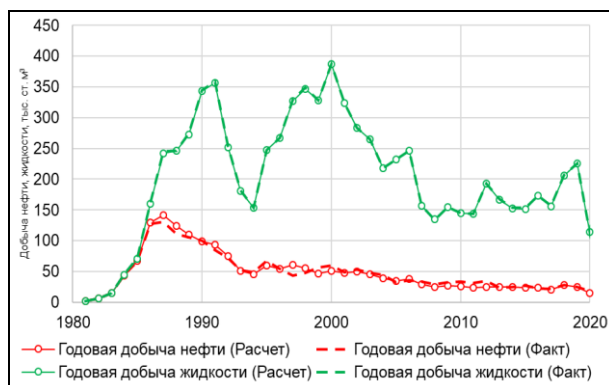
- коэффициенты проницаемости по проводящим прослоям сетки;
- геометрические контуры насыщенности;
- коэффициенты и степени кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Интегральные показатели адаптации (накопленная добыча нефти и жидкости) приведены на Рисунке 4.13.

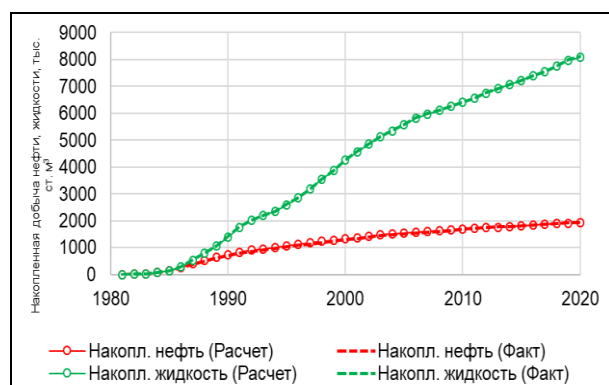
Далее с целью изучения эффективности различных технологий МУН проведены следующие расчеты [156]:

- моделирование заводнения горячей водой различной температуры;
- бурение и ввод новых добывающих скважин;
- ПАВ-полимерное заводнение;
- подбор оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.

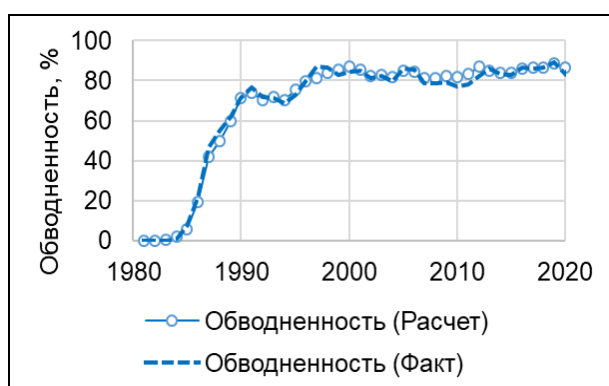
В качестве базового варианта использована модель, соответствующая фактическому состоянию с установленными ограничениями по дебиту жидкости скважин по значению текущего уровня отборов.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 4.13 – Сопоставление фактических и расчетных показателей добычи нефти и жидкости (а), накопленной добычи нефти (б) и обводненности (в)

[156]

4.2.1 Закачка горячей воды

Учитывая, что для технологии закачки горячей воды немаловажным показателем является расстояние между скважинами, то по

рассматриваемому сектору был проведен выбор соответствующих скважин. В результате определены четыре нагнетательные скважины, закачка горячей воды в которые будет приводить к существенному увеличению добычи на реагирующих скважинах. Для оценки эффективности повышения температуры воды с точки зрения получения дополнительной добычи нефти использовалась зависимость вязкости нефти от температуры. Расчеты проводились с изменением параметров работы выбранных четырех нагнетательных скважин. При этом уровень закачки агента в остальные нагнетательные скважины был задан в соответствии с текущими режимными данными. В Таблице 4.1 приведены результаты расчета накопленной добычи нефти в зависимости от температуры закачиваемого агента.

Таблица 4.1 – Сравнение накопленной добычи нефти в зависимости от температуры закачиваемой воды

Температура	Прирост накопленной добычи, м ³
Базовый вариант	-
20°C	0.0
30°C	830.0
40°C	2870.0
50°C	4740.0
60°C	6310.0
90°C	9860.0

Также, согласно проведенным расчетам, можно отметить, что эффект от заводнения горячей водой проявляется поэтапно в пределах исследуемого участка (Рисунок 4.14). Первыми (период 500-1000 суток) реагируют добывающие скважины, расположенные достаточно близко к нагнетательным и имеющие хорошую гидродинамическую связь. По мере увеличения фронта прогрева (2000-4000 суток от начала прогноза) начинают реагировать более удаленные добывающие скважины или скважины, характеризующиеся ухудшенными ФЕС.

С использованием модели также рассмотрен механизм нефтеизвлечения на примере одной скважины (Рисунок 4.15). Наибольший

эффект по приросту дебита нефти (приблизительно 2 м³/сут) рассматриваемой скважины дает закачка горячей воды 90 °С. Эффект проявляется достаточно быстро (в пределах 1100 суток) и связан с высокими значениями ФЕС пород-коллекторов. Расстояние между забоями скважин равно 300 м.

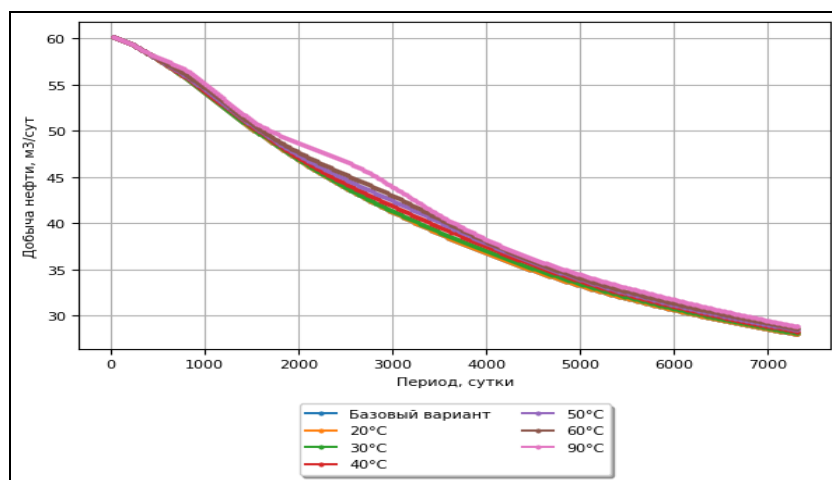


Рисунок 4.14 – Изменение добычи нефти по залежи

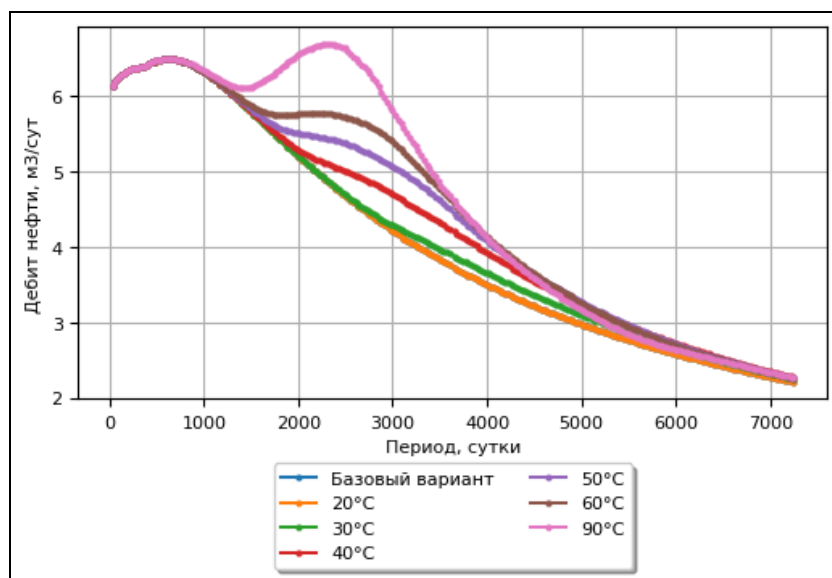


Рисунок 4.15 – Изменение добычи нефти по рассматриваемой скважине

В Таблице 4.2 приведены результаты оценки динамики накопленной добычи нефти и ее прироста по реагирующим скважинам.

Анализируя все полученные результаты, можно сделать вывод о том, что моделирование закачки горячей воды температурой ниже 40°C не приводит к ощутимому увеличению добычи нефти. Для получения значимого эффекта рекомендуется закачка горячей воды с температурой в диапазоне 50-90°C, что влечет за собой ряд технологических ограничений и соответствующих капитальных затрат.

Таблица 4.2 – Сравнение накопленной добычи нефти по добывающим скважинам в зависимости от температуры, м³

№ скв.	Базовый вариант	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	90°C
1*	29802.8	29802.8	30270.3	31259.3	32019.9	32579.7	33641.7
2*	46261.8	46261.8	46400.8	46864.8	47425.0	47987.6	49451.6
3*	10984.6	10984.6	11115.9	11540.8	11963.6	12337.3	13203.5
4*	4757.4	4757.4	4848.5	5013.9	5131.2	5207.0	5330.3

4.2.2. Бурение добывающих скважин

В рамках изучения эффективности различных технологий МУН для условий залегания бобриковских отложений проведено моделирование двух добывающих скважин. Расположение данных скважин было выбрано таким образом, чтобы они находились в зоне гидродинамического влияния нагнетательной скважины, при этом имели бы достаточную для дренирования площадь слабо промытого пласта с остаточными запасами нефти.

Моделирование ввода новых скважин сопровождалось моделированием закачки горячей воды температурой 30 и 60°C, а также просчитывался вариант с базовой температурой воды 15°C [156].

На Рисунках 4.16-4.17 приведены результаты изменения накопленной добычи и дебита нефти для варианта с уплотнением сетки скважин. В Таблице 4.3 представлено сравнение накопленной добычи нефти в зависимости от температуры закачиваемой воды.

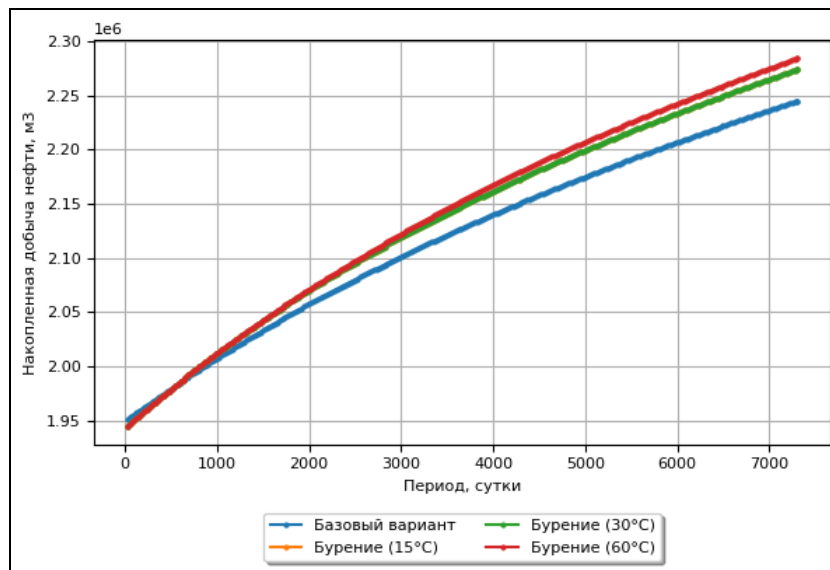


Рисунок 4.16 – Изменение накопленной добычи нефти при уплотнении сетки скважин [156]

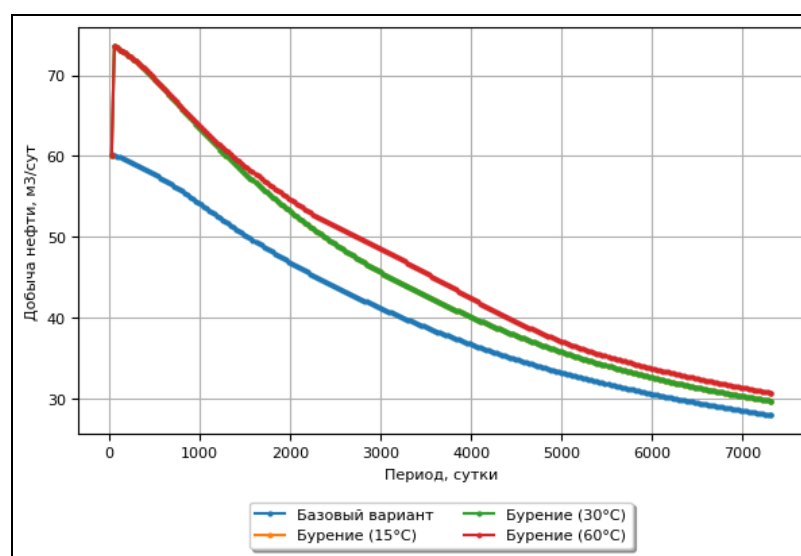


Рисунок 4.17 – Изменение дебита нефти при уплотнении сетки скважин [156]

Таблица 4.3 – Сравнение накопленной добычи нефти в зависимости от температуры закачиваемой воды по залежи, м³ [156]

Вариант заводнения	Прирост накопленной добычи, м³
Базовый вариант, 15 °С по режимным объемам закачки	-
Бурение (15 °С)	29120.0
Бурение (30 °С)	29120.0
Бурение (60 °С)	39370.0

Из полученных результатов видно, что уплотнение сетки скважин позволяет получить значительный эффект. Прирост при 15 и 30°C составляет 29 120 м³, при 60 °С – 39 370 м³. Получение дополнительной добычи только для 60°C объясняется тем, что при 15 и 30°C не происходит изменения вязкости нефти. Эффект от использования горячей воды составляет 10 250 м³ при заводнении горячей водой 60°C по сравнению с 15 и 30°C при одинаковом уплотнении сетки скважин [156].

Бурение дополнительных скважин в зонах сосредоточения остаточных запасов в целом дает существенный прирост добычи нефти, которые еще увеличивается при повышении температуры нагнетаемой воды.

4.2.3. ПАВ-полимерное заводнение

Согласно работам [2, 12, 116] более существенные результаты в отличие от термозаводнения могут дать альтернативные методы увеличения степени вытеснения нефти. Например, закачка ПАВ-полимерной композиции.

В связи с этим проведен соответствующий расчет закачки ПАВ-полимерной композиции в нагнетательные скважины (Рисунок 4.18). На основе предварительных расчетов определены нагнетательные скважины, в которые закачка ПАВ-полимерной композиции позволяет получить отклик у реагирующих добывающих скважин, а также максимальную приемистость.

Таким образом, приемистость по полимерному раствору для данных скважин составила 72, 21.6, и 52.5 м³/сут. В нагнетательные скважины, которые были определены как эффективные под закачку горячей воды, производилась закачка агента, нагретого до 60°C, текущим уровнем приемистости [156].

Расчетное время для закачки ПАВ-полимерной композиции составило 1800 суток. До закачки полимера проводилось нагнетание воды с температурой 15 °С [156].

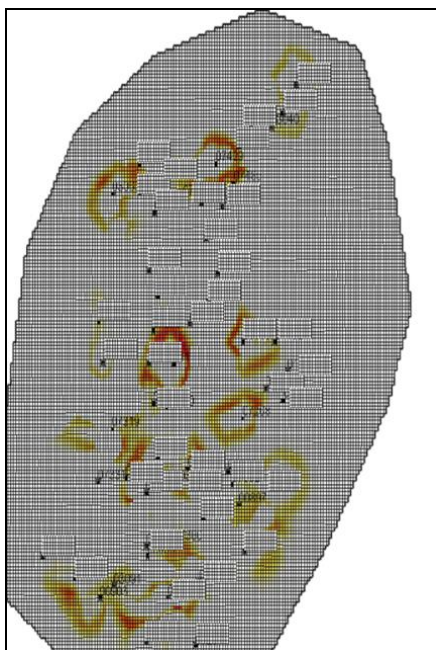


Рисунок 4.18 – Распределение концентрации полимера на конец прогнозного периода [156]

Концентрации ПАВ и полимера в составе композиции представлены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Концентрации ПАВ и полимера для различных вариантов расчета [156]

№	Массовая концентрация ПАВ, %	Массовая концентрация ПАА, %
1	0,5	0,10
2	1,5	
3	0,5	0,15
4	1,5	
5	0,5	0,20
6	1,5	
7	0,5	0,25
8	1,5	

По результатам моделирования закачки ПАВ-полимерной композиции различной концентрации получены графики, характеризующие динамику добычи нефти (Рисунок 4.19).

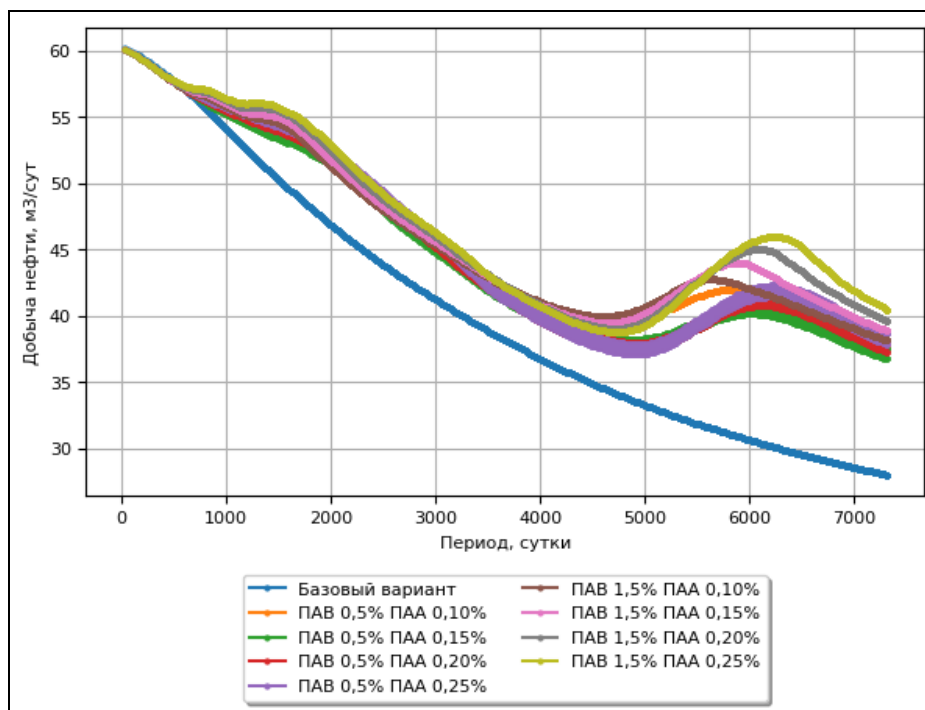


Рисунок 4.19 – Изменение добычи нефти при ПАВ-полимерном заводнении [156]

Согласно полученным результатам, для базового варианта характерно равномерное снижение дебита от 60 до 28 м³/сут. Эффект от химического заводнения проявляется примерно через 700-800 суток от начала закачки. На скорость наступления эффекта оказывает влияние концентрация ПАВ (более высокая массовая концентрация приближает начало эффекта). Примерно через 1500 суток после закачки ПАВ-полимерной композиции наблюдается увеличение дебита нефти на 5-7 м³/сут. Этот эффект сохраняется на протяжении 3000 суток. До конца прогнозного периода сохраняется на уровне 38-43 м³/сут в зависимости от концентрации реагентов.

При закачке ПАВ-полимерной композиции постоянного состава суммарная приемистость скважин уменьшается до 1070 м³/сут, что объясняется повышенной вязкостью раствора, и после завершения прокачки установленного объема ПАВ-полимера восстанавливается через 1900 суток [156].

В Таблице 4.5 приведено сопоставление накопленной добычи нефти в зависимости от варианта разработки.

Таблица 4.5 – Сравнение накопленной добычи нефти в зависимости от варианта управления заводнением, м³ [156]

	Прирост накопленной добычи, м ³	Дополнительно добыча нефти на 1 т закачиваемых реагентов, м ³ /т
Базовый вариант	-	-
ПАВ 0,5% ПАА 0,10%	33310.0	21,11
ПАВ 0,5% ПАА 0,15%	30810.0	18,02
ПАВ 0,5% ПАА 0,20%	32960.0	17,90
ПАВ 0,5% ПАА 0,25%	35010.0	17,75
ПАВ 1,5% ПАА 0,10%	35830.0	8,51
ПАВ 1,5% ПАА 0,15%	38290.0	8,82
ПАВ 1,5% ПАА 0,20%	40710.0	9,10
ПАВ 1,5% ПАА 0,25%	42990.0	9,34

Из данной Таблицы 4.5 видно, что наибольший прирост дополнительной добычи при концентрациях ПАВ 0,5 % и ПАА 0,25 % составляет 35 010 м³. Это объясняется механизмом снижения обводненности от перекрытия хорошо дренируемых и промытых зон пласта. С увеличением концентрации ПАВ до 1,5 % повышение концентрации полимера приводит к росту объема добываемой нефти. Максимальная величина дополнительно добытой нефти 42 990 м³ достигается при закачке ПАВ 1,5 % ПАА 0,25 % [156].

Также проведена оценка эффективности композиций на 1 тонну закачиваемых химических продуктов (Таблица 4.5). Видно, что при закачке ПАВ 0,5 % ПАА 0,10 % достигается наибольший эффект (21,11 м³/сут) [156]. Снижение удельной эффективности остальных композиций может объясняться тем, что заводнение большим объемом композиции требует более длительного времени наблюдения и основной эффект еще не завершился [156].

4.2.4. Оптимизация режимов работы скважин

Также на основе трехмерной модели были подобраны оптимальные режимы работы всех скважин [156]. Для проведения синтеза оптимального управления в качестве контролируемых скважин выбраны все действующие добывающие скважины рассматриваемого участка. Длительность периода синтеза оптимального управления составила 10 лет. Интервалом, по истечению которого возможно изменение режима работы скважины, принят 180 суток [156].

Полученные результаты по оптимизации режимов работы скважин представлены на Рисунках 4.20-4.22.

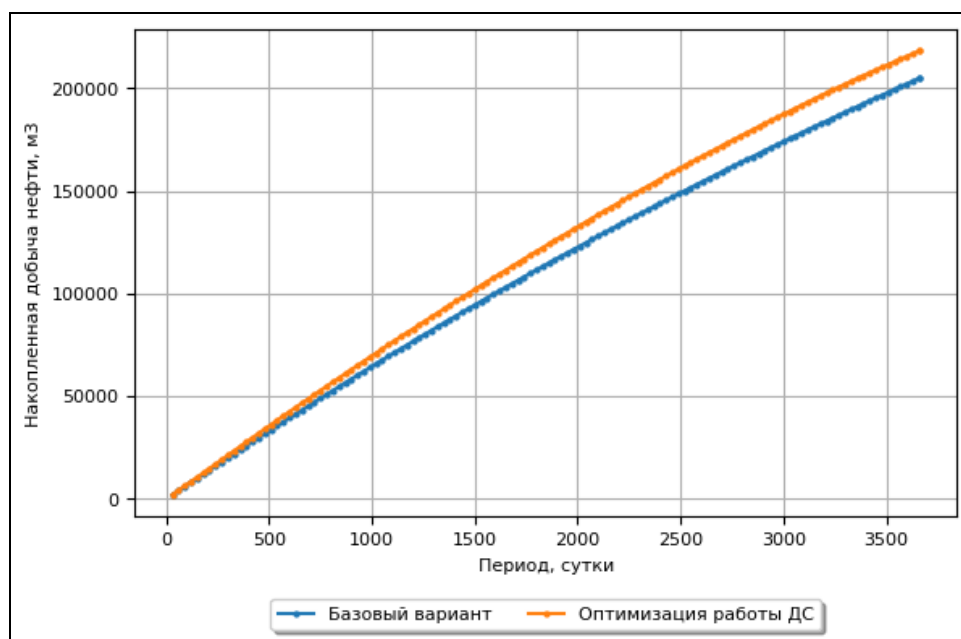


Рисунок 4.20 – Изменение накопленной добычи нефти в результате оптимизации работы скважин [156]

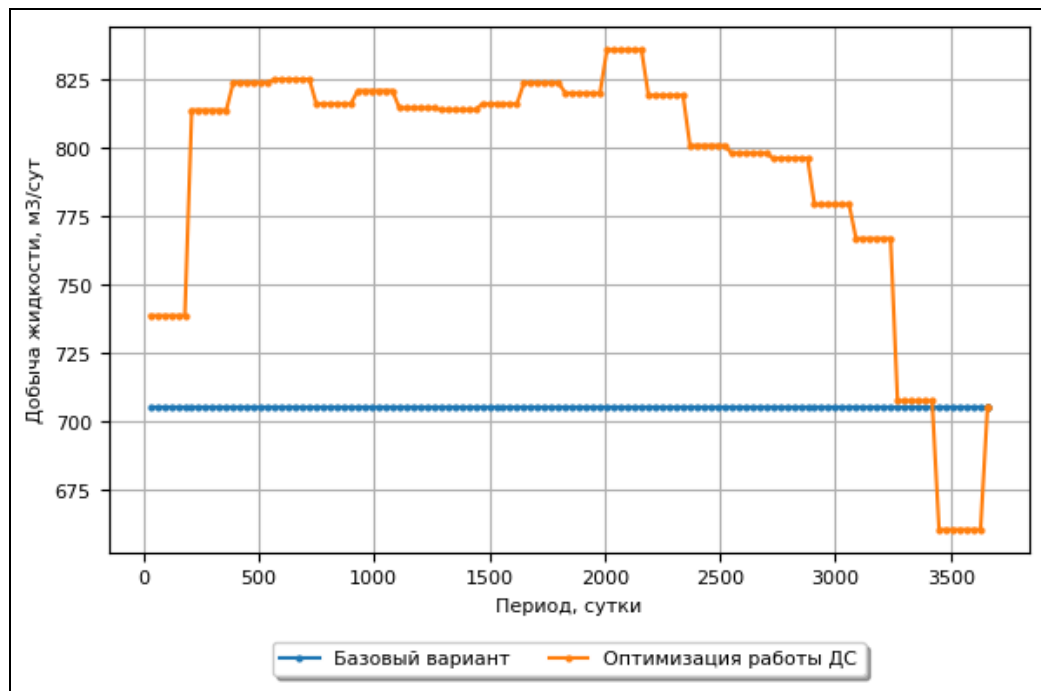


Рисунок 4.21 – Изменение дебита жидкости в результате оптимизации работы скважин [156]

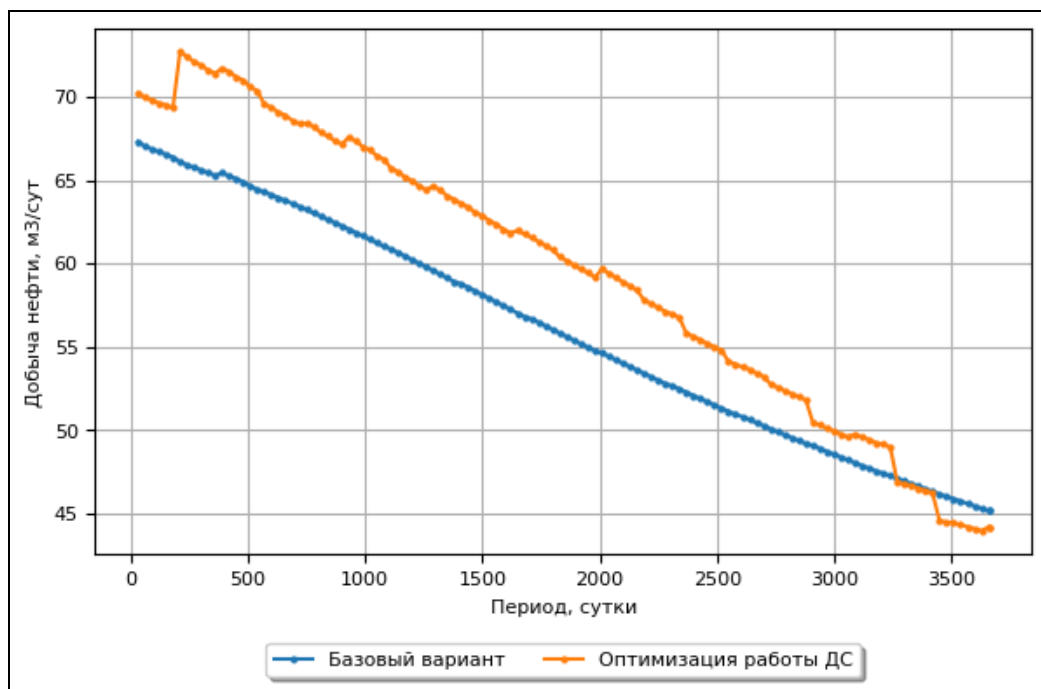


Рисунок 4.22 – Прогнозный дебит нефти [156]

Таким образом, в результате решения задачи оптимизации величина дополнительно добытой нефти за прогнозный период составила 13 327 м³ [156].

В результате изучения и оценки эффективности различных технологий МУН для геолого-промысловых условий залегания бобриковского горизонта можно сделать следующие выводы [156]:

- использование технологии закачки горячей воды для повышения выработки высоковязкой нефти бобриковского горизонта является эффективной лишь для температуры агента от 50°C. Однако, при этом необходимо наличие высокой гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;

- бурение новых скважин позволяет наиболее быстро получить высокий технологический эффект, но требуется тщательный выбор точек заложения и подбор оптимальной технологии заканчивания, соответствующие условиям залегания бобриковского горизонта;

- использование ПАВ-полимерного заводнения также дает высокий технологический эффект. При этом реакция добывающих скважин начинается через 1000 суток.

- оптимизация режимов работы скважины также позволяет получить некоторый эффект, что не требует больших капитальных затрат относительно вышеупомянутых технологий МУН.

4.3 Повышение эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения

В качестве рекомендации для повышения эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения рассмотрим предложения, полученные в работе [219].

Как известно, для сохранения требуемых уровней дебитов при ПАВ-полимерном заводнении необходимо понижать забойные давления, увеличивать депрессию. Это обусловлено тем, что вода с меньшей вязкостью двигается быстрее, чем полимерный раствор при равной разнице в

давлениях. К тому же фронт вытеснения нефти при ПАВ-полимерном заводнении имеет радиальное течение от нагнетательной скважины, соответственно, чтобы отобрать больше нефти необходимо увеличивать радиус дренирования.

Практическим результатом данной рекомендации является увеличение нефтеотдачи пласта при одновременном воздействии на добывающие и нагнетательные скважины, а именно, проведение гидравлического разрыва пласта на добывающих скважинах во время прихода вала нефти, образованного в результате ПАВ-полимерного заводнения.

Согласно [219], выбираемый участок нефтяной залежи характеризуется соотношением нагнетательных скважин к добывающим 1:3-1:5. Далее проводится отбор нефти через добывающие скважины для измерения значений дебита, межфазного натяжения между нефтью и водой, вязкости воды, и определения прихода вала нефти к одной из добывающих скважин по росту значений дебита, понижению в 2 раза значения межфазного натяжения между нефтью и водой и повышению в 1,5 раза значения вязкости воды. Далее после снижения значения дебита нефти от максимального значения на 12,5 % проводится ГРП в добывающей скважине. После проведения ГРП данная добывающая скважина запускается в работу. Затем этот комплекс работ повторяется на другой отреагировавшей добывающей скважине на закачку смеси ПАВ с полимеров.

На Рисунке 4.23 представлено изменение дебитов нефти добывающей скважины на участке ПАВ-полимерного заводнения с проведением ГРП (красная линия) и без ГРП (желтая линия).

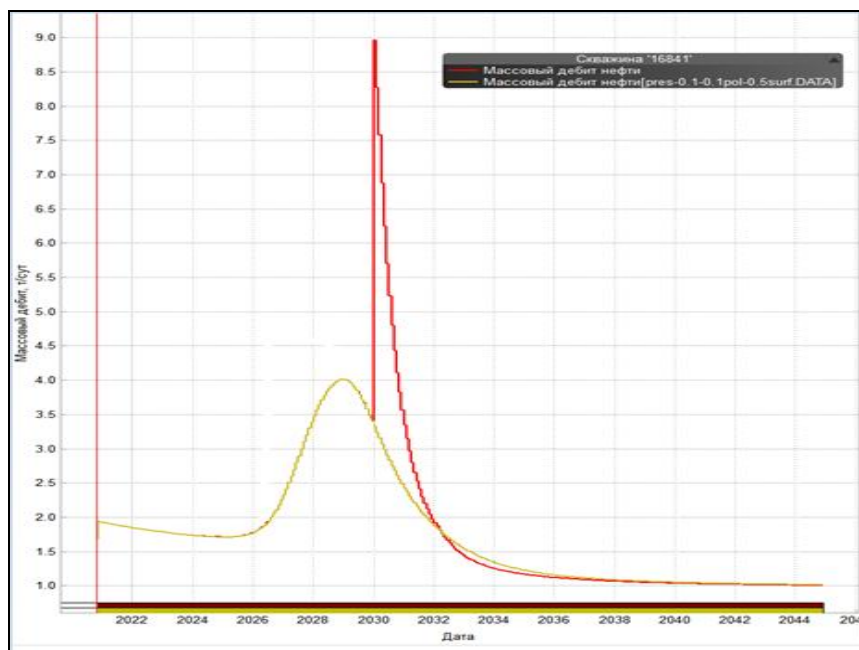


Рисунок 4.23 – Изменение дебитов нефти на участке ПАВ-полимерного заводнения [219]

Согласно данному способу для повышения эффективности ПАВ-полимерного заводнения необходимо выполнить следующую последовательность действий [219]:

1. Выбор участка нефтяной залежи, характеризующийся с соотношением нагнетательных скважин к добывающим 1:3-1:5.
2. Определение приемистости нагнетательной скважины.
3. В качестве смеси ПАВ с полимером, например, возможно использование смеси водорастворимого или масло-водорастворимого ПАВ, или комплексного ПАВ и полимера акрилового ряда при следующем соотношении компонентов, мас, %: ПАВ 0,01-0,2; полимер 0,01-0,5; остальное – вода.
4. Далее проводится закачка смеси ПАВ с полимером в нагнетательные скважины.
5. Проводится отбор нефти через добывающие скважины для измерения дебита добывающих скважин, межфазного натяжения и вязкости воды.

6. Определение прихода вала нефти по росту значений дебита, понижению в 2 раза значения межфазного натяжения воды и повышению в 1,5 раза значения вязкости воды.

7. Проведение ГРП после снижения дебита нефти от максимальных значений на 12,5 %.

8. Ввод ГРП скважины в эксплуатацию и повторение комплекса работ на другой добывающей скважине, отреагировавшей на закачку смеси ПАВ с полимером.

При фактической реализации предложенной технологии получено увеличение дебита нефти с 3,5 до 8,5 т/сут, что в дополнительной (к эффекту от ПАВ-полимерного заводнения) накопленной добыче нефти составляет 1 400 т за 3 года [219].

4.4 Предпосылки формирования комплексной технологии увеличения темпов выработки остаточных запасов высоковязкой нефти

4.4.1 Анализ эффективности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин

В 4.1 было отмечено, что для дальнейшей эффективной разработке изучаемых месторождений необходимо проведение новых технологий, которые направлены на увеличение охвата воздействия (зоны дренирования) на пласт. В связи с этим в пределах изучаемых объектов выполнен анализ эффективности работы ранее пробуренных наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В пределах одного из участков месторождения 2 пробурено 10 горизонтальных скважин. Для первого поднятия эффективность проходки горизонтальной части ствола скважины по продуктивной части разреза изменяется от 65 до 99 %, для второго поднятия – 50-55 % (Рисунки 4.24 и 4.25).

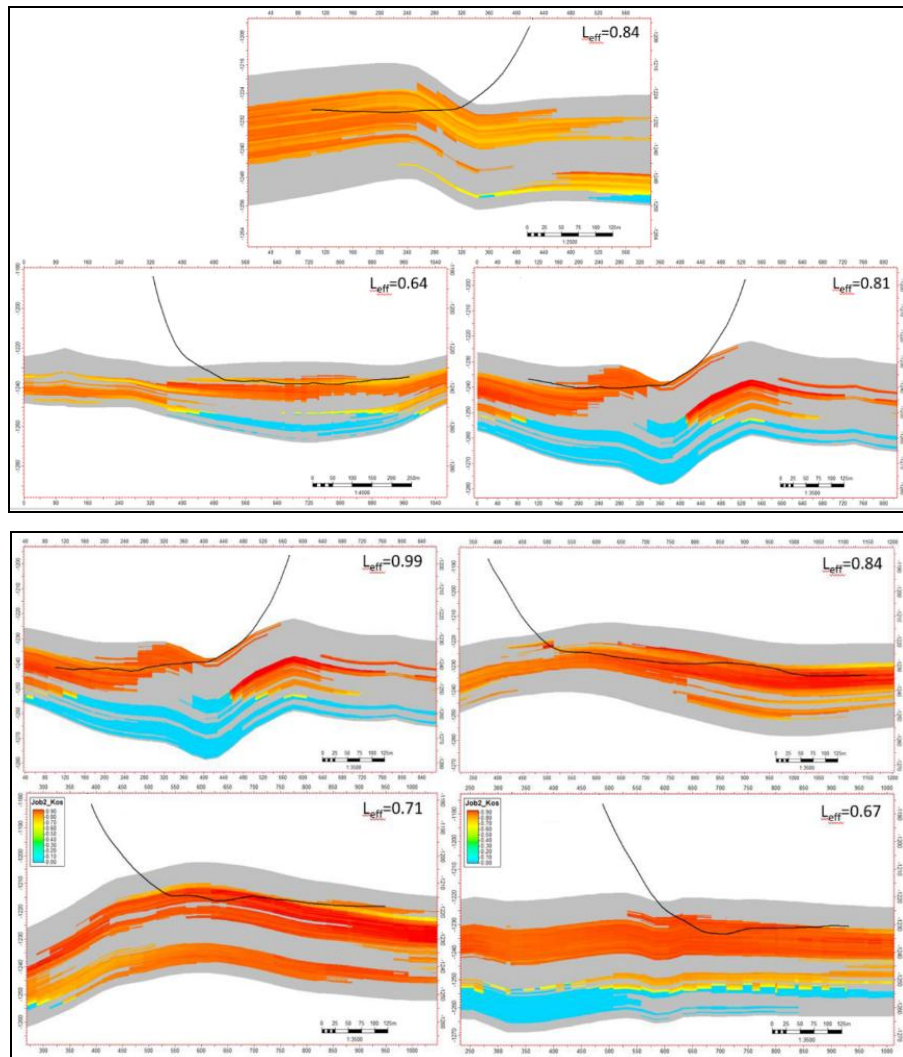


Рисунок 4.24 – Оценка эффективности проходки ГС по продуктивной части
разреза первого поднятия месторождения 2

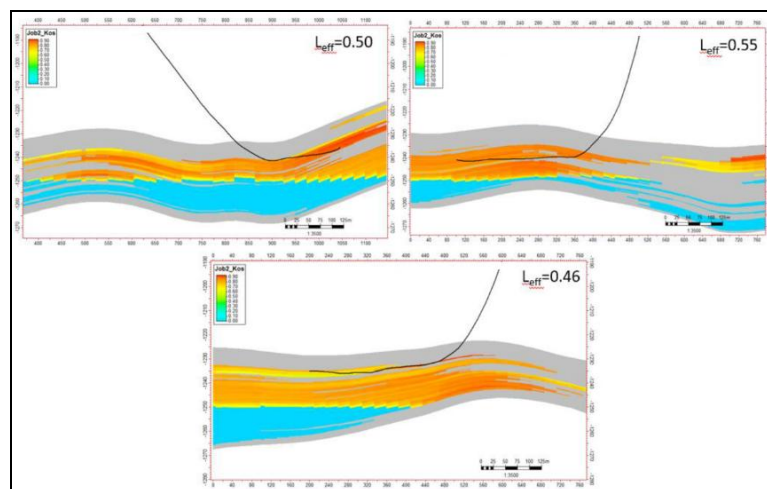


Рисунок 4.25 – Оценка эффективности проходки ГС по продуктивной части
разреза второго поднятия месторождения 2

Анализ динамики технологических показателей разработки показал, что дебиты ГС примерно в три раза выше дебитов ННС в пределах первого поднятия. При этом темпы обводнения ГС также ниже, чем у ННС (Рисунок 4.26).



Рисунок 4.26 – Сопоставление технологических показателей разработки ГС и ННС первого поднятия месторождения 2

В пределах второго поднятия рассматриваемого месторождения ГС пробурены в относительных малых нефтенасыщенных толщинах, что существенно сказалось на темпе их обводнения (Рисунок 4.27). К тому же, согласно [197], обводнение на начальном этапе работы скважин происходило за счет образования конуса воды.

Следовательно, для рассматриваемых геолого-промысловых условий можно сделать следующие выводы:

- эффективность ГС в три раза выше, чем ННС;
- в зонах подстилающей водой (второе поднятие) при использовании ГС наблюдаются достаточно высокие темпы обводнения. Следовательно, для довыработки остаточных запасов из этих зон необходимо применение других технологий с ограничением притока воды.

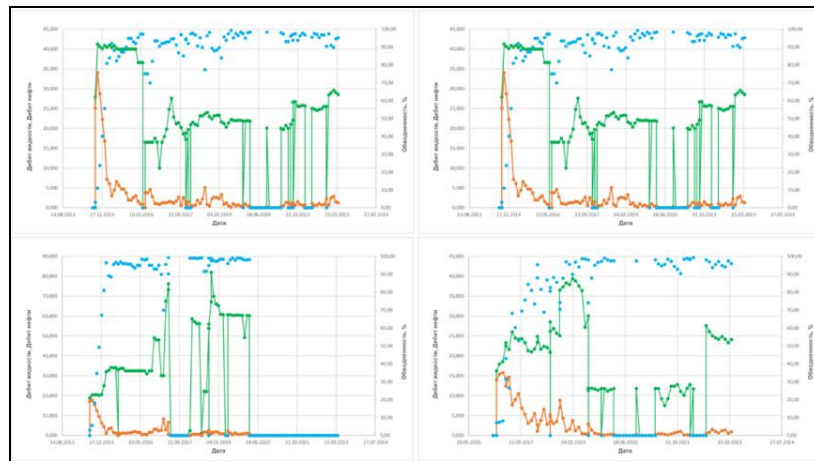


Рисунок 4.27 – Сопоставление технологических показателей разработки ГС и ННС второго поднятия месторождения 2

В связи с этим для повышения эффективности текущей системы разработки, а также сохранения зоны дренирования, но при этом с ограничением притока воды к скважине была рассмотрена технология бурения МЗС с автономными устройствами контроля притока (АУКП).

Так, по результатам ГГДМ сформированы адресные мероприятия по предлагаемой технологии МЗС с АУКП. С учетом зон распространения остаточных запасов нефти и текущей эксплуатационной сетки предложены 4 трехствольные и 2 двухствольные МЗС (Рисунок 4.28).

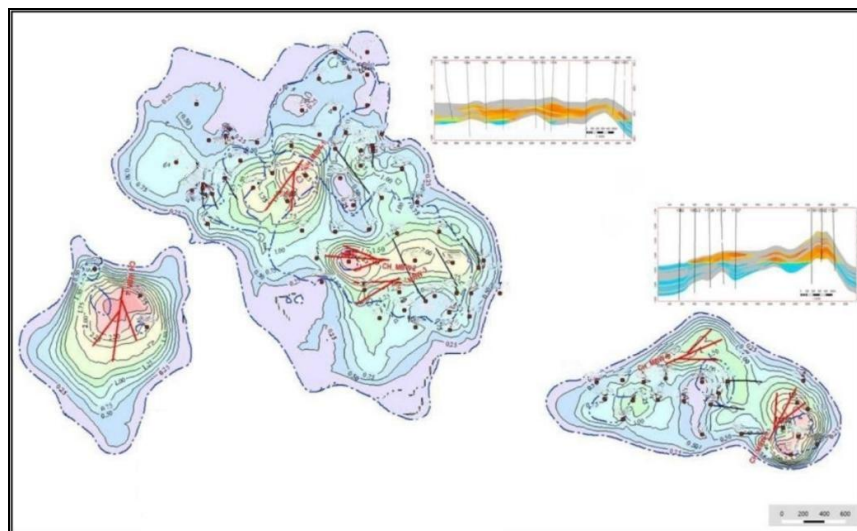


Рисунок 4.28 – Расположение предлагаемой проектной сетки скважин на рассматриваемом месторождении

4.4.2 Предложения по конструкции нижнего заканчивания многозабойных скважин

С целью повышения эффективности использования МЗС с АУКП в пределах объекта исследования проведены соответствующие технологические расчеты [232].

Тип скважины задавался как многозабойная с горизонтальным окончанием. Количество боковых ответвлений равно одному. Общая проходка по пласту составляет 978,5 м. Основной ствол – 608,8 м. Боковой ствол – 369,7 м [232].

На Рисунке 4.29 приведен профиль основного ствола проектной скважины.

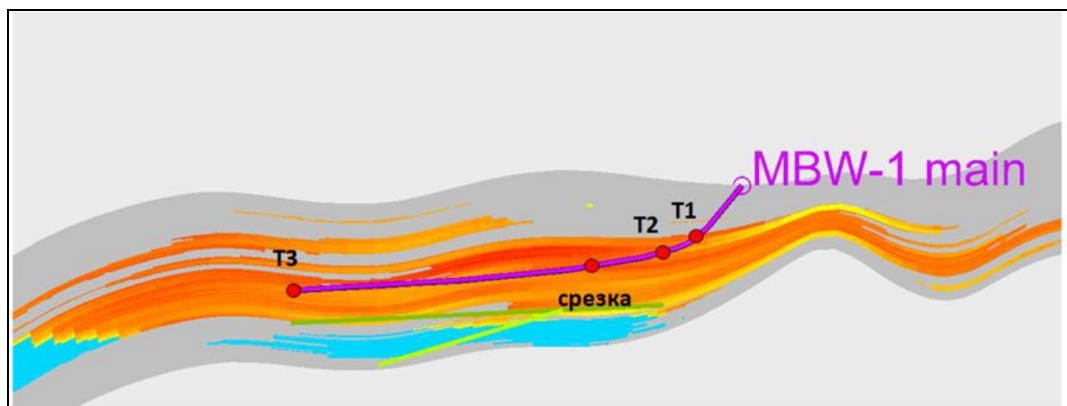


Рисунок 4.29 – Профиль основного ствола проектной скважины

На Рисунке 4.30 приведена конструкция нижнего заканчивания двуствольной МЗС, которая предлагается для реализации на рассматриваемом месторождении 2 [232]:

- боковой ствол предлагается обсадить хвостовиком 114 мм с противопесочными фильтрами;
- основной ствол – хвостовиком 114 мм с АУКП.

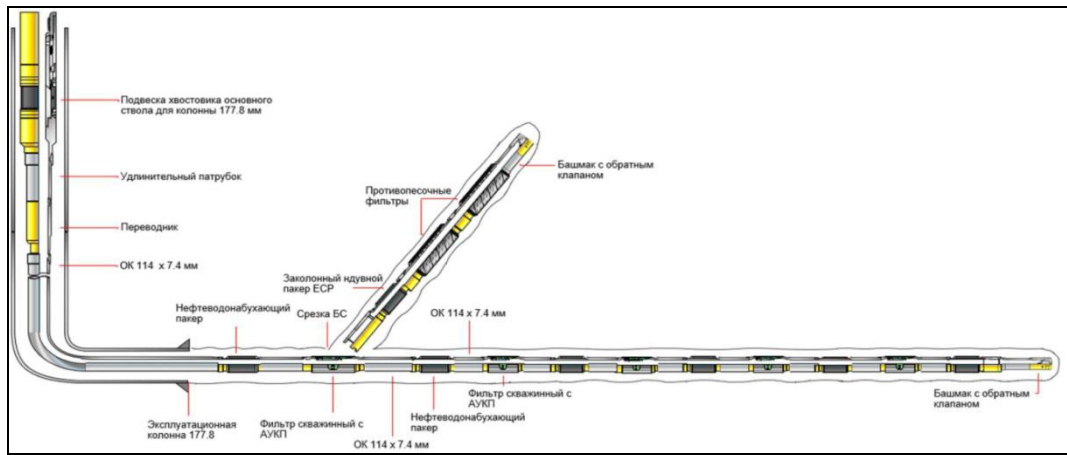


Рисунок 4.30 – Конструкция нижнего заканчивания двуствольной МЗС [232]

Для рассматриваемых геолого-промысловых условий также была проведена оценка наиболее эффективного и оптимального размещения и выбора параметров АУКП для максимально возможных уровней отбора жидкости 150 и 200 м³/сут [232].

Профиль проницаемости данной проектной скважины представлен на Рисунке 4.31 [232].

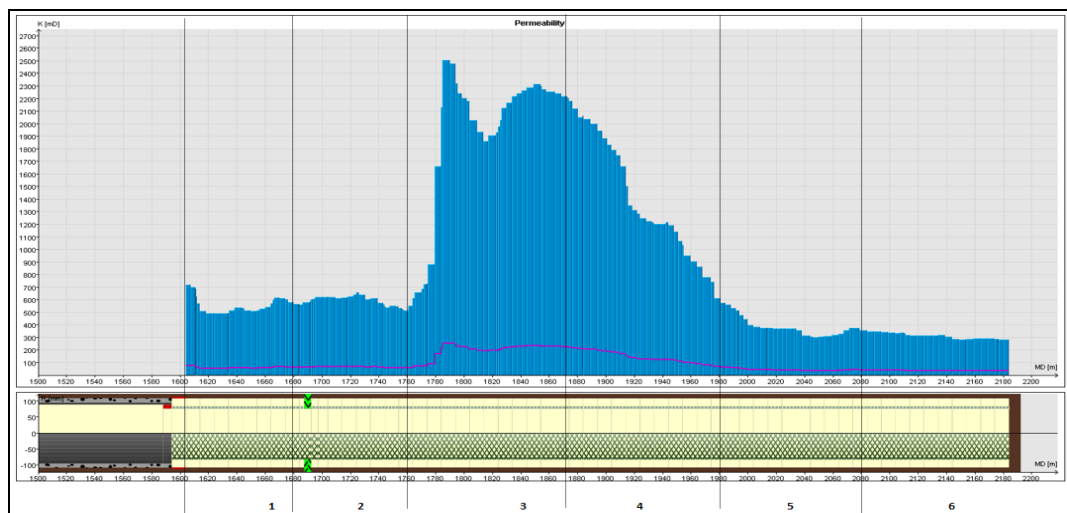


Рисунок 4.31 – Профиль проницаемости проектной скважины из ГГДМ [232]

Из Рисунка 4.31 видно, что профиль проницаемости характеризуется наличием нескольких зон пласта, которые имеют проницаемости порядка 2000, 500 и 300 мД. Однородные участки, характеризующиеся более низкими

проницаемостями (300 и 500 мД), были разделены по две зоны. Для наиболее оптимального и эффективного разбиения высокопроницаемой части было смоделировано два различных варианта, т.е. высокопроницаемый участок был разделен на две или три зоны [232]:

- вариант 1 – 6 сегментов, 6 пакеров, 7 единиц АУКП 5 мм;
- вариант 2 – 7 сегментов, 7 пакеров, 8 единиц АУКП 5 мм.

Согласно варианту 1, разбиение основного ствола скважины глубины установки пакеров показаны на Рисунках 4.31, 4.33 и Таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Глубины установки пакеров [232]

Пакер	Глубина	Длина
1	1604	76
2	1680	80
3	1760	110
4	1870	110
5	1980	100
6	2080	112

По варианту 2 разбиение основного ствола скважины глубины установки пакеров показаны на Рисунках 4.32, 4.34 и в Таблице 4.7.

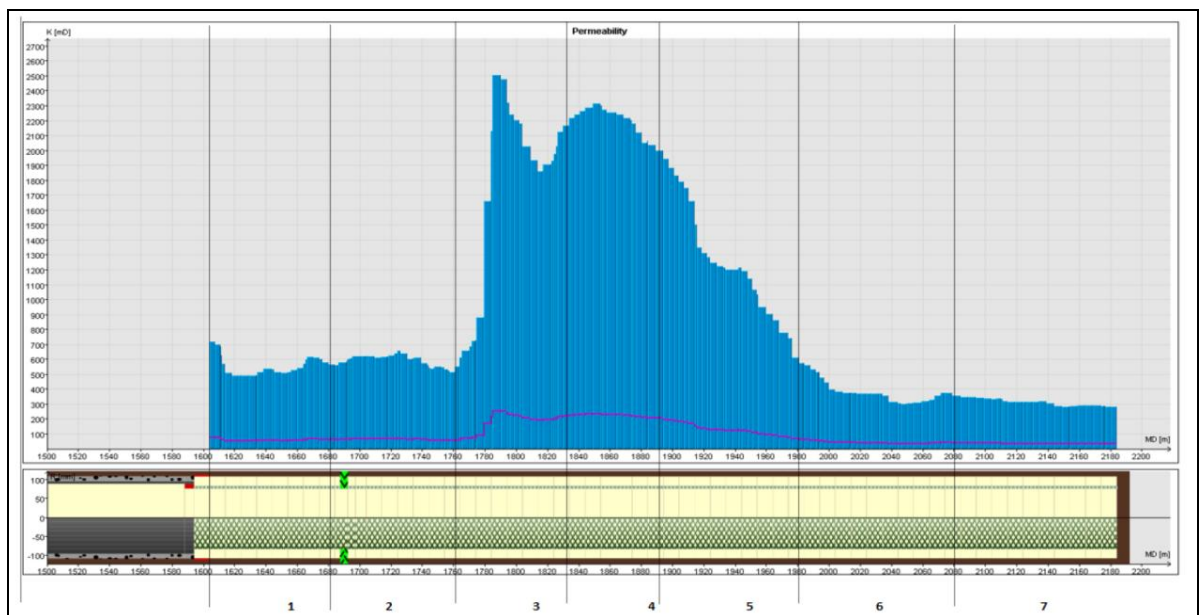


Рисунок 4.32– Сегментация основного ствола скважины по варианту 2 [232]

Таблица 4.7 – Глубины установки пакеров [232]

Пакер	Глубина	Длина
1	1604	76
2	1680	80
3	1760	70
4	1830	55
5	1885	95
6	1980	100
7	2080	112

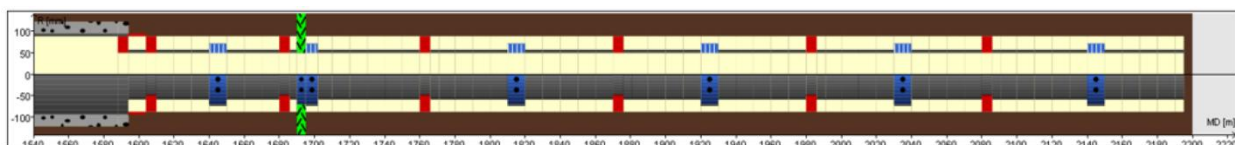


Рисунок 4.33 – Расстановка пакеров и фильтров с АУКП по варианту 1 [232]

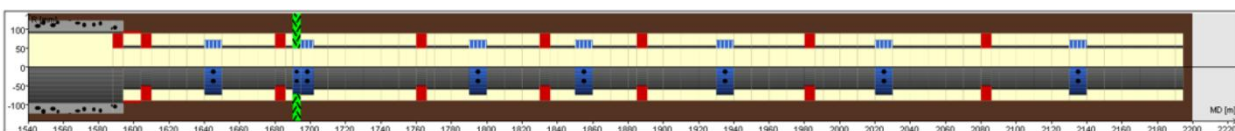


Рисунок 4.34 – Расстановка пакеров и фильтров с АУКП по варианту 2 [232]

При этом были получены следующие результаты: в Таблицах 4.8-4.11 представлено сопоставление технологических показателей работы скважины до и после сегментации основного ствола.

Таблица 4.8 – Технологические показатели работы проектной скважины по варианту 1 при 150 м³/сут [232]

Год	скважина	Фильтр				АУКП			
		Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %
1	основной	7.62	131.9	150.0	12.1	7.49	132.5	150.0	11.6
	боковой	7.71	62.9	63.8	1.4	7.61	68.4	69.4	1.44
2	основной	8.36	31.1	150.0	79.2	7.47	78.1	150.0	47.8
	боковой	8.47	16.1	24.9	35.2	7.59	47.2	72.7	34.9
3	основной	8.61	19.8	150.0	86.7	7.48	78.6	150.0	47.5
	боковой	8.71	10.2	16.4	37.7	7.61	48.2	77.3	37.6

Таблица 4.9 – Технологические показатели работы проектной скважины по варианту 1 при 200 м³/сут [232]

Год	скважина	Фильтр				АУКП			
		Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %
1	основной	6.91	129.7	200.0	35.1	6.56	143.9	200.0	28.1
	боковой	7.01	95.5	101.6	5.9	6.68	111.7	118.8	5.9
2	основной	7.51	34.6	200.0	79.2	4.59	98.9	200.0	50.5
	боковой	7.62	19.7	30.4	35.2	4.71	63.9	98.1	34.8
3	основной	7.77	26.1	200.0	86.9	4.13	97.1	200.0	51.4
	боковой	7.88	14.8	23.8	37.6	4.25	62.8	100.7	37.6

Таблица 4.10 – Технологические показатели работы проектной скважины по варианту 2 при 150 м³/сут [232]

Год	скважина	Фильтр				АУКП			
		Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %
1	основной	7.62	131.9	150.0	12.1	7.51	132.6	150.0	11.5
	боковой	7.71	62.9	63.8	1.4	7.62	67.4	68.4	1.4
2	основной	8.36	31.1	150.0	79.2	7.56	73.3	150.0	51.1
	боковой	8.47	16.1	24.9	35.2	7.68	44.1	67.8	34.9
3	основной	8.61	19.8	150.0	86.7	7.57	73.9	150.0	50.6
	боковой	8.71	10.2	16.4	37.7	7.68	45.2	72.5	37.6

Таблица 4.11 – Технологические показатели работы проектной скважины по варианту 2 при 200 м³/сут [232]

Год	скважина	Фильтр				АУКП			
		Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв, %
1	основной	6.91	129.7	200.0	35.1	6.62	141.2	200.0	29.3
	боковой	7.01	95.5	101.6	5.9	6.75	108.6	115.5	5.9
2	основной	7.51	34.6	200.0	79.2	4.91	92.2	200.0	53.8
	боковой	7.62	19.7	30.4	35.2	5.02	59.3	91.1	34.8
3	основной	7.77	26.1	200.0	86.9	4.86	82.8	200.0	58.5
	боковой	7.88	14.8	23.8	37.6	4.98	53.2	85.3	37.6

На Рисунках 4.35-4.40 представлены изменения пластового и забойного давления для различных рассматриваемых вариантов.

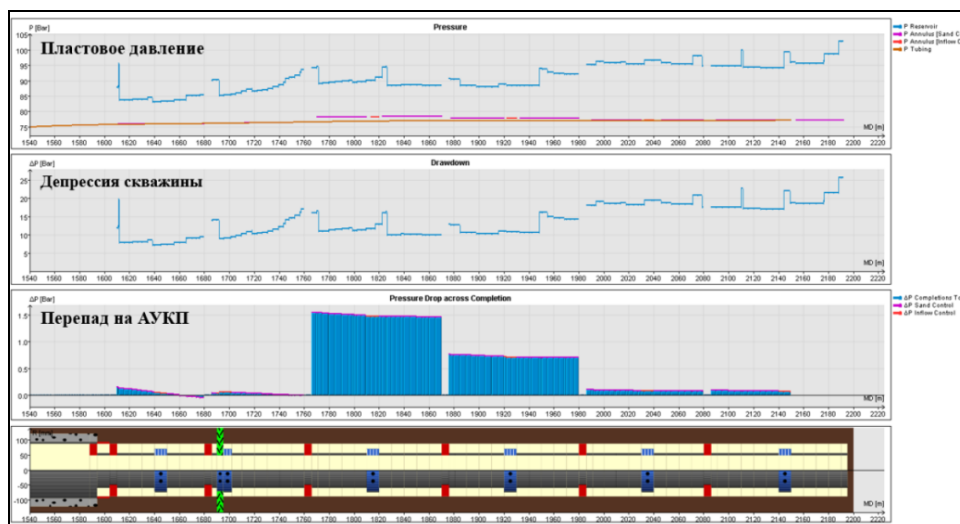


Рисунок 4.35– Профиль давления по варианту 1 при 150 м³/сут (1 год)

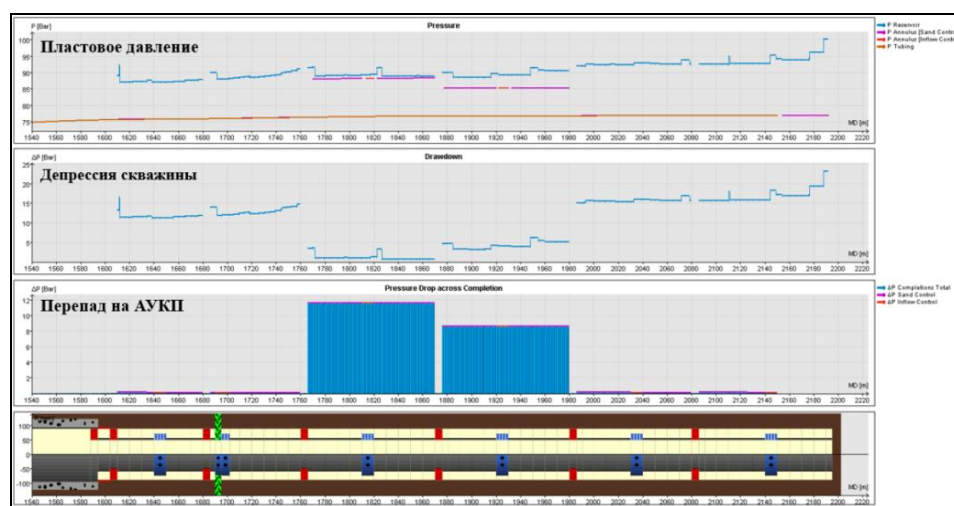


Рисунок 4.36 – Профиль давления по варианту 1 при 150 м³/сут (2 год)

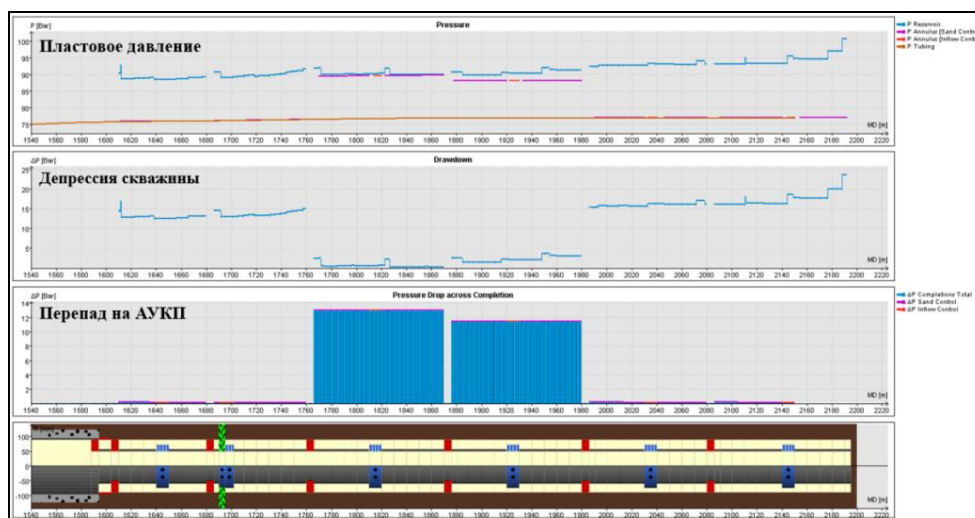


Рисунок 4.37 – Профиль давления по варианту 1 при 150 м³/сут (3 год)

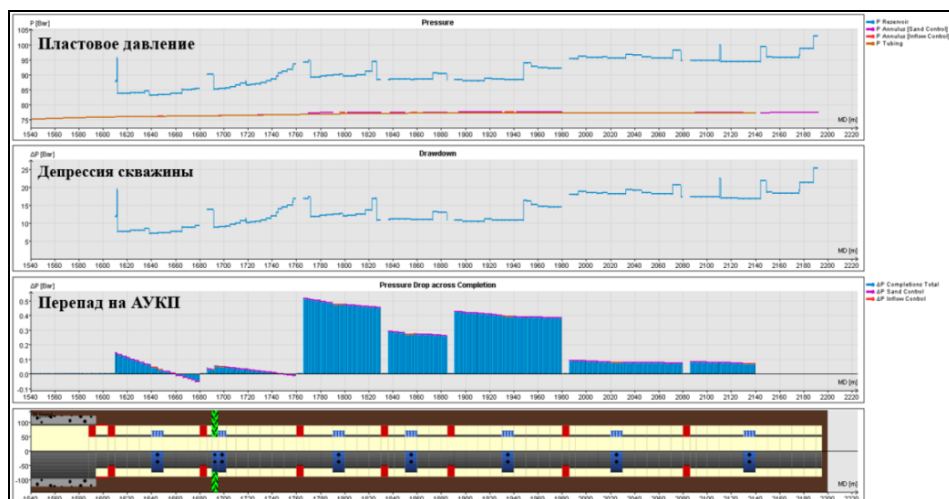


Рисунок 4.38 – Профиль давления по варианту 2 при 200 м³/сут (1 год)

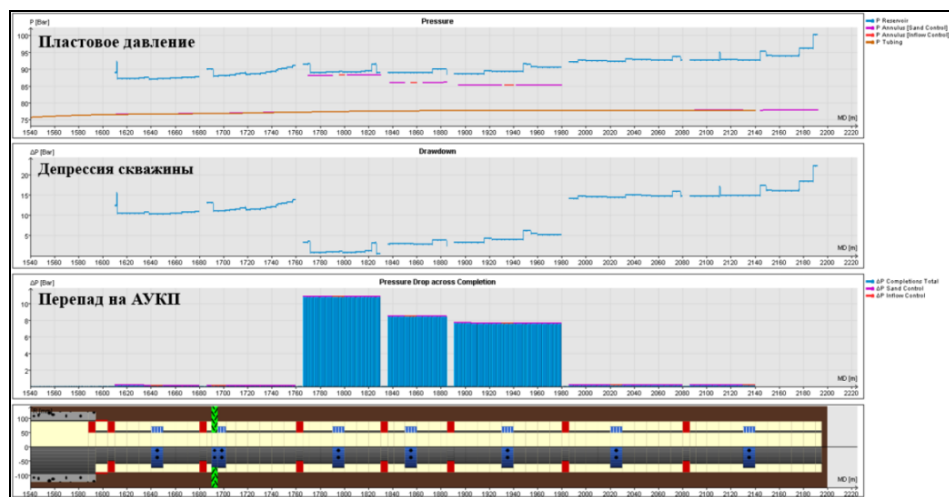


Рисунок 4.39 – Профиль давления по варианту 2 при 200 м³/сут (2 год)

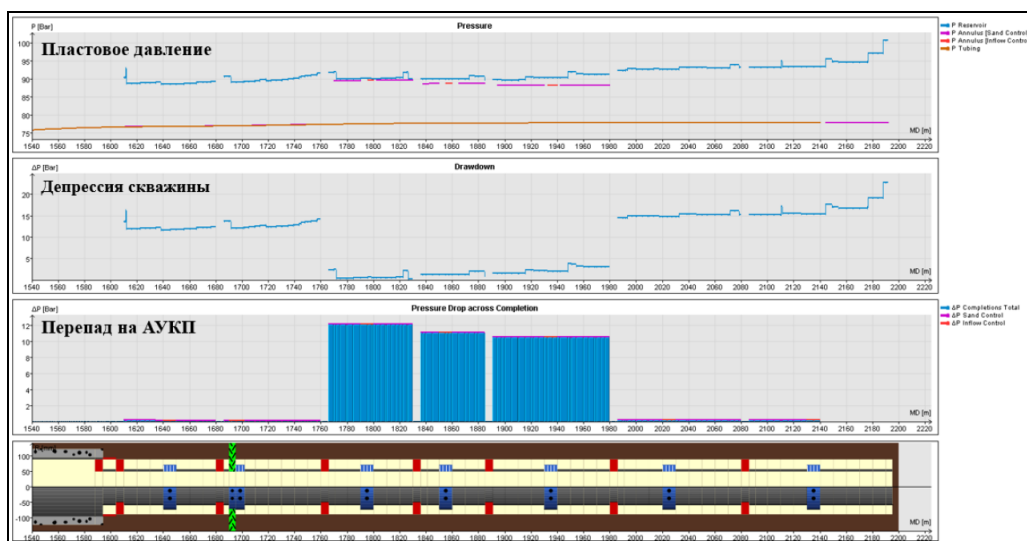


Рисунок 4.40 – Профиль давления по варианту 2 при 200 м³/сут (3 год)

На Рисунках 4.41-4.46 представлены показатели притока флюида и обводненности вдоль ствола скважины для различных рассматриваемых вариантов [232].

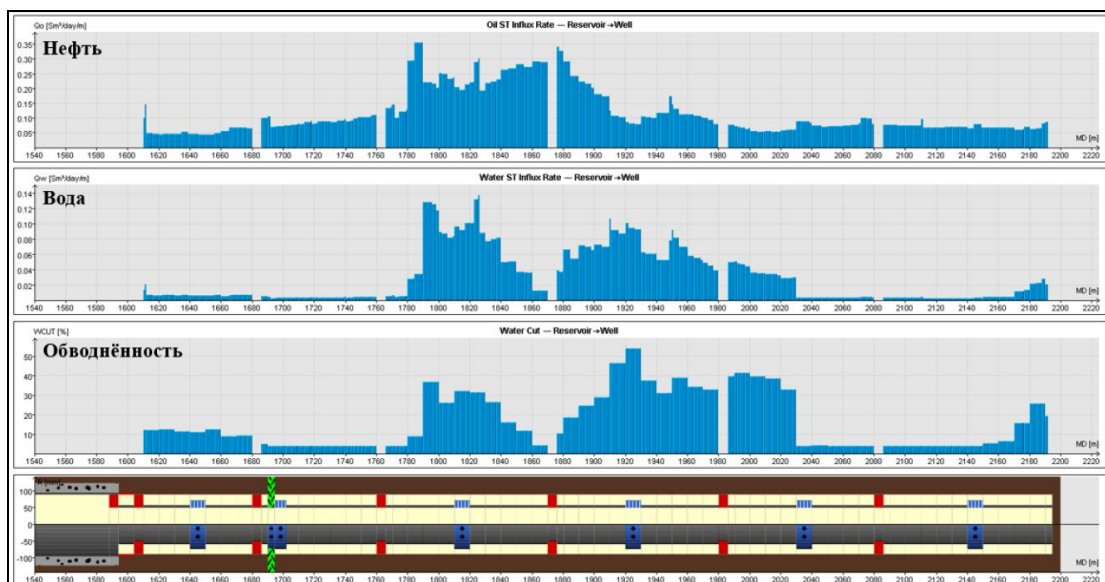


Рисунок 4.41 – Профиль притока по варианту 1 при 150 м³/сут (1 год)

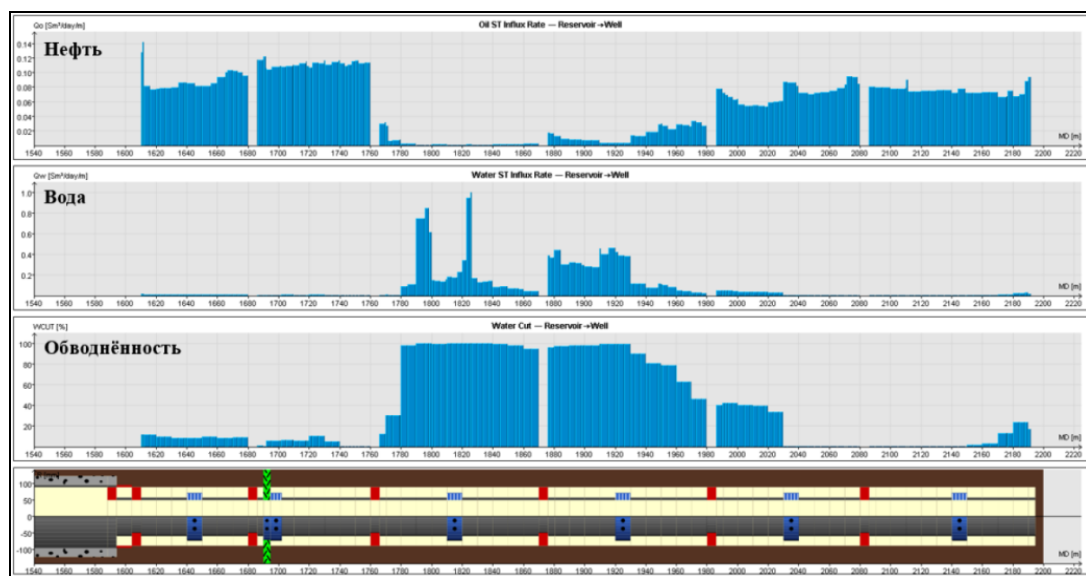


Рисунок 4.42 – Профиль притока по варианту 1 при 150 м³/сут (2 год)

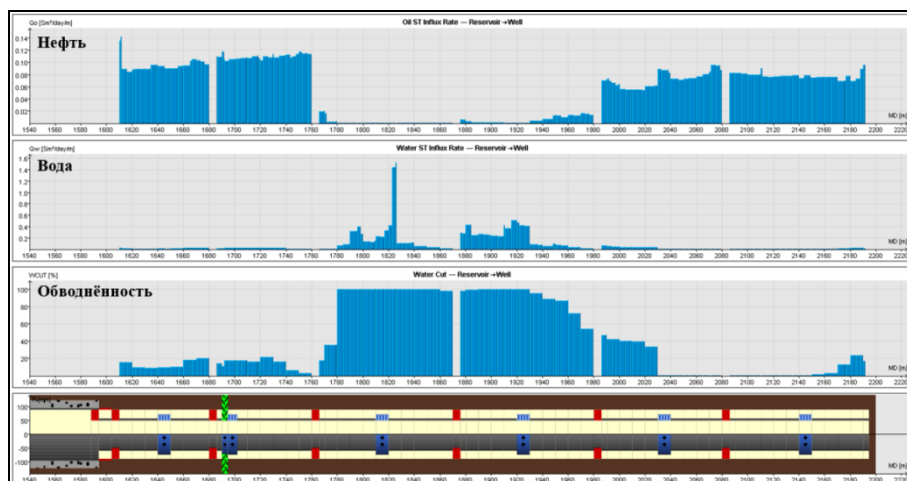


Рисунок 4.43 – Профиль притока по варианту 1 при 150 м³/сут (3 год)

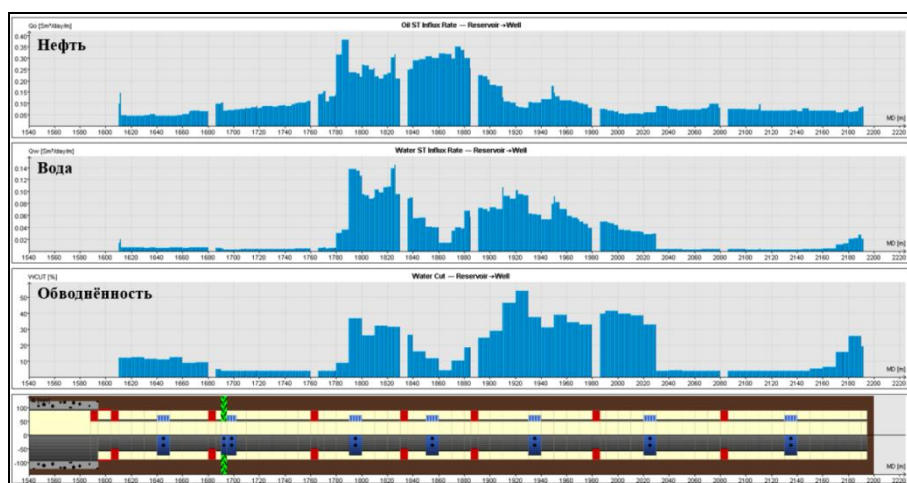


Рисунок 4.44 – Профиль притока по варианту 2 при 200 м³/сут (1 год)

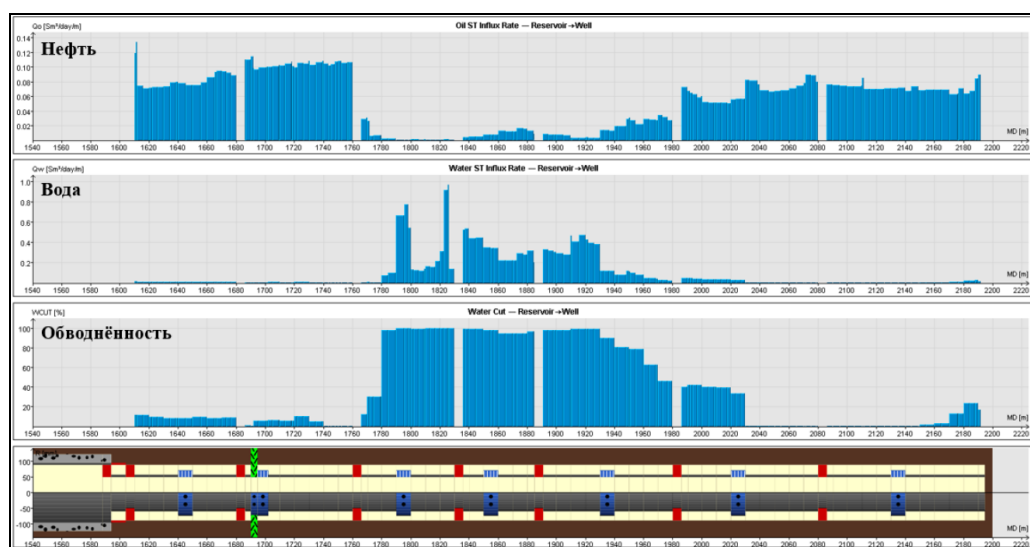


Рисунок 4.45 – Профиль притока по варианту 2 при 200 м³/сут (2 год)

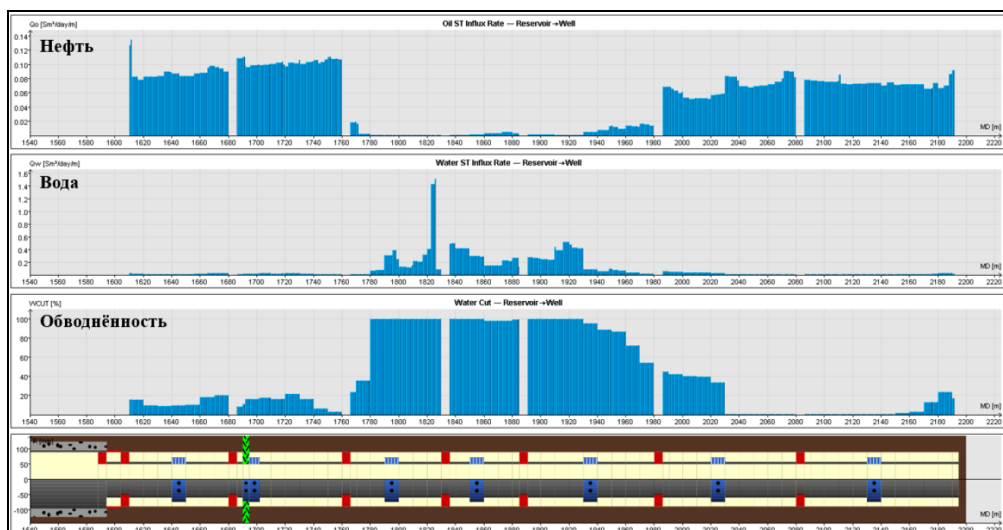


Рисунок 4.46 – Профиль притока по варианту 2 при 200 м³/сут (3 год)

Сопоставление результатов моделирования показывает, что рассматриваемые варианты 1 и 2 являются эффективными (Таблицы 4.12 и 4.13). В виду того, что при меньшем количестве оборудования варианта 1 (заканчивание с 6 сегментами) характеризуется таким же уровнем эффективности варианта 2, то в качестве реализации рекомендуется вариант 1 [232].

Таблица 4.12 – Сопоставление обводненности и дебита нефти по вариантам 1 и 2 при 150 м³/сут

Дебит жидкости 150 м³/сут				
Год	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
	Обв., %		Qн, т/сут	
1	11.6	11.6	132.5	132.6
2	47.9	51.0	78.0	73.3
3	47.6	50.7	78.6	74.0

Таблица 4.13 – Сопоставление обводненности и дебита нефти по вариантам 1 и 2 при 200 м³/сут

Дебит жидкости 200 м³/сут				
Год	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
	Обв., %		Qн, т/сут	
1	28.0	29.3	144.0	141.0
2	50.5	53.9	99.0	92.3
3	51.4	58.6	97.0	83.0

4.5 Формирование рекомендаций по повышению выработки остаточных запасов высоковязкой нефти технологией МЗС на основе предложенной схемы заканчивания

В подразделе 4.4 отмечено, что для довыработки остаточных запасов рассматриваемых бобриковских отложений предлагается использование технологии МЗС с АУКП. Это основано на том, что данная технология обеспечит более равномерное подтягивание подошвенной воды по сравнению с ННС и ГС, но при этом позволит сохранить достаточно высокую продуктивность по нефти. В связи с этим на основе ГГДМ, построенных с учетом рекомендаций главы 2, выполнены соответствующие численные исследования.

Так, для месторождения 1 предлагается использование 10 трехствольных МЗС, которые расположены в слабо- или невыработанных зонах залежи (Рисунки 4.47-4.49).

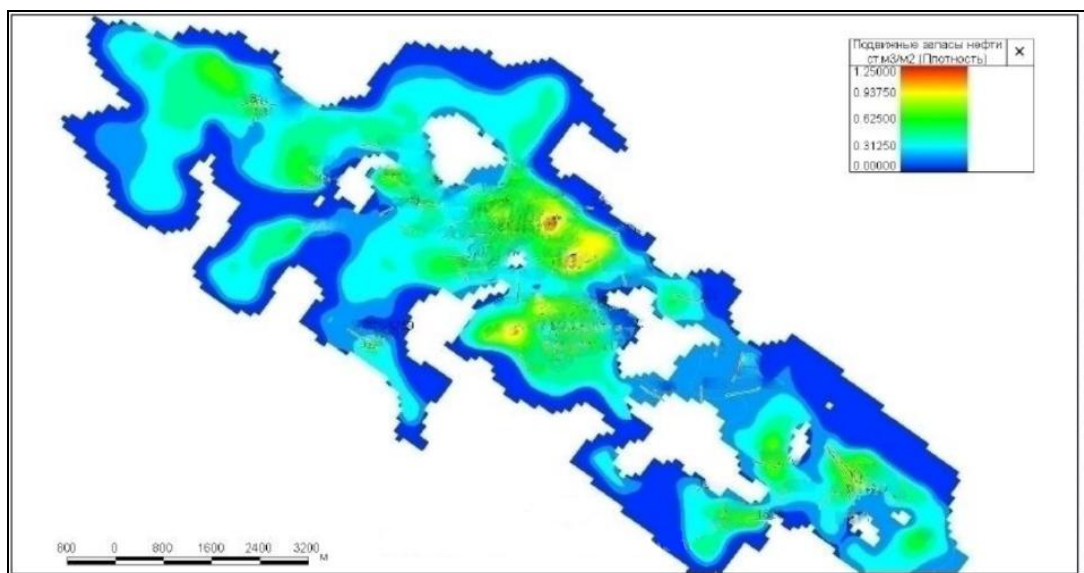


Рисунок 4.47 – Карта начальной плотности подвижных запасов нефти бобриковского горизонта месторождения 1

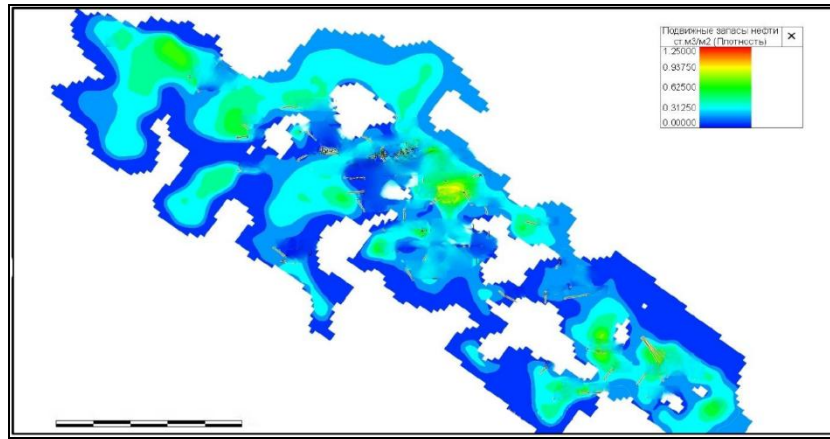


Рисунок 4.48 – Карта текущей плотности подвижных запасов нефти бобриковского горизонта месторождения 1 по состоянию на дату изучения

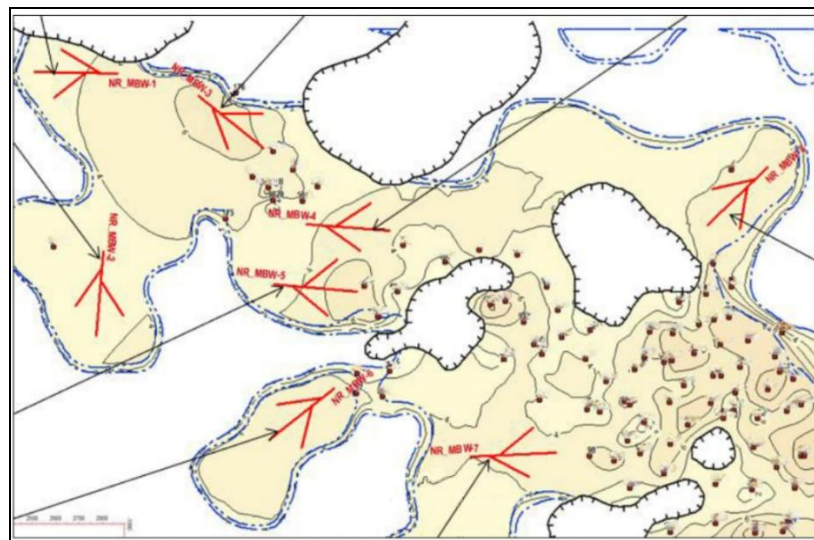


Рисунок 4.49 – Карта размещения МЗС в пределах месторождения 1

Учитывая, что предлагаемые проектные МЗС находятся в неразбуренной части залежи, то были рассмотрены варианты с текущей сеткой скважин и формированием дополнительных очагов заводнения (дополнительное бурение 7 нагнетательных ННС).

Так, на Рисунках 4.50-4.52 представлено прогнозное распределение плотности подвижных запасов нефти данного месторождения через 30 лет по вариантам:

- текущая эксплуатационная сетка скважин;
- МЗС с АУКП;

- МЗС с АУКП формированием дополнительных очагов заводнения.

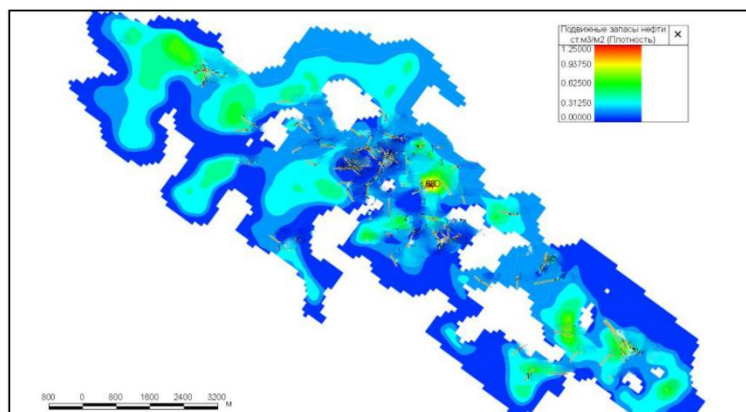


Рисунок 4.50 – Карта плотности подвижных запасов нефти при эксплуатации объекта текущей эксплуатационной сеткой скважин

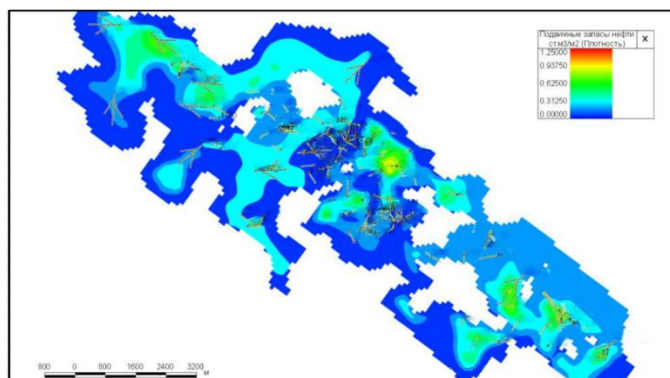


Рисунок 4.51 – Карта плотности подвижных запасов нефти при эксплуатации объекта с МЗС+АУКП без дополнительных нагнетательных скважин

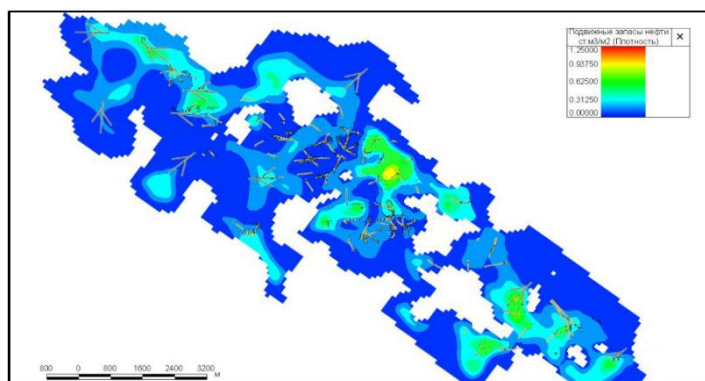


Рисунок 4.52 – Карта плотности подвижных запасов нефти при эксплуатации объекта с МЗС+АУКП с дополнительными нагнетательными скважинами

Как видно из данных Рисунков 4.50-4.52, при использовании технологии МЗС с АУКП и формировании дополнительных очагов заводнения достигается более высокая выработка остаточных запасов нефти для геолого-промысловых условий месторождения 1.

Изменение текущего и накопленного показателя по добыче нефти представлено на Рисунке 4.53 и в Таблице 4.14.

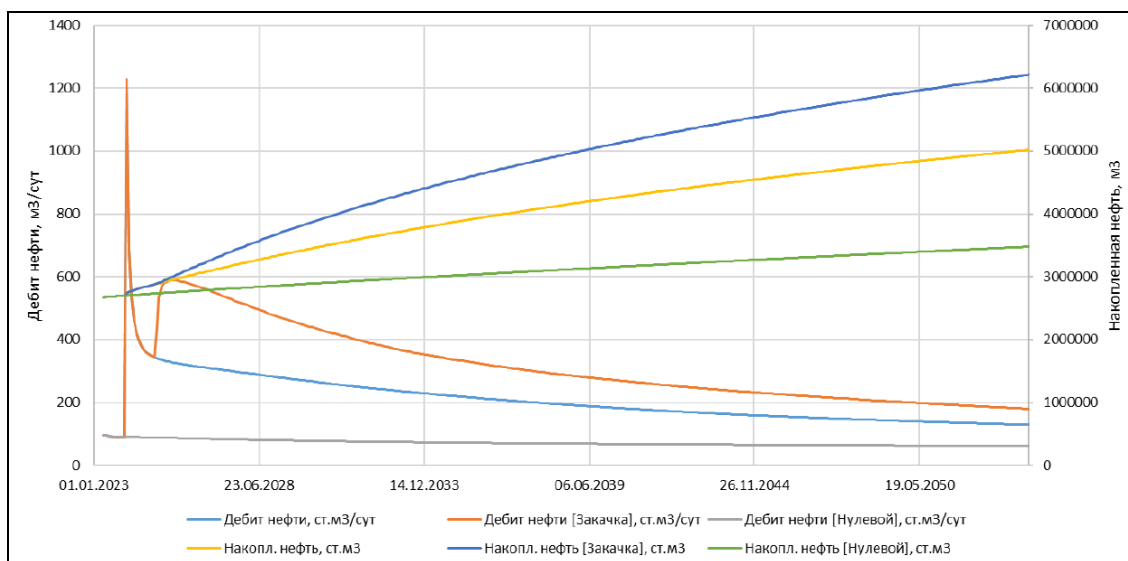


Рисунок 4.53 – Показатели добычи нефти по рассматриваемым вариантам разработки месторождения 1

Таблица 4.14 – Накопленные показатели по добыче нефти по проектным МЗС месторождения 1

Год	Накопленная добыча нефти, м³	
	без доп. закачки	с доп. закачки
1	109877	176210
2	269099	346127
3	129455	335806
4	109731	244029
5	143499	235114
6	230621	286979
7	403695	520518
8	321249	444124
9	143392	302194
10	134347	231799

Для месторождения 2 ввиду того, что изучаемые залежи характеризуются высокой степенью разбуренности, то при выполнении численных исследований по эффективности МЗС рассмотрен вариант без формирования дополнительных очагов заводнения. При этом на основе ГГДМ рассчитаны варианты с существующей эксплуатационной сеткой и при внедрении предлагаемой технологии МЗС+АУКП.

Распределение начальной и текущей (по состоянию на дату изучения) плотности подвижных запасов нефти месторождения 2 представлено на Рисунках 4.54 и 4.55.

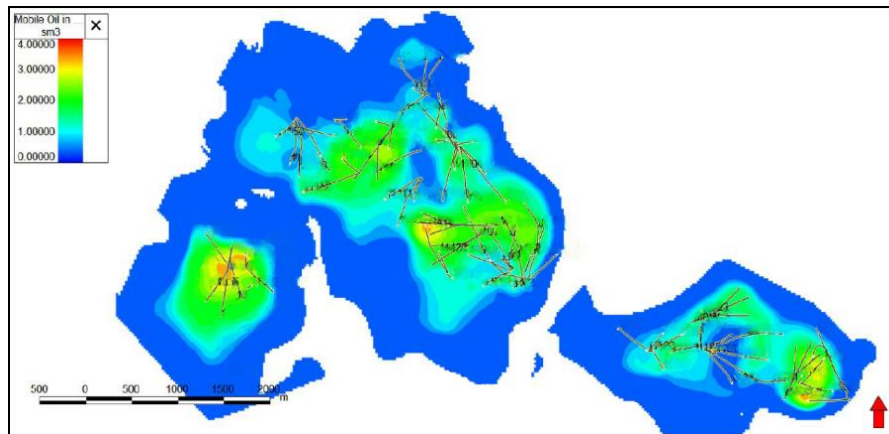


Рисунок 4.54 – Карта начальной плотности подвижных запасов нефти бобриковского горизонта месторождения 2

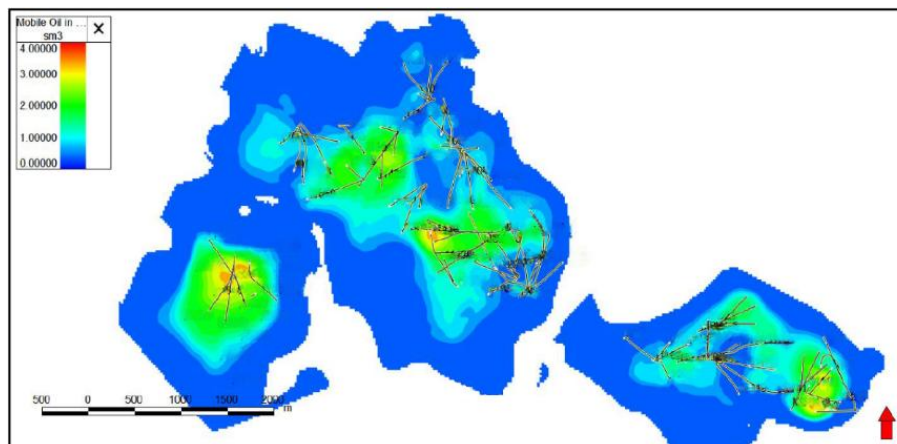


Рисунок 4.55 – Карта текущей плотности подвижных запасов нефти бобриковского горизонта месторождения 2 по состоянию на дату изучения

Как уже отмечено ранее, предлагаемые МЗС на месторождении 2 предложено пробурить в зонах повышенной плотности текущих запасов (Рисунок 4.56).

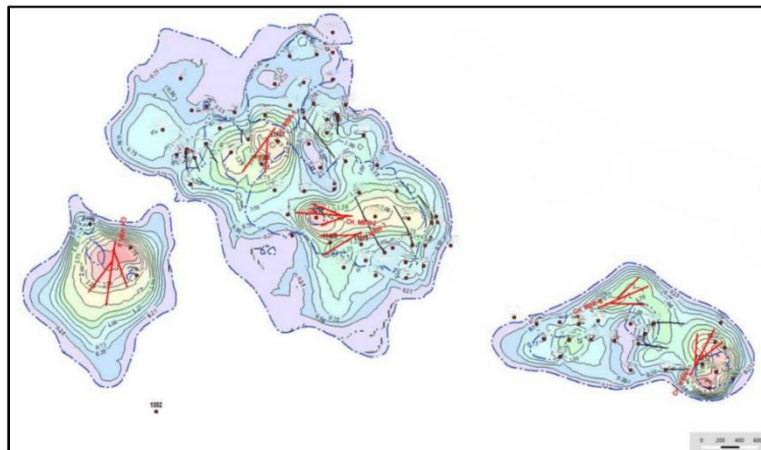


Рисунок 4.56 – Карта размещения МЗС в пределах месторождения 2

На Рисунках 4.57-4.58 представлено прогнозное распределение плотности подвижных запасов нефти данного месторождения 2 через 30 лет по вариантам с текущей эксплуатационной сеткой скважин и при внедрении технологии МЗС+АУКП.

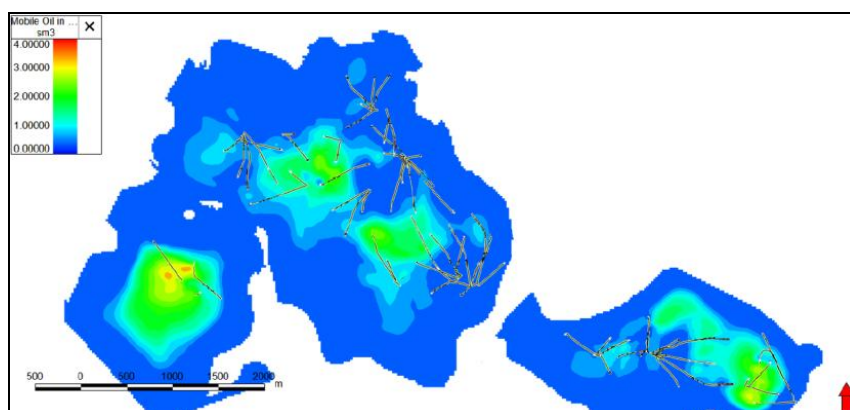


Рисунок 4.57 – Карта плотности подвижных запасов нефти при эксплуатации месторождения 2 текущей эксплуатационной сеткой скважин

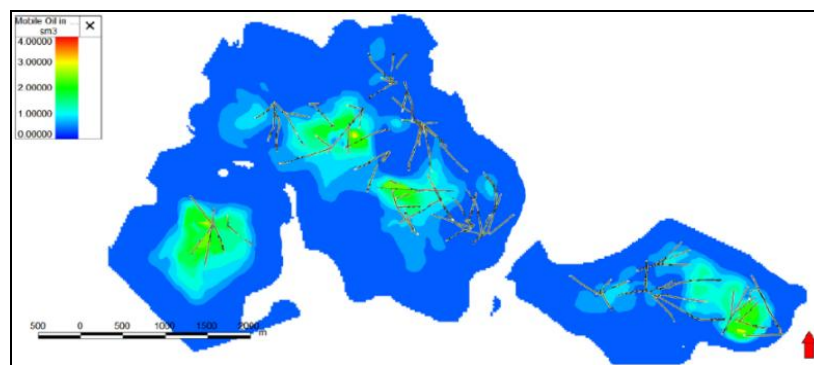


Рисунок 4.58 – Карта плотности подвижных запасов нефти при эксплуатации месторождения 2 с МЗС+АУКП

Как видно из данных Рисунков 4.57-4.58, при использовании технологии МЗС с АУКП достигается более высокая выработка остаточных запасов нефти для геолого-промысловых условий месторождения 2.

Изменение текущего и накопленного показателя по добыче нефти представлено на Рисунке 4.59 и в Таблице 4.15.

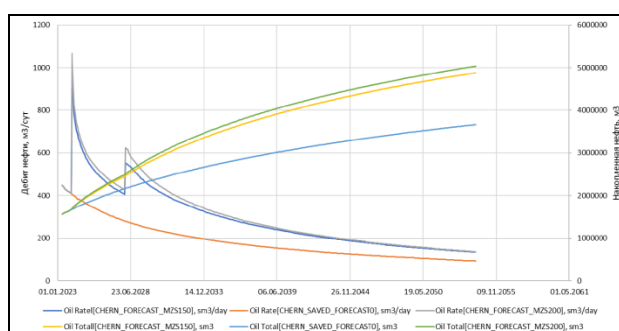


Рисунок 4.59 – Показатели добычи нефти по рассматриваемым вариантам разработки месторождения 2

Таблица 4.15 – Накопленные показатели по добыче нефти по проектным МЗС месторождения 2

Год	Накопленная добыча нефти, м³
1	179280
2	282325
3	391789
4	495173
5	172979
6	161036

Выводы к главе 4

1. Дана геологическая характеристика и проблемы разработки залежей высоковязкой и повышенной вязкости нефтью терригенных пластов нижнего отдела каменноугольной системы. Показано, что данные отложения характеризуются сложным геологическим строением и проблемами разработки в виде опережающего обводнения добываемой продукции и недостижением проектных показателей разработки.

2. Изучена технологическая эффективность различных технологий МУН, в результате чего получены следующие результаты:

- использование технологии закачки горячей воды для повышения выработки высоковязкой нефти бобриковского горизонта является эффективной лишь для температуры агента от 50 °С. Однако при этом необходимо наличие высокой гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;

- бурение новых скважин позволит наиболее быстро достичь высокого технологического эффекта, но для этого требуется тщательный выбор точек заложения и подбор оптимальной технологии заканчивания, соответствующей условиям залегания бобриковского горизонта;

- использование ПАВ-полимерного заводнения также дает высокий технологический эффект. При этом реакция добывающих скважин начинается через 1000 суток.

- оптимизация режимов работы скважины также позволяет получить некоторый эффект, что не требует больших капитальных затрат относительно вышеупомянутых технологий МУН.

3. Выполнен анализ эффективности бурения ННС и ГС для рассматриваемых бобриковских отложений РТ. Выявлено, что эффективность ГС в три раза выше чем ННС; в зонах с подстилающей водой при использовании ГС наблюдаются достаточно высокие темпы обводнения.

Следовательно, для довыработки остаточных запасов из этих зон необходимо применение других технологий с ограничением притока воды.

4. Предложено решение по конструкции нижнего заканчивания многозабойных скважин с АУКП. Подобраны оптимальные параметры сегментации основного горизонтального ствола МЗС для рассматриваемых геолого-промысловых условий залегания бобриковского горизонта РТ.

5. Сформированы рекомендации по повышению выработки остаточных запасов высоковязкой нефти технологией МЗС на основе предложенной схемы заканчивания. Выполнена оценка технологической эффективности для рассматриваемых нефтяных месторождений.

ГЛАВА 5 АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1 Комплексный анализ промысловых данных при обосновании методологии повышения эффективности текущей системы разработки

В данной главе представлены результаты работы [141], которые основаны на комплексном анализе технологических показателей эксплуатации одного из длительно разрабатываемых нефтяных месторождений Урало-Поволжья по схеме внутриконтурного заводнения.

Как показывает практика [141] использование традиционных «одиночных» методов анализа добычи (динамика добычи нефти, обводненности, пластового и забойного давлений, продуктивности, кривая восстановления давления (КВД), промыслово-геофизические исследования (ПГИ) и т.д.) в большинстве случаев не позволяют получить однозначной оценки производительности скважины и состояния остаточных запасов. Это может быть связано такими факторами, как проведение ремонтных работ, ухудшение структуры остаточных запасов нефти, проявление техногенных процессов, изменение системы разработки в ходе эксплуатации объекта и т.д.

Следовательно, для эффективного анализа текущего состояния разработки и выработки остаточных запасов требуется разработка и адаптация новых инструментов комплексирования всего набора исходной геолого-промысловой информации.

Как известно, на практике имеется множество примеров комплексирования диагностик скважин и их зон дренирования, которые уже являются общепринятыми подходами первичного анализа разработки [193, 194, 195, 196, 197].

С этой целью предложен подход, который представляет собой комплексный аналитический подход на основе набора традиционных и нетрадиционных диагностических метрик [141].

На Рисунке 5.1 представлена динамика обводненности объекта исследования. Из данного рисунка видно, что изменение обводненности имеет сложный неравномерный характер, что может быть вызвано сторонней добычей воды.

На Рисунке 5.2 представлена динамика изменения пластового давления, что также характеризуется неравномерным характером и достаточно существенным отклонением и несоответствием накопленной компенсации. Данный факт может быть обусловлен непроизводительной закачкой воды в пласт.

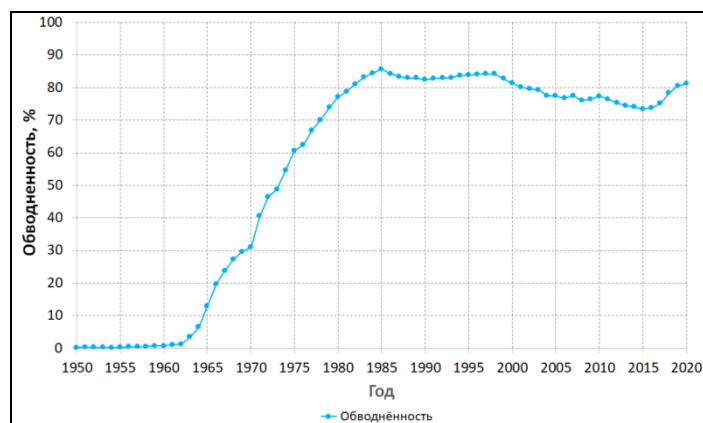


Рисунок 5.1 – Динамика обводненности объекта исследования

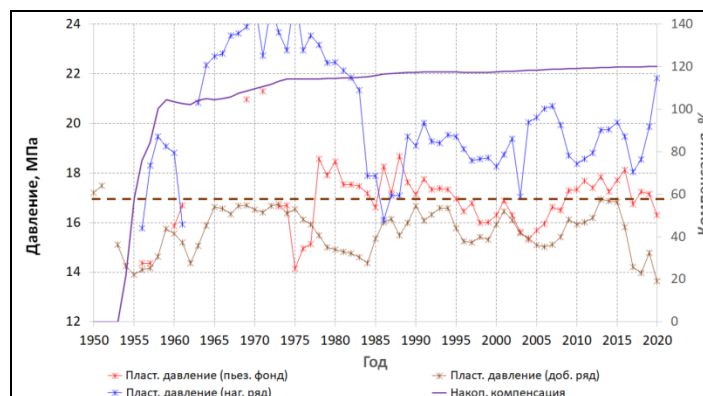


Рисунок 5.2 – Изменение энергетического состояния объекта исследования

Основными проблемами текущего состояния разработки объекта исследования являются неопределенность в положении текущих извлекаемых запасов ввиду неоднородной выработки и обводнения пласта, неопределенность в охвате пласта выработкой и закачкой по вертикали.

Согласно предложенному подходу [141], на первом этапе проводится так называемый «верхнеуровневый анализ». В рамках данной процедуры выполняются оценка потенциала месторождения и выбор наиболее перспективного участка (блока) изучаемой залежи нефти. На Рисунке 5.3 представлена информация выработки (в среднем на одну скважину) объекта, в которой значения добычи и закачки приведены в нормированном виде с учетом максимального исторического значения по уровню нагнетания. На данном Рисунке 5.3 выделены участки с псевдоустановившимся течением, которые характеризуются неизменными значениями фонда скважин, давления, добычи жидкости, закачки и накопленной компенсации.

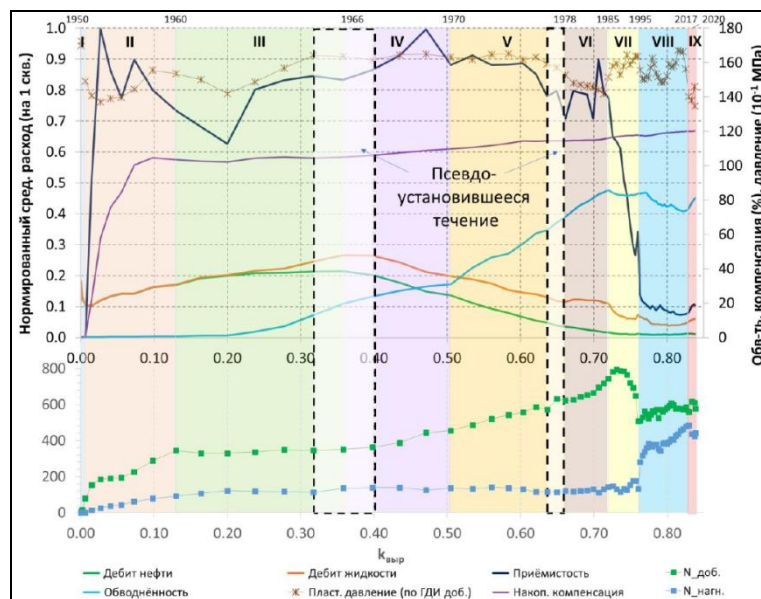


Рисунок 5.3 – История разработки изучаемого объекта

Далее выполнен прогноз динамики обводненности и конечного КИН с использованием модели Fractional Flow [198] (Рисунок 5.4).

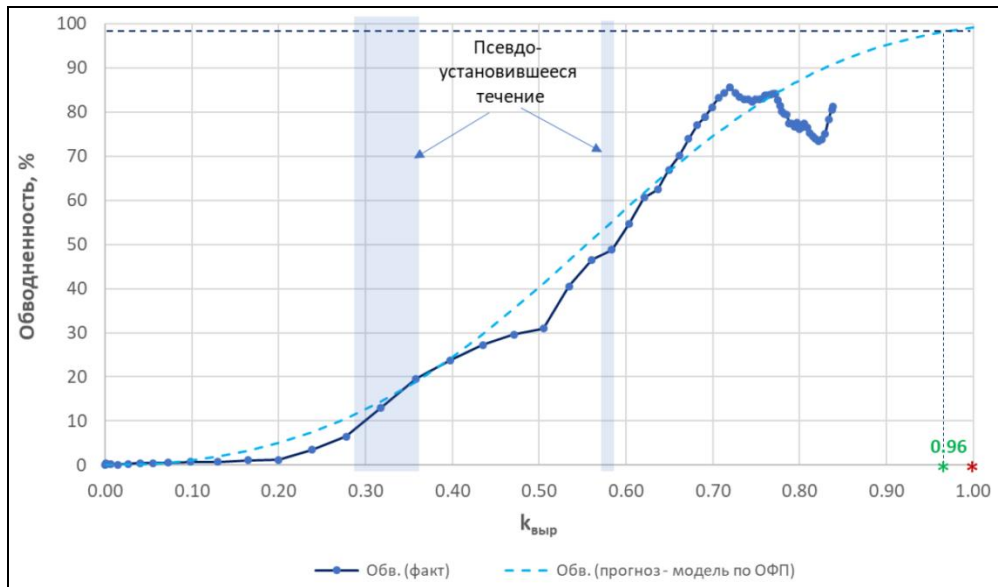


Рисунок 5.4 – Прогноз обводненности, построенный на основе модели Fractional Flow

Согласно данному подходу, прогнозное значение конечной выработки по данной модели составило 96 %, что в некоторой степени согласуется с утвержденным проектным значением (100 %). Это косвенно подтверждает проектный объем извлекаемых запасов нефти. Некоторое расхождение можно объяснить тем, что в интервалы времени псевдоустановившегося режима количество добывающих скважин было в 2,0-2,5 раза меньше, чем проектная сетка скважин [141].

С целью определения проблемных участков выполнено разделение месторождения на блоки по разрезающим нагнетательным рядам. На Рисунках 5.5 и 5.6 приведены карты объекта исследования с разбиением на блоки разработки с указанием таких параметров, как подвижные запасы, степень выработки, пластовое давление, накопленная компенсация, накопленная и текущая обводненность.

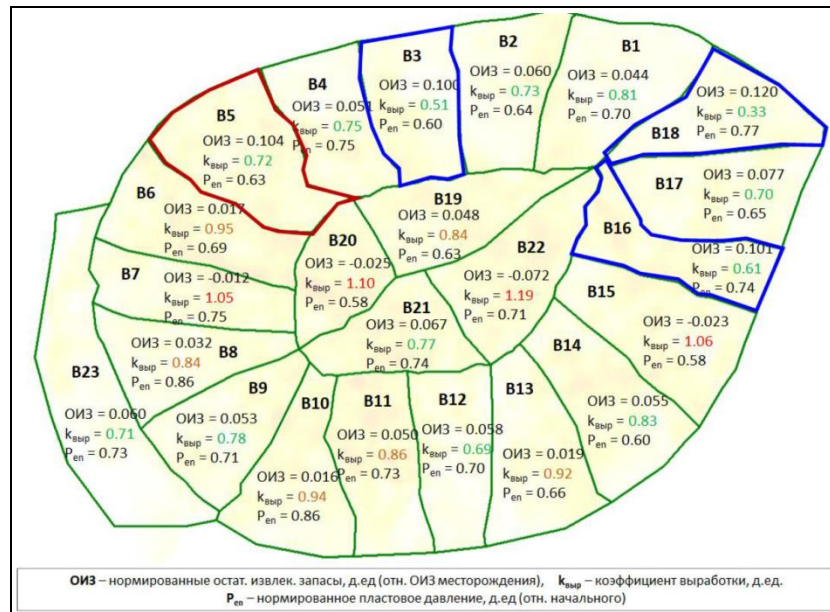


Рисунок 5.5 – Разделение на блоки с показателями подвижных запасов, степени выработки и пластового давления

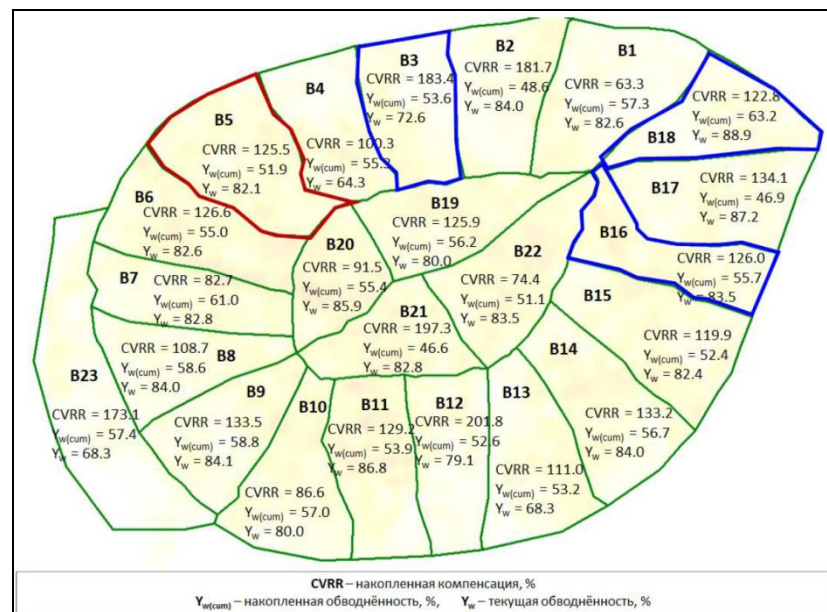


Рисунок 5.6 – Разделение на блоки с показателями накопленной компенсации, текущей обводненности и ВНФ

Из данных Рисунков 5.5 и 5.6 видно, что наиболее перспективными по объему остаточных извлекаемых запасов и степени выработки являются блоки В3, В5, В16 и В18. Стоит отметить, что восточная часть данной площади характеризуется некоторыми неопределенностями в оценке

остаточных запасов нефти. Это связано с тем, что в процессе эксплуатации разрезающие нагнетательные ряды неоднократно были расформированы. Поэтому в дальнейшем анализе в качестве первоочередного с учетом текущего состояния фонда скважин рассмотрен блок В5.

Низкое пластовое давление (63 % от начального) и повышенная накопленная компенсация (125 %) свидетельствуют о том, что в этом блоке имеется нецелевая закачка.

В связи с этим также была проведена оценка нецелевой закачки по материальному балансу (Рисунок 5.7). Согласно данной оценке, среднее значение перетоков за пределы изучаемых пластов составило около 17 %.

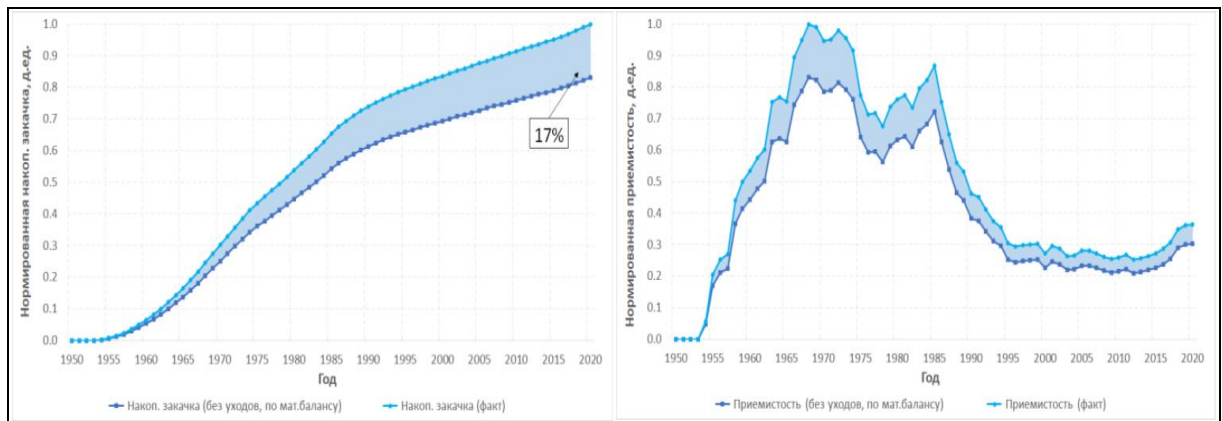


Рисунок 5.7 – Оценка нецелевой накопленной и текущей закачки по методу материального баланса

Следующим этапом рассматриваемого подхода является поскважинный анализ (дифференциальный анализ) в пределах выбранного блока В5. Для этого построены графики по изменениям технологических показателей разработки (Рисунки 5.8 и 5.9).

Из данных Рисунков 5.8-5.9 видно, что всю историю эксплуатации возможно разделить на 9 условных периодов, которые характеризуются некоторыми отличительными особенностями разработки:

- этап 1 соответствует началу разбуривания площади. Разработка осуществлялась в режиме истощения. При этом рост количества скважин приводит к росту добычи жидкости и нефти;

- этап 2 характеризуется увеличением добычи и закачки вследствие роста фонда добывающих скважин и начала формирования системы ППД. При этом накопленная компенсация отборов закачкой доведена до 100 %, что сопровождается некоторым ростом пластового давления. Данный этап 2 также характеризуется безводным периодом эксплуатации;

- этап 3 соответствует снижению интенсивности бурения. За счет доформирования системы ППД поддерживается компенсация. При этом наблюдается обводнение добывающих скважин нагнетаемой водой. Рост добычи нефти достиг максимума, средний дебит скважин обеспечивается за счет оптимизации забойного давления;

- этап 4 происходит бурение уплотняющих добывающих скважин. При этом наблюдается снижение продуктивности скважин за счет вскрытия участки залежи с ухудшенными ФЕС. Вследствие поддержания закачки наблюдается рост компенсации, пластового давления и обводненности. Стоит отметить, что к концу данного этапа 4 рост обводненности замедляется;

- этап 5 характеризуется продолжением бурения добывающих скважин, что позволило поддержать уровень добычи жидкости несмотря на снижение производительности скважин. При этом пластовое давление снизилось из-за недокомпенсации в конце данного этапа 5;

- этап 6 характеризуется тем, что в результате перехода на механизированную добычу наблюдается некоторая стабилизация добычи. При этом имеет место интенсификация приемистости без увеличения фонда ППД, что привело к увеличению компенсации. Продолжение роста обводненности и переход на очаговое заводнение;

- этап 7 характеризуется ликвидацией обводнившихся скважин, значительным сокращением объема закачки и количества нагнетательных

скважин. Наблюдается некоторая стабилизация обводненности за счет сокращения непроизводительной закачки и добычи жидкости (за счет ремонтов, снижения репрессии и т.д.);

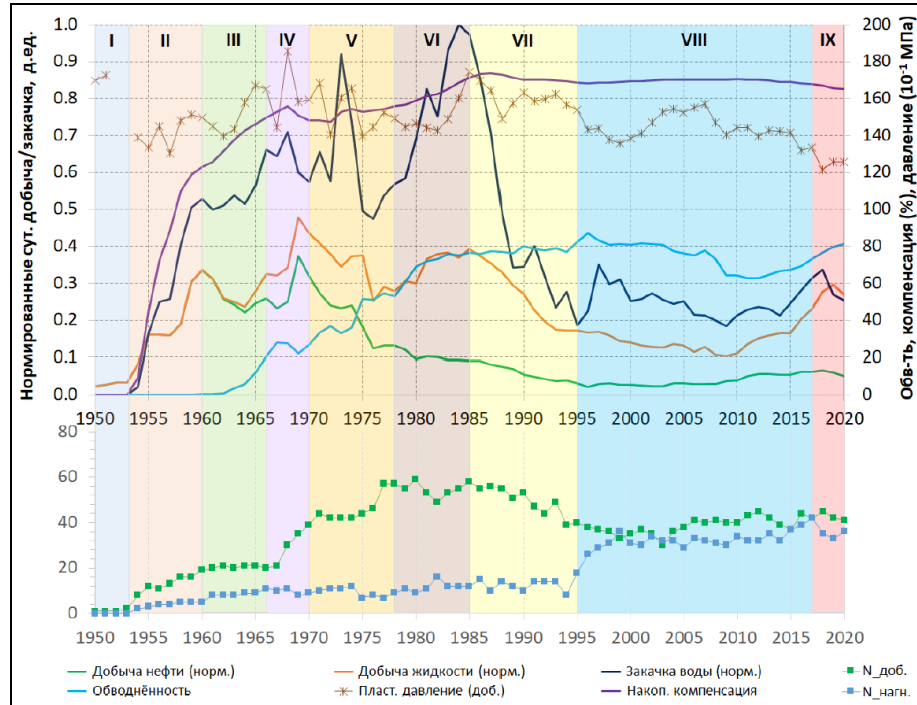


Рисунок 5.8 – История добычи блока В5

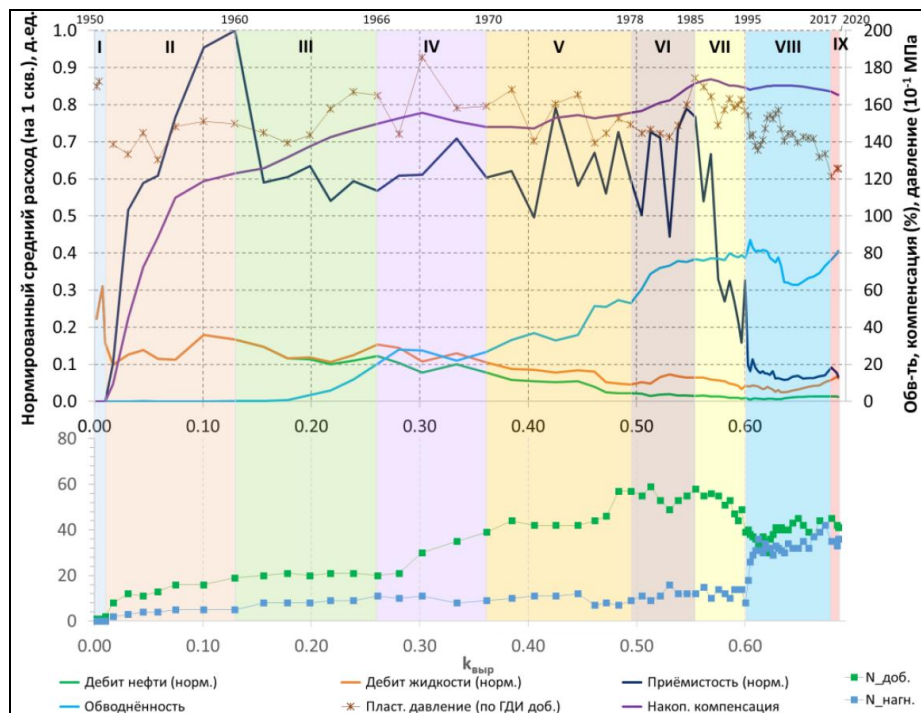


Рисунок 5.9 – Изменение показателей разработки блока В5

- этап 8 соответствует росту фонда ППД с одновременным снижением расхода нагнетательных скважин. Этапу характерно плавное повышение компенсации, стабилизация добычи жидкости и нефти. Наблюдается снижение обводненности. Конец данного этапа характеризуется началом роста добычи нефти (с 2000 г.) и с интенсификацией после 2013 г.;

- этап 9 характеризуется тем, что выполнялась интенсификация добычи и закачки с одновременным снижением фонда скважин. Это привело к росту добычи нефти с одновременным резким ростом обводненности.

При рассмотрении технологических показателей последнего этапа 9 выявлено, что, начиная с 2012 г. проводилось форсирование отборов. Это привело к росту добычи нефти и росту обводненности добываемой продукции (Рисунок 5.10).

Из Рисунка 5.10 видно, что при сохранении текущей схемы разработки при достижении предельной обводненности в 2026 г. степень выработки составит 0,72 д.ед. Если рассматривать начальный участок роста обводненности, который соответствует началу форсирования отборов в 2012 г.), то степень выработки составит 0,80 д.ед. к 2043 г.

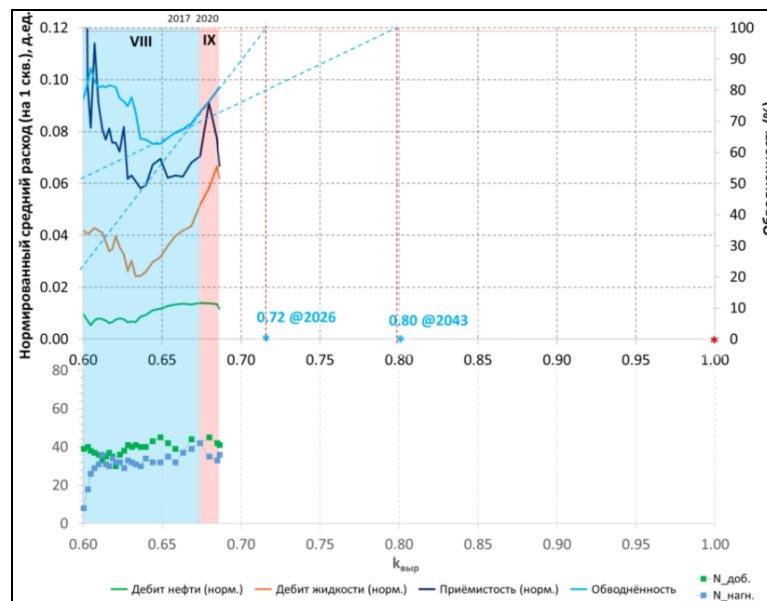


Рисунок 5.10 – История разработки блока В5 (этап 9)

Также в рамках поскважинного анализа проведена диагностика обводненности путем построения зависимости текущей и накопленной обводненности (Рисунок 5.11).

Данный подход представляет собой так называемую «диагностическую метрику PRIME по выявлению скважин с подозрением на заколонные циркуляции (ЗКЦ) жидкости и неравномерной выработки объектов», которая приведена в работе [141].

Для этого реальные промысловые данные сопоставляются с некоторыми модельными (типовыми) в виде диаграммы обводненности, представленного на Рисунке 5.11.

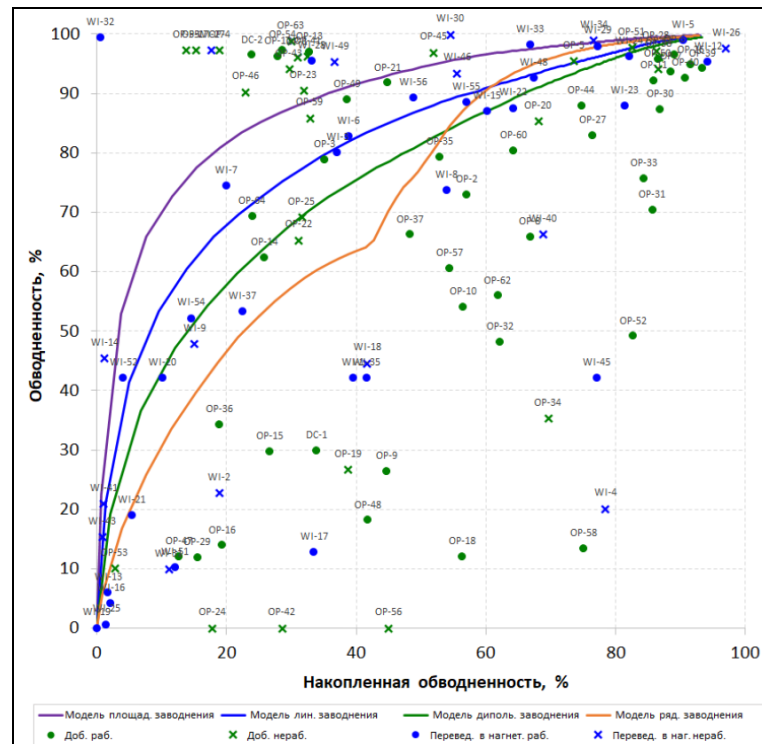


Рисунок 5.11 – Диаграмма обводненности по скважинам блока В5 на основе зависимости текущей и накопленной обводненности

Согласно этому подходу, в качестве модельных данных рассматриваются следующие случаи:

1. Площадное заводнение (рассматривается обводнение некоторой условной скважины по блоку со всех сторон).

2. Линейное заводнение (обводнение с нагнетательного ряда).
3. «Дипольное заводнение» (приход воды только от ближайшей нагнетательной скважины).
4. «Трехрядная» модель заводнения.

Стоит отметить, что точки скважин, которые находятся между кривыми дипольного и площадного заводнения, соответствуют нормальному (естественному) обводнению объекта разработки. Выход за пределы данных кривых будет свидетельствовать о некоторой аномалии. При этом, точки, расположенные выше кривой площадного заводнения, будут соответствовать обводнению из-за ЗКЦ. Если точки расположены ниже данной кривой заводнения, то это косвенно свидетельствует о неравномерности выработки из-за неполного охвата по вертикали [141].

Также в рамках данного раздела была проведена оценка вертикальной неоднородности по ФЕС объекта исследования. На Рисунке 5.12 представлен разрез по блоку В5. Видно, что основной объект – высокорасчлененный. При этом пачка А является отдельно выделенным непрерывным (достаточно выдержанным) объектом, а пачки В и С имеют 2-4 тонких пропластков.

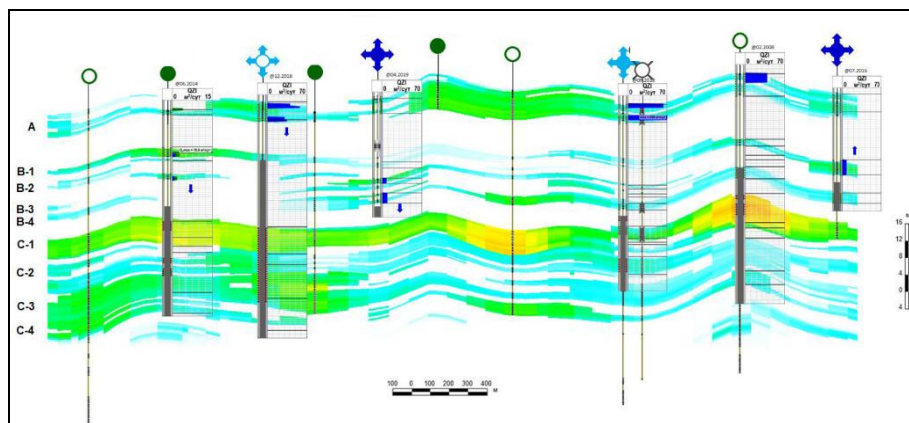


Рисунок 5.12 – Геологический разрез с профилями накопленной добычи / закачки по кубу плотности начальных подвижных запасов нефти

Анализ и обобщение данных ПГИ и ГДИС по скважинам рассматриваемого блока В5 позволил детализировать выработку объекта по

пачкам (Рисунки 5.13 и 5.14). Так, основная разработка осуществлялась по пачке С (в виду того, что около 70 % запасов сосредоточено в этой пачке). В пачках А и В сосредоточено по 15 % начальных запасов. Однако пачка В является более расчлененной и охвачена разработкой в меньшей степени чем пачка А.

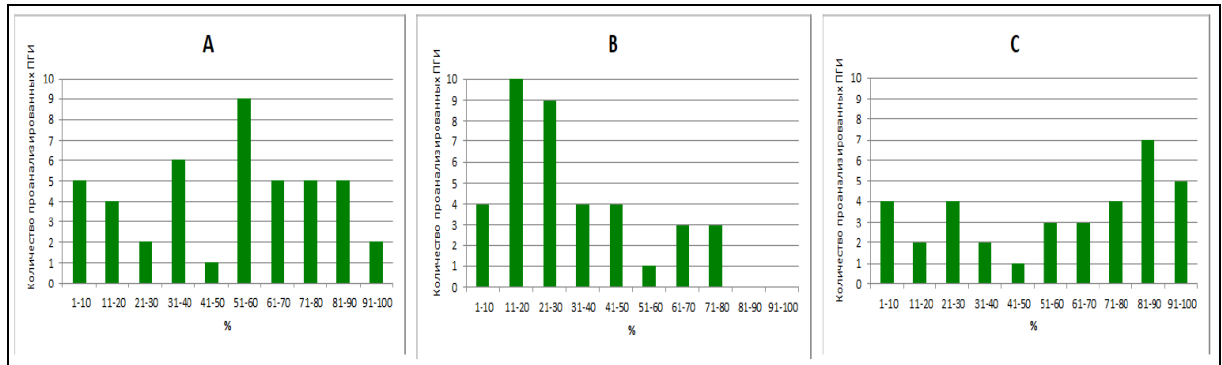


Рисунок 5.13 – Распределение добычи по пачкам в блоке В5

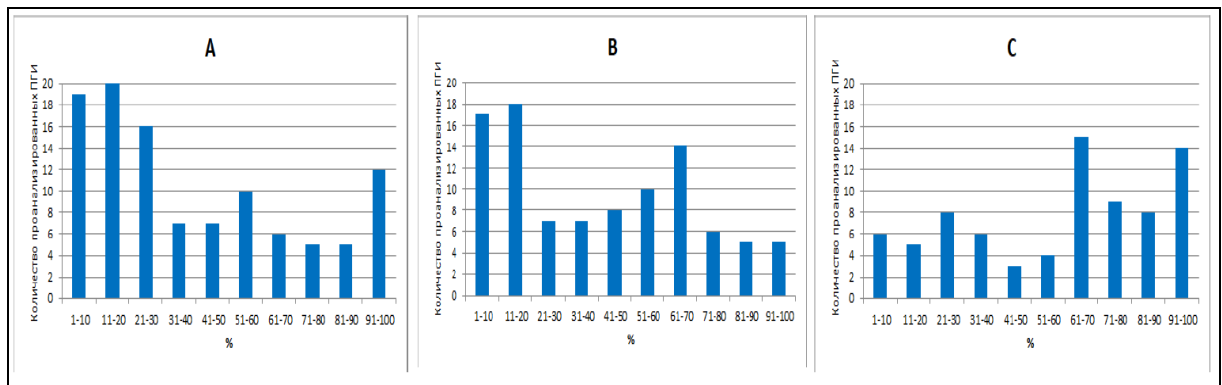


Рисунок 5.14 – Распределение закачки по пачкам в блоке В5

Также по результатам анализа данных ПГИ и ГДИС определено соотношение динамической гидропроводности и гидропроводности по РИГИС. Это позволило перераспределить потоки по пачкам, которые в достаточной мере согласуются с картами накопленной добычи и закачки (Рисунок 5.15).

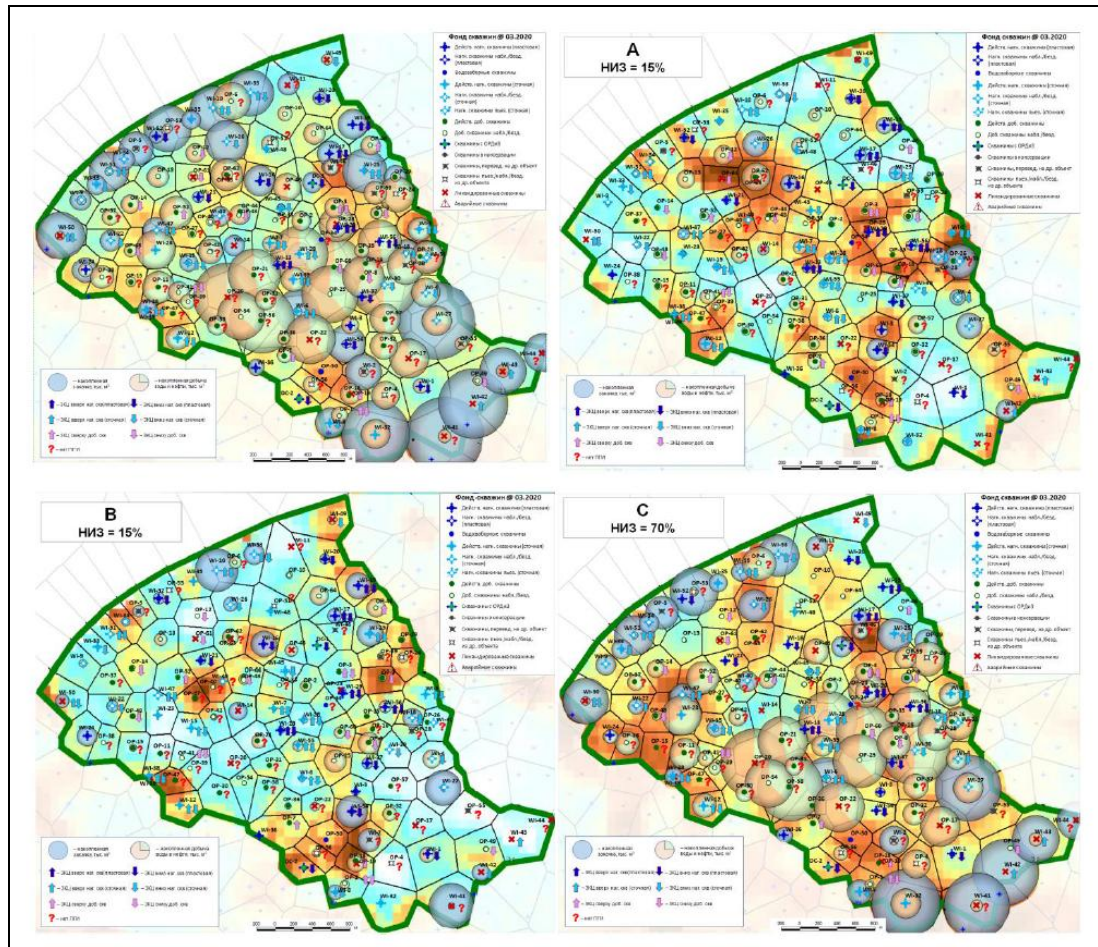


Рисунок 5.15 – Карта накопленных показателей разработки в целом по пласту и пачкам А, В и С

Согласно полученным данным, верхняя пачка А характеризуется относительно слабой выработкой (около 47 % от НИЗ) (Рисунок 5.16). Это обусловлено более поздним вводом в эксплуатацию данной пачки А относительно других пачек пласта. Пачка В также характеризуется низкой степенью выработки, равной 44 %. Следовательно, для повышения эффективности текущего состояния разработки необходимо рассматривать запасы, которые сосредоточены в вышеупомянутых двух пачках А и В.

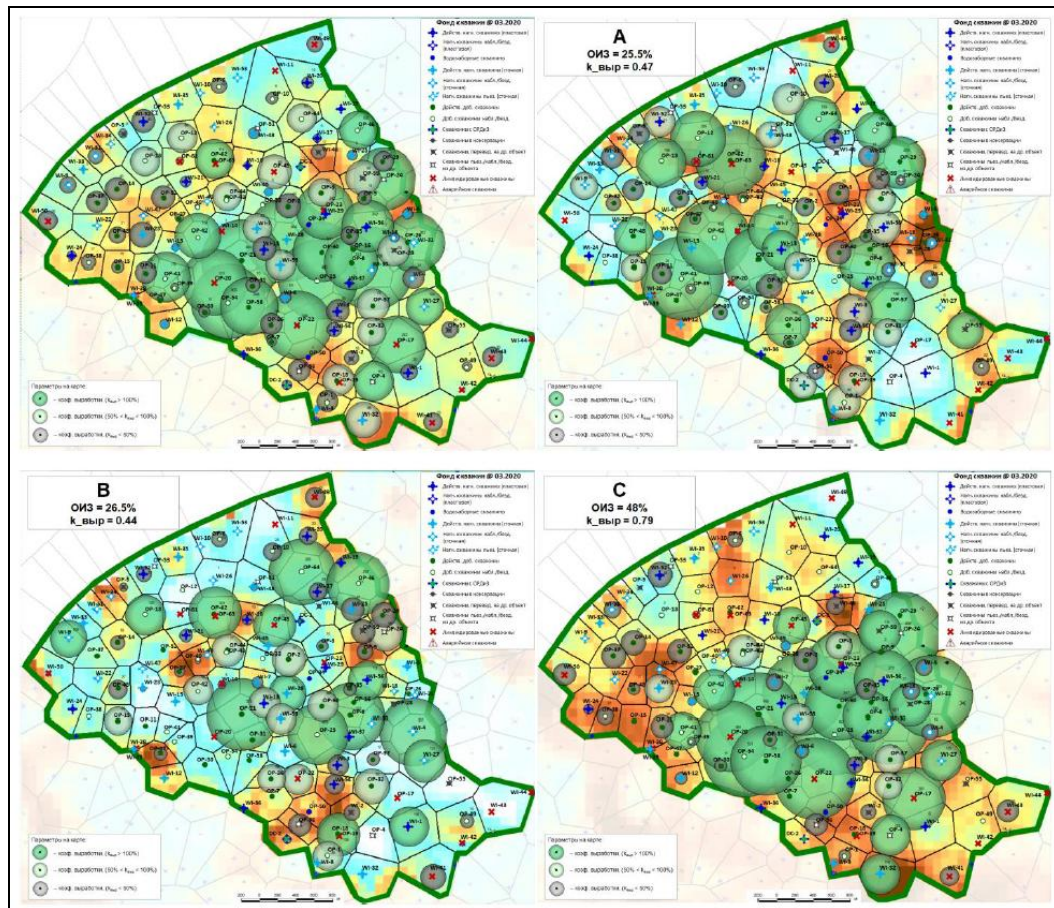


Рисунок 5.16 – Карта выработки в целом по пласту и пачкам А, В и С

Таким образом, в результате вышеприведенного комплексного анализа промысловых данных сформированы конкретные рекомендации по каждой скважине рассматриваемого блока (Таблица 5.1).

Согласно данной таблице, в результате анализа выбраны добывающие скважины с подозрением на заколонную циркуляцию, которые диагностируются по результатам анализа ГДИС и ПГИ, а также по высокому залеганию на диаграмме обводненности. По нагнетательным скважинам диагностика нецелевой закачки получена по результатам анализа ГДИС и ПГИ, а также метрик продуктивности. По данным добывающим и нагнетательным скважинам рекомендуется проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) [141].

Другой тип рекомендаций связан с зонами повышенной плотности остаточных запасов нефти. Для подтверждения данных зон рекомендуется

проведение исследований по изучению межскважинного пространства (Рисунок 5.17).

Таким образом, представлены основные моменты комплексного анализа промысловых данных одного из нефтяных месторождений Урало-Поволжья, основанного на диагностических метриках PRIME [141].

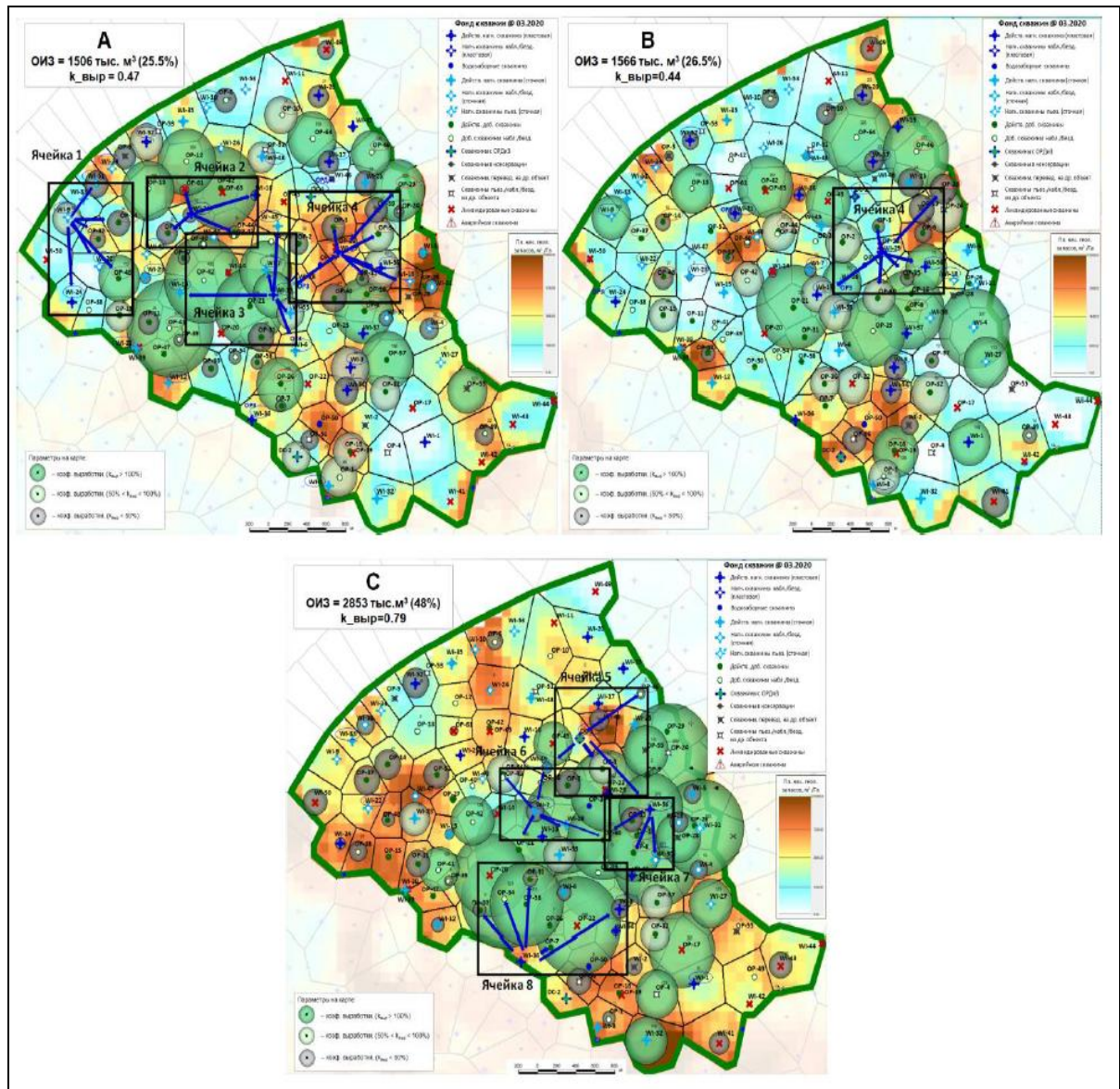


Рисунок 5.17 – Рекомендации по исследованиям межскважинного пространства пачек А, В и С

Таблица 5.1 – Рекомендации по скважинам

Номер скважины	Диагностика	Обоснование	Рекомендации	
			ГТМ	Дополнительные исследования
ОР-1	Подозрение на ЗКЦ	Возможно, непродуктивная добыча снизу. Высокое залегание на диаграмме обводненности (выше модельной кривой площадного заводнения). Согласно ПГИ нет возможности утверждать о ЗКЦ снизу из-за отсутствия фоновых замеров Т	РИР (при подтверждении ЗКЦ)	Оценка объема непродуктивной добычи (ПГИ)
W1-2	Подозрение на ухудшение контакта скважины и пласта	Скважина характеризуется падением продуктивности на графике Холла. По последнему ГДИ скин-фактор равен +3 и низкое значение коэффициента приемистости	ОПЗ либо ГРП (для увеличения приемистости)	КВД (оценка скин-фактора и продуктивности)
ОР-3	Штатная эксплуатация			
ОР-27	Подозрение на неравномерную выработку	Низкое расположение на диаграмме обводненности. Основная выработки приходится на пачку В (82 %), остальные пачки выработаны менее 50 %	Выравнивание профиля притока	Выявление неработающих пластов и степени выработки работающих пластов (ПГИ)
W1-7	Скважина расположена в зоне возможных выработанных запасов	На картах выработки скважина расположена среди выработанных зон.	-	Межскважинное гидропрослушивание для оценки $K_{пр}$, промытой зоны по верхним пачкам
ОР-33	Скважина находится в зоне с низким $R_{пл}$. Имеются возможные остаточные запасы	На картах выработки скважина расположена на участках с перевыработкой запасов	Организация ППД ЗБС	Замер Т и спектрального шума

5.2 Определение оптимальных режимов работы нагнетательных скважин

Как показывает практика, одним из менее затратных способов повышения текущего уровня добычи нефти является регулирование работы нагнетательных скважин с целью эффективного распределения закачиваемого агента по пласту и увеличения охвата дренированием подвижных запасов нефти. В связи с этим актуальным становится разработка

подхода, который имеет аналитический вид и позволяет в кратчайшие сроки определить параметры оптимальных объемов закачиваемого агента пласт с учетом исторических показателей разработки.

Так, в работе [199] предложена соответствующая методика, которая состоит из трех основных этапов:

1. Определение параметров для оценки эффективности воздействия нагнетательной скважины на добывающую скважину.
2. Выявление пары скважин с низкой эффективностью заводнения по параметрам, выявленных в п.1.
3. Определение оптимальных объемов закачиваемого агента для увеличения текущих дебитов нефти в окружающих добывающих скважинах.

Согласно [199], параметры, характеризующие успешность воздействия системы ППД, были получены исходя из оценки степени тесноты гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Для этого использован метод частотного анализа для расчета коэффициента взаимодействия скважин [200, 201].

На основе данного подхода для всех пар нагнетательных и добывающих скважин, работающих на терригенные пласты верхнего отдела девонской системы одного из нефтяных месторождений Урало-Поволжья, рассчитаны соответствующие коэффициенты взаимодействия $k_{вз}$. На рисунке 5.18 представлена гистограмма распределения данного коэффициента для каждого пласта. Из данного Рисунка 5.18 видно, что по пласту D_1 взаимовлияние скважин лучше, чем по пласту D_0 . Среднее значение коэффициента взаимодействия $k_{вз}$ для пласта D_1 составляет 0,5 д.ед., для пласта D_0 – 0,4 д.ед.. Возможно, данное отличие связано из-за различий коллекторских свойств пластов D_1 и D_0 . Например, пласт D_1 имеет среднюю проницаемость 608×10^{-3} мкм², пласт D_0 – 524×10^{-3} мкм².

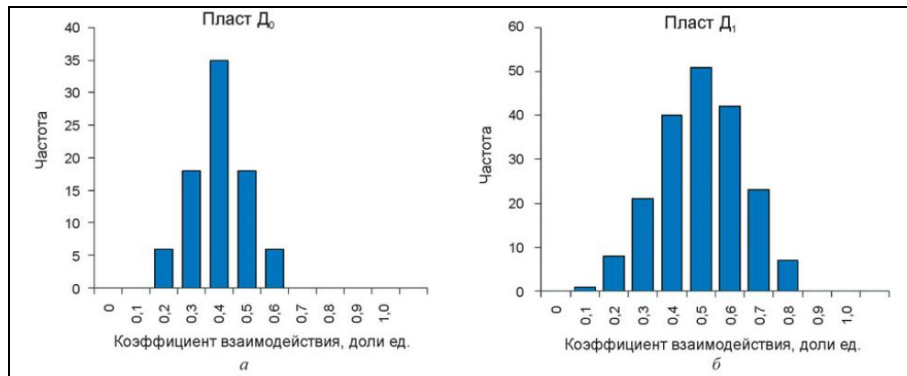


Рисунок 5.18 – Распределение коэффициента взаимодействия $k_{гз}$ скважин для пластов D₀ (а) и D₁ (б)

На Рисунке 5.19 представлена трендовая зависимость удельной добычи нефти, приходящейся на 1 м³ закачки жидкости, от коэффициента взаимодействия скважины. По данному Рисунку 5.19 видно, что чем выше данный коэффициент, тем выше эффект от ППД для рассматриваемого элемента (ячейки) заводнения. В связи с этим данный коэффициент взаимодействия рассмотрен в качестве параметра оценки эффективности воздействия нагнетательной скважины на добывающую.

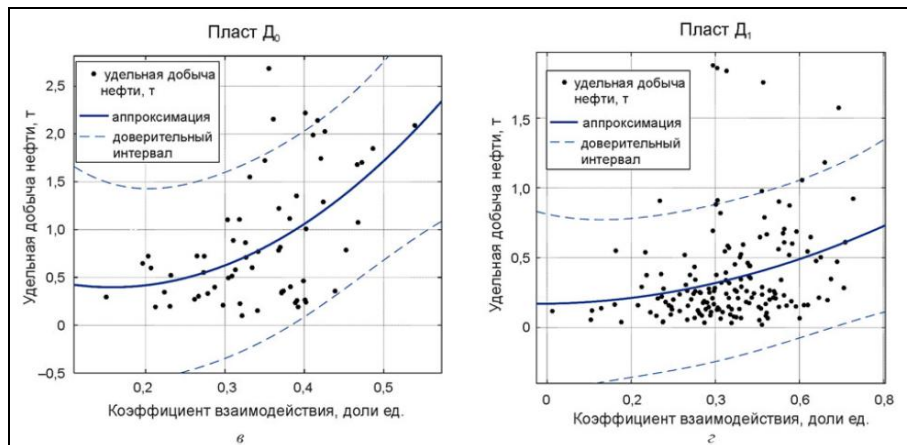


Рисунок 5.19 – Зависимости удельной добычи нефти, приходящейся на 1 м³ закачки жидкости, пластов D₀ (в) и D₁ (г)

Как известно, эффективность заводнения зависит не только от степени воздействия системы ППД (т.е. объемов закачиваемой жидкости в пласт), но и от равномерности вытеснения нефти закачиваемым агентом. В этом случае,

более наглядно использование данного коэффициента взаимодействия для оценки степени разброса его величины между парами нагнетательных и добывающих скважин в ячейке заводнения. При этом определение степени разброса возможно с помощью среднеквадратичного отклонения σ^2 коэффициентов взаимодействия в ячейке заводнения.

На Рисунке 5.20 представлены распределения σ^2 во всех ячейках скважин, эксплуатирующих объекты D_0 и D_1 . Как видно, в обоих случаях распределение имеет схожую форму, и наибольшая частота наблюдается для среднеквадратичного отклонения, равного 0,2 д.ед.

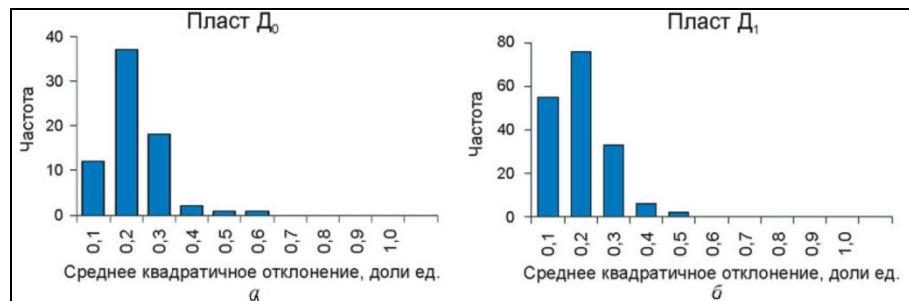


Рисунок 5.20 – Распределение среднеквадратичного отклонения σ^2 ячеек скважин для пластов D_0 (а) и D_1 (б)

Согласно [199], если данный параметр среднеквадратичного отклонения σ^2 использовать как показатель неравномерности распределения закачки по соседним добывающим скважинам, а коэффициент взаимодействия $k_{\text{вз}}$ как показатель тесноты связи между скважинами, то возможно формирование следующих критериев разделения фронта нагнетательных скважин на четыре условные группы:

1. Если $\sigma^2 < 0,2$ д.ед., $k_{\text{вз}} > 0,5$ д.ед., то распределение закачки по соседним скважинам относительно равномерное, т.е. связь между скважинами высокая.
2. Если $\sigma^2 > 0,2$ д.ед., $k_{\text{вз}} > 0,5$ д.ед., то распределение закачки по соседним скважинам неравномерное, т.е. связь между скважинами высокая.

3. Если $\sigma^2 < 0,2$ д.ед., $k_{\text{вз}} < 0,5$ д.ед., то распределение закачки по соседним скважинам относительно равномерное, т.е. связь между скважинами низкая.

4. Если $\sigma^2 > 0,2$ д.ед., $k_{\text{вз}} < 0,5$ д.ед., то распределение закачки по соседним скважинам неравномерное, т.е. связь между скважинами низкая.

Исходя из этих критериев следует, что скважины, попадающие в четвертую группу, являются первоочередными кандидатами для изменения объемов закачки.

Далее следующим шагом решения задачи регулирования заводнения является поиск оптимального объема закачиваемой жидкости для выбранных нагнетательных скважин-кандидатов. Данный поиск осуществлялся прогнозированием эффекта по добыче нефти в реагирующих добывающих скважинах после изменения закачки в нагнетательной скважине.

Наиболее общепринятыми подходами прогнозирования эффекта является трехмерное гидродинамическое моделирование и использование некоторых трендовых зависимостей. Однако трехмерное моделирование является достаточно затратной процедурой и требует постоянной актуализации по мере разработки и эксплуатации объекта. Особенностью использования трендовых зависимостей является поиск некоторой закономерности, которая давала бы достоверный результат прогнозирования. В связи с этим предложено использование метода аналитического моделирования динамического объекта управления. Согласно [202, 203] «объектом управления является пластовая система, поведение которой нас интересует и на которую можно воздействовать путем закачки в нее различных жидкостей».

Процедуру построения модели динамического объекта принято называть идентификацией [199]. Идентификация модели динамического объекта управления включает в себя три этапа:

1. Структурная идентификация. Определение типа модели исходя из следующих базовых моделей: передаточной функции, спектра, авторегрессии, полинома, переменных состояний.
2. Оценка параметров модели по экспериментальным данным.
3. Оценка адекватности модели путем определения близости выхода модели и фактических наблюдаемых выходных данных эксперимента.

Для реализации процесса идентификации динамического объекта использовался программный инструмент System Identifical Toolbox в составе пакета прикладных программ Matlab [199, 204].

Таким образом, расчет прогнозных показателей по добыче нефти при различных вариантах объемов закачиваемого агента сводится к следующей схеме (Рисунок 5.21).

После идентификации модели представляется возможным расчет различных вариантов изменения закачки заданием соответствующих входных сигналов $u(t)$ в идентифицированную модель. При этом расчет должен включать в себя варианты изменения (увеличение и уменьшение) объемов закачки и базовый вариант (для использования текущего уровня закачки в нагнетательной скважине). Пример расчета по данному подходу приведен на Рисунке 5.22.

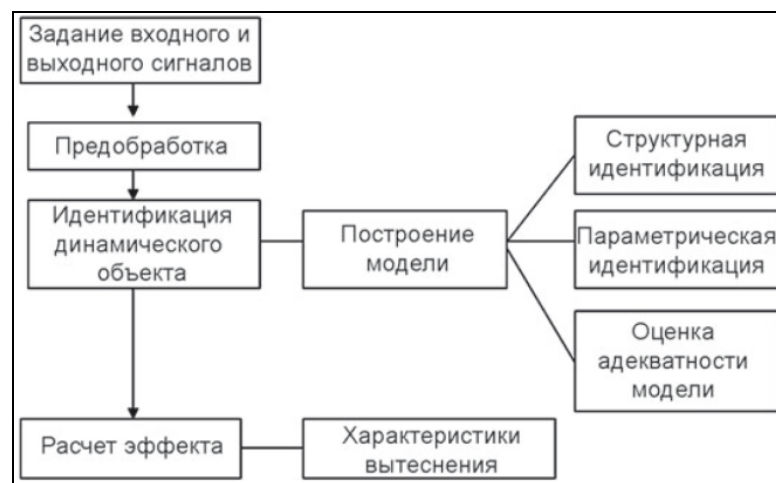


Рисунок 5.21 – Схема расчета эффекта путем идентификации динамического объекта

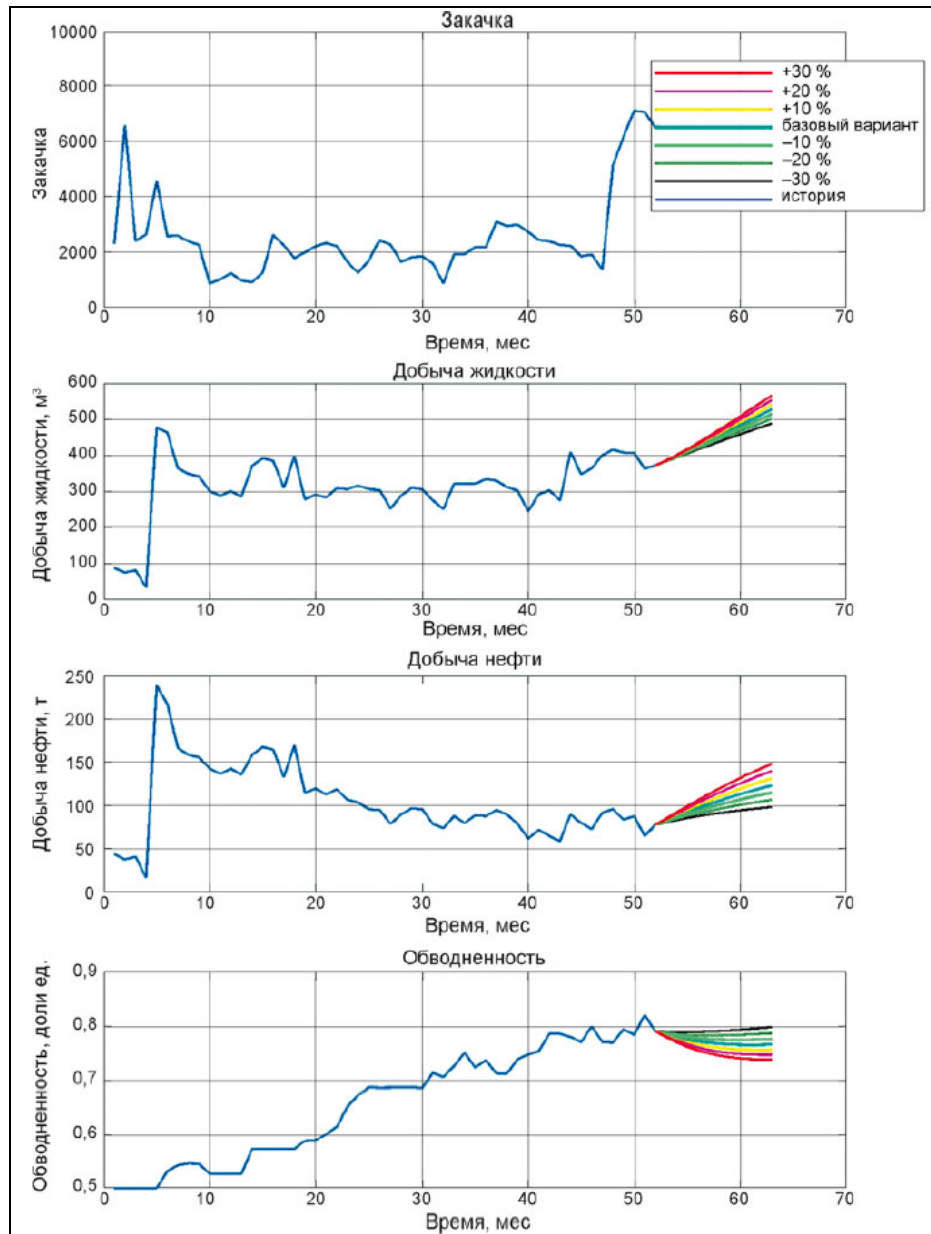


Рисунок 5.22 – Пример прогнозирования добычи нефти, жидкости и обводненности в окружающих скважинах после изменения закачки в нагнетательной скважине № XX23

В дальнейшем для каждого варианта выполняется следующая процедура. Выходной сигнал модели изменения закачки сравнивается с выходным сигналом базового варианта и определяется прирост (эффект) в добыче нефти для окружающих скважин. Среди всех вариантов выбирается тот, в котором изменение объема закачки дает наибольший прирост в добыче нефти для окружающих добывающих скважин. Данный вычислительный

процесс является наиболее оптимальным и требует намного меньше времени в отличие от ГГДМ. Следовательно, аналогичные расчеты возможно провести для всех нагнетательных скважин, входящих в четвертую категорию ($\sigma^2 > 0,2$ д.ед., $k_{\text{вз}} < 0,5$ д.ед.) [199].

Таким образом, использование вышеописанного подхода по изменению режимов работы нагнетательных скважин позволяет повысить коэффициент взаимодействия с окружающими добывающими скважинами, а также увеличить эффективность заводнения и повысить нефтеотдачу пластов в целом по объекту разработки.

5.3 Комплексирование результатов геохимических исследований и эксплуатации скважин

В 5.2 представлены результаты работы [121], которые направлены на определение взаимовлияния скважин на основе комплекса методов ретроспективного анализа эксплуатации скважин и геохимических исследований. Стоит отметить, что изучение геохимической обстановки при разработке нефтяных месторождений необходимо для оптимизации методов заводнения, уточнения расчетов гидродинамических симуляторов, поиска источника обводнения, повышения эффективности мониторинга состояния разработки

Данные исследования проведены для скважин, вскрывших терригенные отложения бобриковского горизонта одного из нефтяных месторождений РТ.

Изучаемый участок включает 16 добывающих и 3 нагнетательные скважины с одинаковым агентом закачки (Рисунок 5.23).

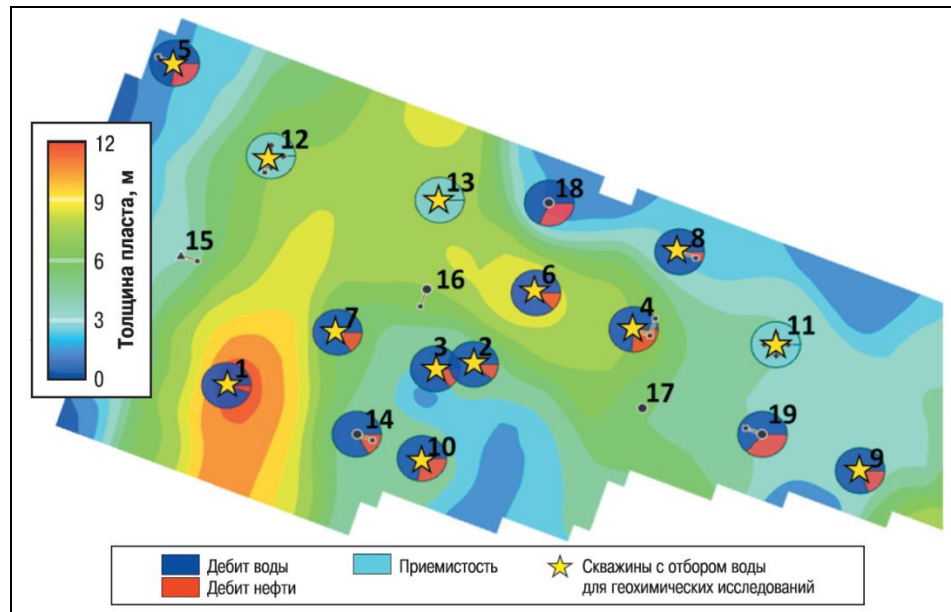


Рисунок 5.23 – Изучаемый участок объекта исследования

Для проведения лабораторных исследований на рассматриваемом участке из добывающих и нагнетательных скважин отобраны устьевые пробы пластового флюида с периодичностью 2 месяца.

В Таблице 5.2 приведены относительные содержания маркеров – компонентов, которые позволили различить добываемую скважинами воду в зависимости от ее источника.

Таблица 5.2 – Относительные содержания маркеров-компонентов

Номер скважины	Перфорируемый пласт	Содержание, %							
		$\delta^{18}\text{O}$	δD	A	B	C	D	F	I
1	СБР-3+СБР-1+2	-13,81	-101,68	0,40	2733,38	221,09	56,87	121,14	71,09
2	СБР-4+СБР-3	-13,36	-100,27	0,35	3307,46	250,45	75,08	130,42	69,93
3	СБР-4+СБР-3	-13,06	-96,01	0,99	7536,13	450,34	163,63	156,18	62,39
4	СБР-3+СБР-1+2	-13,67	-100,91	0,53	2430,55	175,00	54,74	58,72	21,17
5	СБР-3+СБР-1+2	-11,16	-83,97	1,06	10359,57	685,53	214,08	280,60	127,79
6	СБР-4+СБР-3+СБР-1+2	-13,39	-100,13	0,86	4695,90	345,26	108,60	110,25	43,24
7	СБР-3+СБР-1+2	-10,70	-76,97	1,27	13101,54	922,51	293,35	332,91	120,06
8	СБР-3	-12,88	-96,97	0,97	5352,51	345,04	122,65	125,03	51,72
9	СБР-3	-9,09	-71,08	3,84	19795,46	1233,36	441,95	412,66	224,19
10	СБР-3	-6,09	-46,92	6,31	39798,28	2512,21	826,84	595,28	221,50
11	СБР-3	-14,38	-105,22	0,02	50,47	62,66	4,27	14,67	4,43
12	СБР-3	-13,98	-103,07	0,03	52,10	72,31	4,62	15,20	4,73
13	СБР-3	-11,84	-89,75	0,03	93,46	100,07	7,15	22,10	6,65

$\delta^{18}\text{O}$ – соотношение содержания изотопов кислорода ^{18}O и ^{16}O

δD – соотношение содержания дейтерия и протия

A, B, C, D, F, I – шифр маркера

Стоит отметить, что в практике изотопных исследований широкое распространение получил подход, разработанный Х. Крейгом, глобальная линия метеорных вод (Global Meteoric Water Line (GMWL)). Данный подход отражает глобальное среднегодовое соотношение между $\delta^{18}\text{O}$ и δD в природных метеорных водах и описывается уравнением прямой, представленный на Рисунке 5.24. Сравнение фактических данных с GMWL позволяет определить условия формирования подземных вод: для пресных подземных вод, образующихся в результате атмосферных осадков, точки на зависимости будут близки к GMWL [121].

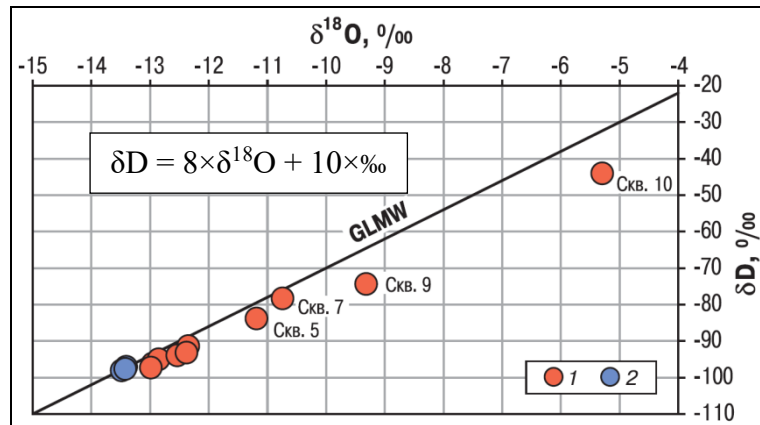


Рисунок 5.24 – Изотопный состав пластовых вод из добывающих (1) и нагнетательных (2) скважин

На Рисунке 5.24 представлено сопоставление данных, полученных на рассматриваемом участке, с GMWL. Из Рисунка видно, что по изотопному составу воды из скважины 9 и 10 существенно отличаются от GMWL. Это может быть объяснено наличием замкнутой системы и, соответственно, источника воды, не сообщающегося с основной частью нефтяного пласта. Как правило, увеличение содержания $\delta^{18}\text{O}$ в подземных водах обычно объясняется ионным обменом с кислородосодержащими породами, в основном силикатами.

Из Рисунка 5.24 видно, что изотопный состав пластовых вод скважин 5, 7, 9, 10 отличается от изотопного состава нагнетаемой воды. При этом для

данных скважин характерна зона выклинивания коллектора, т.е. зона малых толщин (Рисунок 5.25).

Также с учетом проведенных исследований построена карта распределения дейтерия в водах объекта исследования, представленная на Рисунке 5.25.

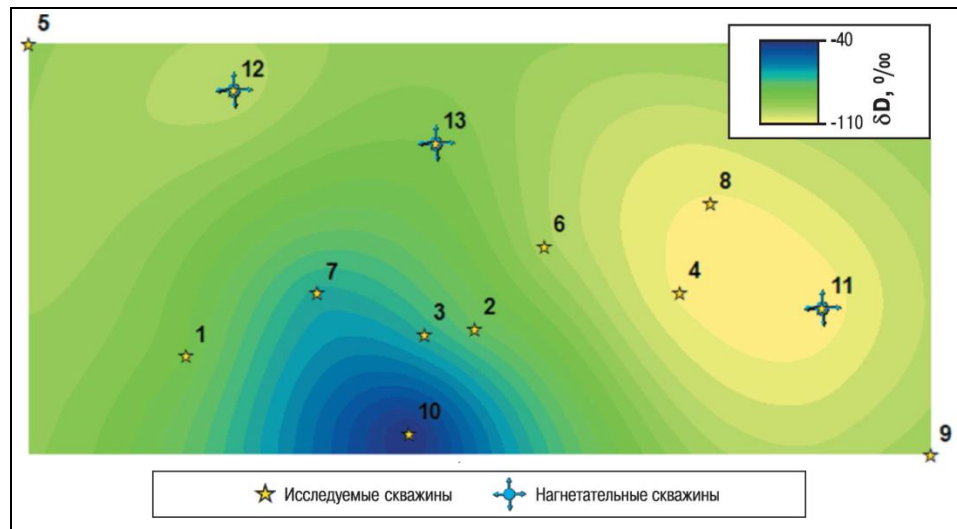


Рисунок 5.25 – Карта распределения дейтерия

С учетом соответствия составов закачиваемой и добываемой вод, а также расстояний между скважинами получено распределение долей закачиваемой воды по добывающим скважинам (Таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Распределение доли закачиваемой воды по добывающим скважинам

Номер скважины	Содержание воды, %, поступившей из			
	пласта C1bb	скв. 11	скв. 12	скв. 13
1	52	0	38	10
2	65	10	0	25
3	54	0	0	46
4	36	64	0	0
5	84	0	0	0
6	57	0	0	43
7	86	0	0	14
8	57	43	0	0
9	95	5	0	0
10	100	0	0	0

Далее с целью оценки влияния нагнетательных скважин на окружающие добывающие проведен ретроспективный анализ показателей разработки. Для этого в качестве исходных данных использованы:

- дебит жидкости и нефти;
- обводненность;
- забойное давление (динамический уровень);
- пластовое давление (статический уровень).

Данная оценка проведена с помощью программного продукта Polygon и включает следующие основные этапы [121]:

1. Адаптация исходных забойных и пластовых давлений на основе исторических данных до организации системы ППД. На Рисунке 5.26 (а) показана адаптация добывающей скважины 8 до ввода нагнетательной скважины 11. Видно, что рассчитанные значения совпадают с исходными данными, а расхождение после начала закачки связано с влиянием нагнетательной скважины.

2. Адаптация с учетом влияния системы ППД. Из Рисунка 5.26 (б) видно, что в этом случае расчетные данные лучше согласуются с фактическими после ввода нагнетательной скважины.

3. Оценка влияния системы ППД путем вычитания модельных значений забойного давления.

Стоит отметить, что при реализации данного подхода могут возникнуть следующие особенности и сложности:

- редкие замеры давления и дебитов в скважине; большой разброс показаний давления, связанный с погрешностью его оценки с помощью замера динамического уровня жидкости в стволе с помощью эхолота и т.д.;
- влияние соседних добывающих скважин занижает оценку влияния нагнетательных, т.к. данный подход не учитывает изменение режимов всех окружающих скважин;
- проведение ГТМ, увеличивающих продуктивность скважин, может несколько завысить оценку влияния (например, наибольшее влияние

оказывает доперфорация пластов, т.к. изменяется не только продуктивность скважины, но и пластовое давление).

Так, в результате ретроспективного анализа количественно оценено влияние закачки на давление в области дренирования добывающих скважин (Рисунок 5.27). Из Рисунка 5.27 видно, что нагнетательные скважины оказывают влияние на большее количество добывающих скважин. При этом наибольшее влияние выявлено от скважины 11 на скважину 8, также высокое влияние отмечается от скважины 13 на скважины 18, 6, 2. Нагнетательная скважина 13 имеет наибольшее суммарное влияние на добывающие, что связано с максимальной накопленной закачкой по данной скважине (Рисунок 5.27).

В ряде добывающих скважин не выявлено влияния закачки воды в нагнетательные скважины 12, 13, 11:

- в скважине 7 геохимическими методами не выявлено влияния закачиваемой воды от нагнетательных скважин 12 и 13;

- в скважине 10 выявлена застойная зона водообмена, не сообщаемая с основной частью пласта и нагнетаемой водой, также не обнаружено существенного влияния от ППД, вся история эксплуатации скважины (дебит, забойное и пластовое давление) достаточно хорошо адаптируются при наличии границ области дренирования;

- в скважине 5 преобладает влияние нагнетательной скважины, которая не включена в анализ и находится севернее данного участка, существенного влияния скважины 12 не установлено как геохимическими методами, так и при ретроспективном анализе.

Стоит отметить, что по большинству скважин наблюдается достаточно быстрая реакция на начало закачки, что связано со сравнительно высокой проницаемостью пласта, его небольшими толщинами и небольшими расстояниями между нагнетательными и добывающими скважинами. Исключением является скважина 9, для которой наблюдается влияние от нагнетательной скважины 11 с достаточно долгим запозданием.

Геохимический состав воды из скважины напротив свидетельствует о различии добываемой и закачиваемой вод. С этим может быть связан долгий отклик вследствие ухудшенной проницаемости в направлении скважины 9 и отсутствия прорывов воды.

Таким образом, комплексирование результатов геохимических исследований с историческими данными эксплуатации позволили оптимизировать режимы работы нагнетательных скважин и подготовить первоочередные рекомендации по улучшению энергетического состояния залежи и увеличения добычи нефти.

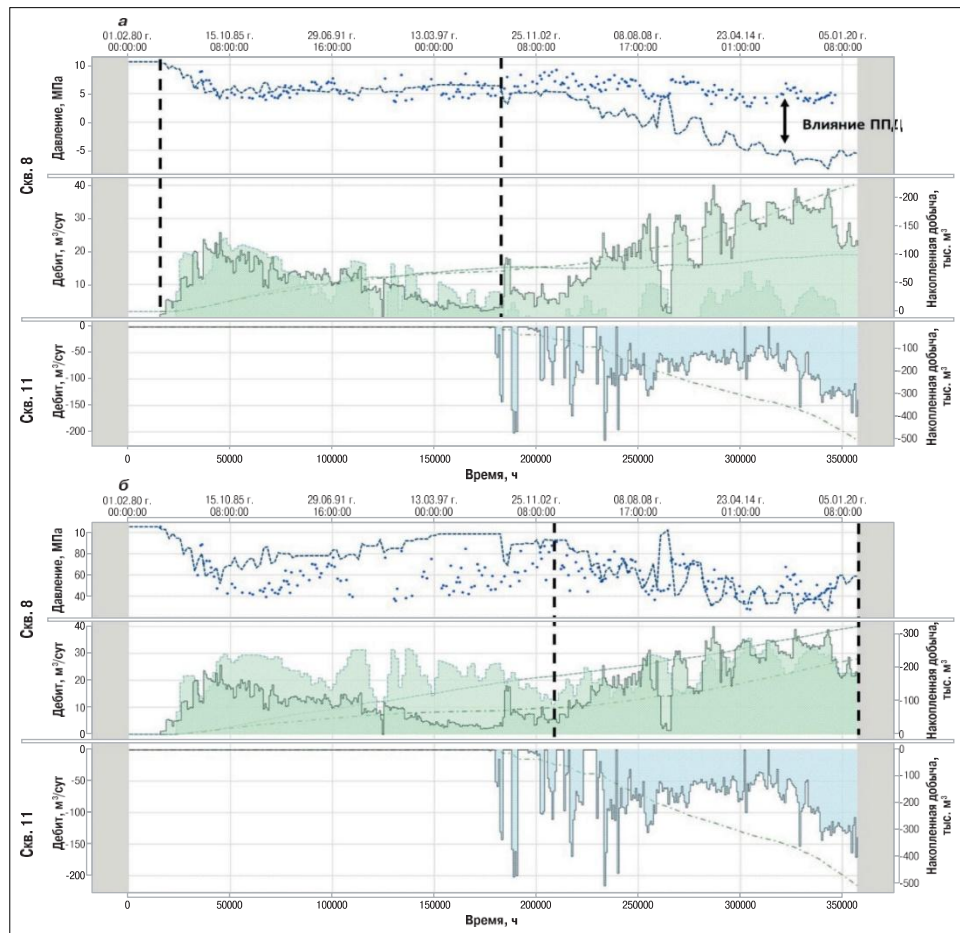


Рисунок 5.26 – Оценка влияния нагнетания при адаптации без влияния системы ППД (а) и с учетом влияния (б)

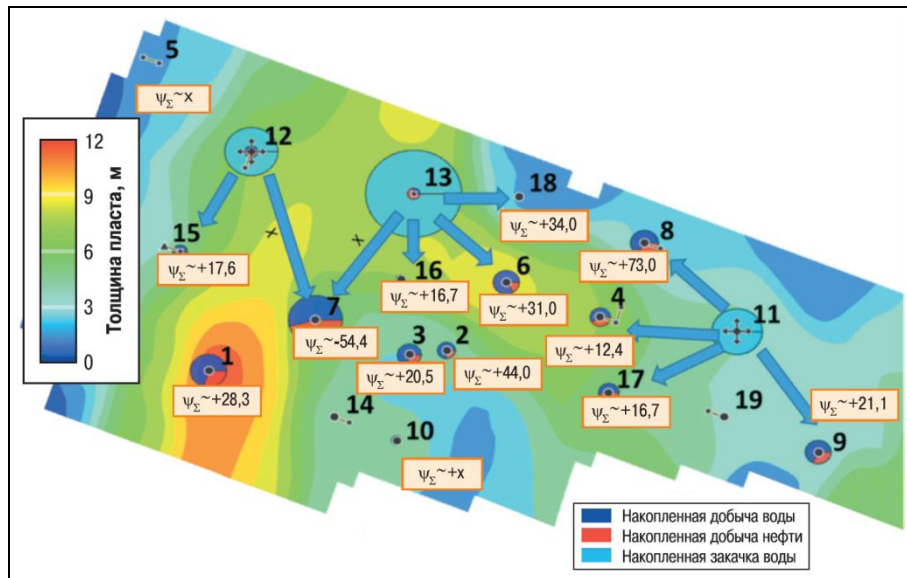


Рисунок 5.27 – Результаты ретроспективного анализа (ψ – влияние системы ППД за весь период эксплуатации скважины, 10^{-1} МПа)

5.4 Перспективы применения интегрированного моделирования при формировании рекомендаций по повышению эффективности текущей системы разработки

В 5.4 приведены результаты, полученные в работе [209].

Согласно данному труду [209], создание и применение интегрированных моделей (ИМ) при разработке месторождений является актуальной и перспективной темой в отечественной нефтяной отрасли.

ИМ позволяет описать полный цикл прохождения добываемой продукции с учетом всех ограничений как технико-технологического, так и физического характера. Поэтому данная модель позволяет более подробно описать и отобразить большинство особенностей моделируемых процессов. Совместное одновременное моделирование подземной и наземной инфраструктуры в сочетании с анализом рисков позволяет решать задачи разработки на качественно новом уровне.

Задачами, которые решаются с помощью ИМ, являются:

- оценка потенциально возможной добычи с учетом ограничений всех компонент модели;

- прогноз добычи для различных сценариев развития месторождения;
- идентификация «узких мест»;
- подбор внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- определение регулирующих параметров;
- виртуальные замеры;
- управление разработкой в оперативном режиме.

ИМ относится к типу сложных моделей. Поэтому объем необходимой исходной информации весьма значителен. Одним из основных и важнейших этапов создания и настройки ИМ является этап сбора и верификации необходимой информации.

Далее приведены результаты внедрения ИМ на двух месторождениях Урало-Поволжья.

Месторождение 1 характеризуется высоковязкой нефтью. При этом коллекторы продуктивных отложений являются высокопроницаемыми. По состоянию на дату изучения большинство скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), работают в периодическом режиме.

Так, создание ИМ включало следующие этапы [209]:

- создание геологической модели залежей нефти месторождения;
- создание PVT-моделей флюидов;
- создание и адаптация ГГДМ;
- создание и настройка моделей скважин, включая внутрискважинное оборудование;
- создание и настройка модели системы сбора и транспорта продукции.

В процессе построения трехмерной геологической модели выявлено, что месторождение имеет большую площадь распространения нефтенасыщенных коллекторов в отличие от ранее принятого строения. Это определило следующие основные задачи ИМ:

- формирование оптимальной сетки скважин, определение точек бурения новых скважин;

- создание и развитие системы ППД;
- разработка графика бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин;
- подбор глубинного насосного оборудования;
- формирование новой поверхностной инфраструктуры;
- определение пропускной способности действующей системы сбора и транспорта и формирование вариантов ее развития.

В ходе создания ИМ решение стратегических задач развития месторождения дополнялось оперативными решениями по работе действующего фонда скважин; уточнялись режимы работы скважин; определялись условия для перевода скважин в стационарный режим за счет регулирования работы насосного оборудования [209].

При этом моделирование бурения новых скважин и формирование системы разработки с ППД происходило при наличии ряда условий и ограничений:

- вязкость нефти имеет сильную зависимость от температуры;
- возможно образование высоковязких эмульсий при росте обводненности добываемой продукции скважин;
- буферное и линейное давление не должно превышать предельного значения в 40 атм;
- поверхностные источники воды отсутствуют, поэтому система ППД формируется за счет внутрискважинной перекачки воды, что накладывает ограничение на размещение проектных нагнетательных скважин.

На Рисунке 5.28 представлена построенная модель системы сбора и транспорта с учетом новых проектных скважин.

На основе данной схемы выявлено существенное снижение прогнозных отборов жидкости относительно потенциала залежи, определенного на основе ГГДМ.

В связи с этим был введен показатель отклонения k от потенциала месторождения за счет влияния системы сбора и транспорта в следующем виде [209]:

$$k = \frac{q_{\text{ж}}^{\text{ССТ}} - q_{\text{ж}}^{\text{ГДМ}}}{q_{\text{ж}}^{\text{ССТ}}}, \quad (5.1)$$

где $q_{\text{ж}}^{\text{ССТ}}$ – текущие отборы жидкости с учетом влияния системы сбора и транспорта;

$q_{\text{ж}}^{\text{ГДМ}}$ – отборы жидкости по ГГДМ (потенциал залежи).

На основе данного показателя отклонения выявлено, что объемы добычи, обеспечиваемые пластовой системой и прогнозируемые по ГГДМ, ограничиваются со стороны модели скважин и системой сбора (Рисунок 5.29).

В связи с этим устранение выявленных ограничений посредством изменения элементов действующей системы сбора и транспорта продукции стало ключевой задачей комплексного моделирования.

Так, основные направления трансформации системы сбора и транспорта, ориентированные на увеличение пропускной способности, были сформулированы следующим образом:

- устранение «узких мест» в действующей системе сбора и транспорта;
- снижение давления в системе за счет организации дожимной насосной станции (ДНС);
- снижение объемов прокачиваемой жидкости за счет сброса воды на установке предварительного сброса воды (УПСВ).

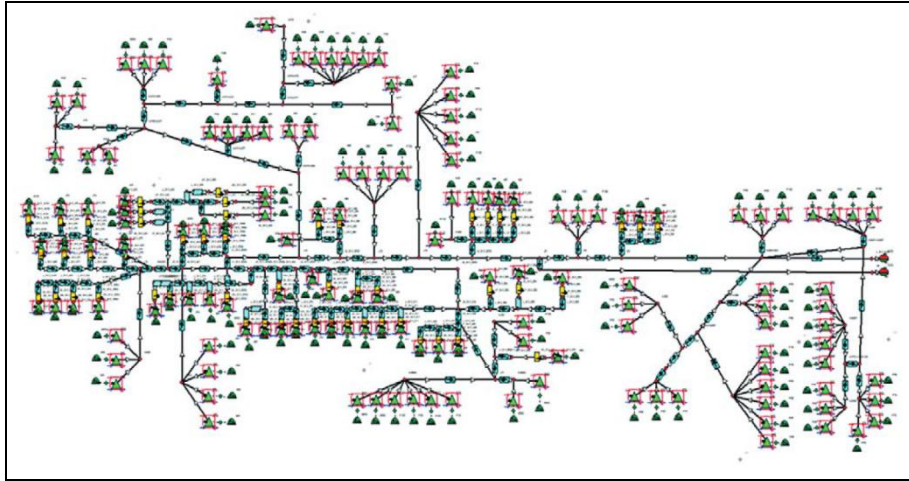


Рисунок 5.28 – Схема системы сбора и транспорта продукции месторождения 1

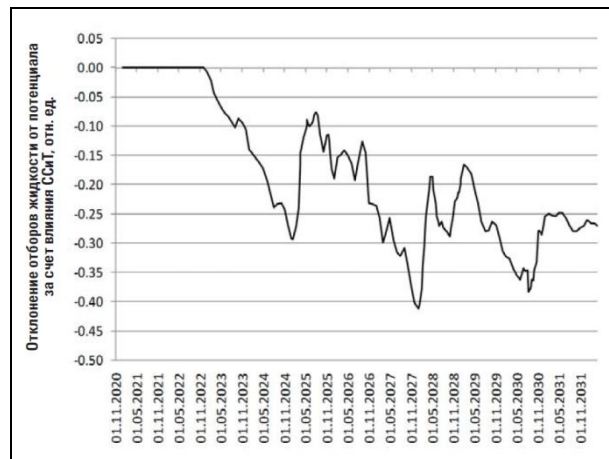


Рисунок 5.29 – Влияние системы сбора и транспорта на потенциал залежи

Стоит отметить, что сформулированные задачи являлись результатом решения многокритериальной оптимизационной задачи, в рамках которой варьировались инфраструктурные элементы системы сбора и транспорта, а также режимы работы скважин. Это позволило сформировать оптимальные варианты организации системы сбора и транспорта, позволившие максимально полно реализовать потенциал месторождения [209].

Месторождение 2, для которого была построена ИМ, относится к месторождениям легкой нефти с большим газосодержанием. Продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами. На месторождении

имеется небольшой фонд фонтанных скважин, добываемая продукция поступает на нефтеналивной пункт (ННП) и установку подготовки газа (УПГ). Месторождение состоит из нескольких залежей, приуроченных к одному продуктивному горизонту. Особенностью месторождения является то, что PVT-свойства и компонентный состав нефти на разных залежах существенно отличается.

В связи с этим при формировании ИМ поставлены следующие основные задачи:

- отразить в модели различие PVT-свойств пластовой нефти для залежей месторождения;
- определить потенциалы каждой залежи по объемам добычи нефти и газа;
- определить точки бурения новых скважин, оптимальное их число;
- определить период фонтанной эксплуатации скважин и необходимость их перевода на механизированный отбор.

При этом по данному месторождению имеется ряд ограничений, которые существенно влияют на фактические отборы нефти и газа [209]:

- ограниченность мощности нефтеналивного пункта;
- ограничение на добычу воды в связи с большими затратами на вывоз и утилизацию попутно добываемой воды;
- необходимость поддержки регламентного объема и состава газа, поступающего на УПГ.

Так, расчеты на ИМ позволили спрогнозировать основные проблемы разработки месторождения в ближайшей перспективе. К ним, прежде всего, относится завершение периода безводной эксплуатации месторождения и связанное с этим прекращение фонтанной эксплуатации части скважин. Для поддержания текущих уровней добычи нефти и газа, а также для ограничения объемов добываемой воды необходимо:

- бурение новых скважин;

- ограничение отборов флюидов на скважинах с растущей обводненностью добываемой продукции;
- перевод выбывающих из фонтанного режима скважин на механизированный отбор.

Так, для решения первой задачи на основе ГГДМ осуществлен выбор точек заложения новых скважин, определены их потенциалы и установлены оптимальные значения дебитов, позволяющие максимизировать период фонтанной эксплуатации новых скважин [209].

При решении второй задачи в условиях существующих ограничений определены скважины, для которых фонтанный режим из-за роста обводненности должен окончиться в ближайшее время. Для данных скважин рассмотрены различные уровни снижения отборов жидкости, что позволило несколько увеличить период фонтанирования и выполнить ограничения по отбору попутной воды. Кроме того, на части выбранных скважин выполнена численная оценка использования технологии селективной изоляции обводняющихся интервалов, что также способствовало увеличению фонтанного периода работы этих скважин.

Для целесообразности применения и перевода скважин на механизированный отбор в ИМ создавались скважины-дублиеры фонтанных скважин с установленным глубинным насосным оборудованием (ГНО), которые подключались после отключения фонтанных скважин (Рисунок 5.30).

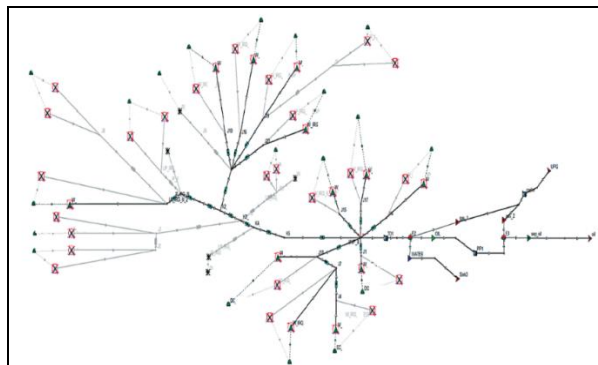


Рисунок 5.30 – Схема интегрированной модели с переводом фонтанных скважин на мехотбор (месторождение 2)

Расчеты показали, что перевод фонтанных скважин на мехотбор позволит увеличить накопленные отборы нефти почти на 25 %, а накопленный чистый дисконтированный доход – более чем на 26 %, что свидетельствует о технологической и экономической эффективности [209].

Для формирования стратегии доработки месторождения рассмотрены 10 вариантов, которые позволили выявить некоторые нижеследующие особенности дальнейшей эксплуатации месторождения.

Технологические показатели разработки крайне чувствительны к ограничениям по добыче воды, которые фактически снижают потенциал отбора углеводородов. Предложено организовать на месторождении сброс воды. Для этого выбрана скважина и водоносный горизонт. Расчеты показали, что организация сброса воды позволит увеличить доход почти на 20 % [209].

Накопленные и текущие отборы нефти и газа сильно зависят от времени начала бурения новых скважин. Согласно расчетам [209], месторождение вступает в стадию интенсивного обводнения добываемой продукции, что сопровождается как снижением отборов нефти, так и выбытием скважин из фонтанного фонда. В такой ситуации поддержание уровней добычи возможно только за счет вовлечения в разработку новых нефтенасыщенных объемов. Расчеты показали, что задержка с бурением новых скважин на четыре года снизит экономический эффект на 15 %.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- применение ИМ позволяет повысить достоверность прогноза технологических показателей разработки с учетом инфраструктурных ограничений;
- для рассматриваемых месторождений создание ИМ, учитывающей все элементы цепочки добычи углеводородов и контролирующего композиционный состав попутного добываемого газа, позволяет дать долгосрочные прогнозные расчеты по добыче для проектирования наземной инфраструктуры, а также оценить период естественного

фонтанирования и перевода скважин на механизированный способ добычи;

- выполнена оптимизация режимов работы скважин с целью поддержания нужного компонентного состава газа, выделяемого на ступенях сепарации, и определены участки трубопроводов, в которых существует риск образования гидратов.

Выводы к главе 5

1. Представлен методический подход по комплексному анализу промысловых данных, основанных на использовании различных диагностических метрик, одного из длительных разрабатываемых нефтяных месторождений Урало-Поволжья.

2. Разработана методика определения оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, которая включает в себя определение параметров эффективности работы нагнетательных скважин в виде статистических оценок их взаимодействия с окружающими добывающими скважинами, выбор нагнетательных скважин с низкой эффективностью воздействия на пласт и поиск оптимального объема закачки для этих скважин с целью получения максимального прироста добычи нефти.

3. Рассмотрены результаты реализации комплексной технологии анализа взаимного влияния нагнетательных и добывающих скважин участка одного из месторождений в Республике Татарстан. Суть комплексной технологии заключается в последовательном проведении поскважинной геохимической съемки образцов устьевых проб, анализе данных о закачке, отборах и давлении в пласте, использовании полученных результатов в геологической и гидродинамической моделях. Отмечено, что преимуществом предложенной совместной технологии исследования по сравнению с другими методами является совмещение результатов геохимической съемки и ретроспективного анализа, являющихся недорогими и оперативными

методами изучения, что позволяет своевременно совершенствовать существующие геологические и гидродинамические модели, выявлять зоны месторождения с недостаточно изученным геологическим строением и значительно снижать риски при проведении геолого-технических мероприятий.

4. Показаны перспективы использования интегрированного моделирования при формировании мероприятий по повышению выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений. Отмечено, что данное моделирование позволяет проанализировать полный цикл производственных процессов, повысить достоверность прогноза уровней добычи с учетом геолого-физических и технологических ограничений, а также выявить возможные осложнения в процессе эксплуатации месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате обзора и анализа современного уровня научно-практического опыта в области повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выявлено, что для обеспечения требуемых уровней добычи наиболее эффективными и перспективными являются такие технологии увеличения охвата воздействия на пласт, как бурение горизонтальных, многозабойных и многоствольных скважин, гидравлический разрыв пласта, бурение боковых горизонтальных скважин. Для достижения наибольшей технологической эффективности данных технологий необходимо их совершенствование и комплексирование с другими технологиями ограничения притока попутно добываемой воды.

2. Сформированы новые подходы построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей, учитывающие неоднородность структуры порового пространства и распределение относительной глинистости продуктивных пластов. Использование данных подходов при построении трехмерных моделей позволило повысить достоверность прогноза остаточных подвижных запасов и локализовать зоны повышенной плотности запасов для условий залегания терригенных пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода.

3. Разработаны новые методики и способы локализации остаточных запасов нефти истощенных месторождений, основанные на автоматической оценке и выделении отклонений величин маркеров «изобутан/бутан» и «пентан+гексан» в компонентном составе попутного нефтяного газа при проведении геохимических исследований; изучении и сопоставлении оптических свойств добываемой нефти с геолого-технологическими показателями разработки залежи; применении нейросетевых технологий при прогнозе остаточных запасов нефти в межскважинном пространстве.

4. По результатам детального анализа технологических показателей разработки и трехмерного гидродинамического моделирования определены эффективные условия проведения комплексной технологии бурения горизонтальной скважины и многостадийного гидравлического разрыва терригенных низкопроницаемых пластов верхнего отдела девонской системы Южно-Татарского свода. В результате апробации предложенных рекомендаций на одном из нефтяных месторождений данного тектонического элемента получены промышленные притоки нефти от 7,8 до 18,5 т/сут.

5. Разработан способ увеличения темпов отбора остаточных запасов нефти из пластов при ПАВ-полимерном заводнении, основанный на проведении гидравлического разрыва пласта в добывающей скважине при снижении дебита нефти от максимального исторического значения на 12,5 %. При фактической реализации предложенного способа получено увеличение дебита нефти с 3,5 до 8,5 т/сут, что в дополнительной (к эффекту от ПАВ-полимерного заводнения) накопленной добыче нефти составляет 1 400 т за 3 года.

6. По результатам изучения геологического строения и анализа технологических показателей разработки предложено решение по конструкции нижнего заканчивания многозабойных скважин с автономными устройствами контроля притока. Для достижения наибольшей эффективности подобраны оптимальные параметры сегментации основного горизонтального ствола многозабойной скважины для рассматриваемых геолого-промысловых условий залегания бобриковского горизонта Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины.

7. Предложен комплекс последовательных теоретических и технологических инструментов оценки контроля за текущим состоянием разработки истощенных нефтяных месторождений, основанные на построении диагностических метрик, статистических оценок

технологических показателей разработки и проведении геохимических исследований проб добываемой продукции скважин.

8. Изучены и оценены перспективы использования интегрированного моделирования при формировании мероприятий по повышению выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений. Выявлено, что данное моделирование позволяет проанализировать полный цикл производственных процессов, повысить достоверность прогноза уровней добычи с учетом геолого-физических и технологических ограничений, а также выявить возможные осложнения в процессе эксплуатации месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулмазитов, Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.17 / Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович. – Уфа, 2004. – 56 с.
2. Андреев, В.Е. Комплексное геолого-технологическое обоснование и прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 05.15.06 / Андреев Вадим Евгеньевич. – Тюмень, 1998. – 47 с.
3. Дзюбло, А.Д. Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов: Автореферат диссертации д-ра геол.-минер. наук: 25.00.12 / Дзюбло Александр Дмитриевич. – Москва, 2009. – 51 с.
4. Билибин, С.И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.10 / Билибин Станислав Игоревич. – Москва, 2012. – 45 с.
5. Базаревская, В.Г. Перспективы поисков залежей нефти в отложениях алексинского горизонта: Автореферат диссертации канд. геол.-минер. наук: 25.00.12 / Базаревская Венера Гильмеахметовна. – Уфа, 2004. – 20 с.
6. Дмитриевский, А. Н. Цифровая модернизация нефтегазодобычи: инструменты и индикаторы развития / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, А. Д. Черников // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 1(102). – С. 44-47. – DOI 10.24412/2076-6785-2024-1-44-47. – EDN CEZTYD.
7. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ИПЦ «МАСКА», 2009. – 376 с.
8. Каневская, Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1998. – 40 с.

9. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований. – 2002. – 140 с.

10. Котенев, Ю.А. Научно-методические основы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти с применением методов увеличения нефтеотдачи: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.17 / Котенев Юрий Алексеевич – Уфа, 2004. – 48 с.

11. Максимов, С.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П. Максимов. – М.: Недра, 1969. – 801 с.

12. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.

13. Мухаметшин, Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: Автореферат диссертации д-ра геол.-минер. наук: 25.00.12, 25.00.17 / Мухаметшин Рустам Закиевич. – М.: ИГиРГИ, 2006. – 51 с.

14. Низаев, Р.Х. Развитие технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяных месторождений на основе геолого-технологического моделирования: Автореферат диссертации ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Низаев Рамиль Хабутдинович. – Бугульма, 2010. – 50 с.

15. Управление разработкой месторождений углеводородов на основе геохимических исследований добываемой продукции / М. С. Шипаева, А. Старцева, Д. Нургалиев [и др.] // Российская отраслевая энергетическая конференция: Сборник материалов конференции, Москва, 03–05 октября 2023 года. – Москва: ООО «Геомодель», 2023. – С. 452-463.

16. Султанов, Ш.Х. Геотехнологические основы регулирования разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами:

Автореферат диссертации ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Султанов Шамиль Ханифович – Уфа, 2009. – 48 с.

17. Влияние глинистости пласта–коллектора на его физикогидродинамические характеристики / А.Г. Телин, И.М. Салихов, Р.Ш. Тахаутдинов и др. // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 11. – С. 20-24.

18. Токарев, М.А. Оценка и использование характеристик геологической неоднородности продуктивного пласта / М.А. Токарев. – Уфа: Изд-во УНИ, 1983. – 66 с.

19. Комплексный геолого-технологический анализ разработки нефтяных месторождений, характеризующихся различными геолого-физическими и физико-химическими условиями пластовых систем / Ш. Х. Султанов, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, Н. Ш. Хайрединов // Нефтегазовое дело. – 2008. – Т. 6, № 1. – С. 22-28.

20. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

21. Проблемы геологического моделирования залежей в старых нефтедобывающих регионах / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова, Н.А. Бадрутдинова // Тр. ТатНИПИнефть. – 2012. – Выпуск № LXXX. – С. 7-10.

22. Шустер, В.Л. Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии / В.Л. Шустер, С.А. Пунанова // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 14-18.

23. Абдулмазитов, Р.Г. и др. Эффективность разработки месторождений ОАО «Татнефть» при нестационарном заводнении // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №10. – С. 37-44.

24. Базив В.Ф. Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 396 с.

25. Боксерман, А.А. Повышение нефтеотдачи – важная составляющая производственной программы ОАО «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №8. – С.18-21.

26. Бриллиант Л.С. и др. Результаты опытно-промышленных работ ОАО "НК Черногорнефтеотдача" по увеличению нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №10. – С.37-44.

27. Галеев Р.Г. и др. Результаты и перспективы применения новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №7. – С.14-17.

28. Гавура В.Е. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М: Недра. – 1996.

29. Газизов А.Ш. Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами//Нефтяное хозяйство. –1992. –№1. – 20-22.

30. Дыбленко В.П. и др. Повышение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами с использованием физических методов в поле нестационарного заводнения // Нефтяное хозяйство. –2005. – №4. – С. 76-79.

31. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №1. – С.58-61.

32. Ибатуллин Р.Р. и др. Применение нестационарного заводнения на нефтяных месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2003. –№8. – С.54-57.

33. Ибатуллин Р.Р. и др. Применение современных микробиологических технологий увеличения нефтеотдачи пластов на объектах НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №7. – С.42-45.

34. Каневская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №5. –С.96-100.

35. Каневская Р.Д., Ершов Т.Б., Вольнов И.А. Оценка перспектив доразработки Вятской площади Арланского месторождения на основе геолого-технической модели: Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии: Материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) 4-5 декабря 2007 года: Сборник докладов. - М.: НП НАЭН, 2008. –С.40-45.

36. Козловский Е.А., Боксерман А.А. Увеличение отдачи нефтяных месторождений как стратегия оптимального воспроизводства нефтедобычи//Промышленные ведомости. –2005. – №11.

37. Лутфуллин А.А. Боковые стволы как способ увеличения нефтеотдачи месторождений// Бурение и Нефть. – 2007. –№11. – С.40-42.

38. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России// Бурение и Нефть. –2009. – №1. – С.6-9.

39. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1965. – 488 с.

40. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.1. – 490 с.

41. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред.проф. Муслимова Р.Х.. – В 2-х томах. – Т.2. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 316 с.

42. Сургучев М.Л. Влияние параметров сетки эксплуатационных скважин на нефтеотдачу неоднородно-слоистых пластов // Нефтяное хозяйство. – 1962. – № 5. – С.31-38.

43. Сургучев М.Л., Гомзиков В.К., Семин Е.И. Разработка месторождений и нефтеотдача // Геология нефти и газа. –1989. – № 7. – С.28-31.

44. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. – М: Недра, 1991. – 347 с.

45. Хасанов М.М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» с применением гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3.

46. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Юсупов И.Г. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. – С.46-48.

47. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. – SPE-117410-PP., 2008.

48. Шпуров И.В., Разуменко В.Е., Горев В.Г., Шарифуллин Ф.А. Анализ эффективности разработки залежей нефти Самотлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №10. – С.50-53.

49. Шпуров И.В. и др. Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов Самотлорского месторождения//Нефтяное хозяйство. – 1997. – №10. – С. 27-32.

50. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №6. – С.26-29.

51. Shandrygin A.N., Lutfullin A.A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia”// Paper SPE115712-PP presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21-24 September.

52. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения: Автореферат диссертации ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Бакиров Ильшат Мухаметович – Бугульма, 2012. – 50 с.

53. Владимиров, И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И.В. Владимиров. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2004. – 216 с.

54. Геолого-технологические особенности горных пород и гидравлического разрыва пласта / Р.З. Нургалиев, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, А.А. Рахматуллин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – 240 с.

55. Гилаев, Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложно построенных месторождениях: Автореферат диссертации ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Гилаев Гани Гайсинович. – Тюмень, 2004. – 65 с.

56. Жданов, С.А. Трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Жданов // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 8. – С. 5-8.

57. Желтов, Ю.П. Деформация горных пород / Ю.П. Желтов. – М.: Недра. – 1966. – 198 с.

58. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра. – 1975. – 207 с.

59. Использование геостатистических методов при изучении геологического строения сложных объектов нефтедобычи / Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, А.Б. Янкин // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1(21). – С. 1-16.

60. Использование метода определения абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта в промысловых условиях / Н.Л. Черковский, Г.А. Бахтияров, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 52-54.

61. Использование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов на месторождениях нефти Урало-Поволжья / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, Т.Р. Вафин // Нефтяная провинция. – № 4 (24). – 2020. – С. 72-89.

62. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт / В.В.

Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ш.Х. Султанов, Р.Т. Ахметов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 46-51.

63. Ларочкина, И.А. Геологические основы поисков и разведки залежей нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан / И.А. Ларочкина. – Казань: ПФ ГАРТ, 2008. – 210 с.

64. Литолого-фациальный анализ продуктивных пластов терригенного девона Алексеевского месторождения / Р.Х. Гильманова, А.А. Махмутов, Т.Р. Вафин, А.Ф. Егоров // Нефтяная провинция. – 2020. – № 3 (23). – С. 54-67.

65. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1996. – 206 с.

66. 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.

67. Махмутов, А.А. Интенсификация выработки запасов повышением адресности мероприятий за счет уточнения распределения свойства пласта: Автореферат диссертации канд. техн. наук: 25.00.17 / Махмутов Алмаз Аксанович – Бугульма, 2015. – 24 с.

68. Махмутов, А.А. Интенсификация выработки запасов повышением адресности мероприятий за счет уточнения распределения свойства пласта: диссертация кандидата техн. наук: 25.00.17 / Махмутов Алмаз Аксанович – Бугульма, 2015. – 110 с.

69. Махмутов, А.А. Развитие научно-методических основ геологического обоснования разработки нефтяных месторождений сложного строения: Автореферат диссертации доктора геол.-минер. наук: 25.00.12 / Махмутов Алмаз Аксанович. – Уфа, 2022. – 48 с.

70. Махмутов, А.А. Развитие научно-методических основ геологического обоснования разработки нефтяных месторождений сложного

строения: диссертация доктора геол.-минер. наук: 25.00.12 / Махмутов Алмаз Аксанович. – Уфа, 2022. – 347 с.

71. Махмутов, А.А. Исследование методики обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости / А.А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 3. – С. 24-27.

72. Михайлов, Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра. – 1992. – 270 с.

73. Мищенко, И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк. – М.: Недра, 1996. – 190 с.

74. Мищенко, И.Т. Эксплуатация скважин и добычи нефти из обводнившихся месторождений: учебное пособие ВУЗов / И.Т. Мищенко. – М.: РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2015. – 431 с.

75. Мулявин, С.Ф. Научно-методическое обоснование проектирования разработки малых залежей нефти и газа / С.Ф. Мулявин, А.Н. Лапердин, А.В. Бяков. – СПб: Недра, 2012. – 300 с.

76. Мулявин, С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений / С.Ф. Мулявин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 204 с.

77. Мухаметшин, В.Ш. Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей при решении задач разработки / В.Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 84 с.

78. Насыбуллин, А.В. Создание и исследование методов проектирования, анализа и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.17 / Насыбуллин Арслан Валерьевич – Бугульма, 2012. – 50 с.

79. Некоторые приемы по реликвидации скважин на примере Алькеевской площади / И.Р. Мухлиев, Л.Р. Сагидуллин, А.Г. Миннуллин,

А.А. Махмутов, Р.Г. Сарваретдинов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2018 – №. 7 – С. 23-28.

80. О характере распространения глин в разнородных по проницаемости песчаных коллекторах и их влияние на приемистость и приток жидкости к забою скважин по Вахитовскому месторождению / А.Н. Елисеев, С.А. Урусов, В.А. Лепихин, А.А. Махмутов, А.М. Тупицин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 42-46.

81. Опыт моделирования куба нефтенасыщенности в неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам на поздней стадии разработки / И.И. Бакиров, А.А. Махмутов, А.Г. Миннуллин, В.Г. Уметбаев, А.Г. Талалай, А.С. Беляева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 69-70.

82. Оценка распространения коэффициента вытеснения нефти по площади в неоднородных пластах / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, Р.З. Нургалиев, В.А. Ленский, М.А. Токарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 59-61.

83. Оценка эффективности ГРП с учетом образованных геологических тел / Р.З. Нургалиев, Р.И. Галлямов, А.А. Махмутов, Е.В. Корнев, А.Н. Астахова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 57-62.

84. Потенциальные возможности добычи нефти из некондиционных коллекторов / И.Р. Сафиуллин, А.А. Махмутов, Р.Г. Сарваретдинов, Е.В. Корнев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 6. – С. 29-31.

85. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант // Известия Томского Политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – № 6. – С. 140-147.

86. Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья / ФБУ «ГКЗ». – Москва, 2014. – 100 с.

87. 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.

88. Салимов, О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов нефтяных месторождений Татарстана: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.17 / Салимов Олег Вячеславович – Бугульма, 2017. – 49 с.

89. Совершенствование методики построения карты проницаемости с учетом неоднородности пластов / Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов, А.А. Амиров, И.Г. Хамитов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 4. – С. 26-29.

90. Совершенствование методики построения куба проницаемости с учетом неоднородности пластов при трехмерном моделировании / А.А. Махмутов, Р.Х. Гильманова, Р.Г. Сарваретдинов, В.Н. Кожин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – № 4. – С. 26-28.

91. Способ определения поправок абсолютных отметок в наклонных скважинах и водонефтяного контакта многопластового месторождения / М.А. Кузнецов, Н.Л. Черковский, Г.А. Бахтияров, Р.Г. Сарваретдинов, А.А. Махмутов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 49-51.

92. Способ оценки послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости в условиях недостаточной информативности / Р.Х. Халимов, Р.З. Нургалиев, А.А. Махмутов, Н.И. Хисамутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 56-58.

93. Технологии интенсификации отбора нефти из истощенных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, Д.К. Сагитов, Р.Х. Гильманова, Т.Р. Вафин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2015. – 312 с.

94. Хисамов, Р.С. Моделирование разработки нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 256 с.

95. Хисамутдинов, Н.И. Проблемы сохранения продуктивности скважин и нефтенасыщенных коллекторов в заключительной стадии разработки / Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, Т.Г. Казакова. – СПб: Недра, 2007. – 232 с.

96. Хисамутдинов, Н.И. Разработка нефтяных месторождений / Н.И. Хисамутдинов, Г.З. Ибрагимов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т. I. – 240 с.; Т. II. – 272 с.; Т. III. – 149с.; Т. IV – 263 с.

97. Щелкачев, В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча - история развития, современное состояние и прогнозы: монография / В.Н. Щелкачев. – М.: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 128 с.

98. Economides, J.M. Reservoir stimulation / J.M. Economides, K.I. Nolte. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.

99. Hubbert M.K., Willis D.G. Mechanics of hydraulic fracturing//Petroleum Trans. AIME. – 1957. – Vol. 210. – P.153-168.

100. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломец, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 127 с.

101. Статья 333.45 главы 25.4 Налогового кодекса,

102. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 (ред. от 06.10.2020) "Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья" (Зарегистрировано в Минюсте России 02.10.2019 N 56103).

103. В Башкирии в 2021 г. стали добывать на 8% больше сырой нефти // Neftegaz.ru. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/738540-v-bashkirii-v-2021-g-stali-dobyvat-na-8-bolshe-syroy-nefti/> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

104. Глубина мысли. «Башнефть» на треть нарастила эксплуатационное бурение в Башкирии // Mkset.ru. – URL: <https://mkset.ru/news/2021-02-03/glubina-mysli-bashneft-na-tret-narastila-ekspluatatsionnoe-burenie-v-bashkirii-1877941?ysclid=m3xzbgn3602960462>

(дата обращения: 20.11.2024 г.).

105. Арланское месторождение / Energybase.ru. – URL: <https://energybase.ru/oil-gas-field/arlanskoe> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

106. «Башнефть» на треть нарастила эксплуатационное бурение / Роснефть. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/subsidiaries/item/204903> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

107. За 4 года «Башнефть» построила более 180 горизонтальных скважин на Арланском месторождении. – URL: <https://nangs.org/news/upstream/za-4-goda-bashneft-postroila-bolee-180-gorizontalnyh-skvazhin-na-arlanskom-mestorozhdenii> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

108. Специализированный журнал «Бурение&нефть». – URL: <https://burneft.ru/main/news/36020> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

109. Лутфуллин, А.А. Технологии повышения коэффициента извлечения нефти из неоднородных пластов при заводнении на стадии проектирования: Автореферат диссертации канд. техн. наук: 25.00.17 / Лутфуллин Азат Абузарович. – Москва, 2009. – 23 с.

110. Лутфуллин, А.А. Технологии повышения коэффициента извлечения нефти из неоднородных пластов при заводнении на стадии проектирования: диссертация канд. техн. наук: 25.00.17 / Лутфуллин Азат Абузарович. – Москва, 2009. – 143 с.

111. Хакимзянов, И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием: Автореферат диссертации д-ра техн. наук: 25.00.17 / Хакимзянов Ильгизар Нургизарович. – Бугульма, 2012. – 50 с.

112. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой / Р. Ф. Якупов, В. Ш. Мухаметшин, А. Г. Малов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № 2. – С. 61-70.

113. Применение устройств контроля притока при разработке залежей нефти терригенных коллекторов на поздней стадии разработки / Р. Ф. Якупов, В. В. Мухаметшин, Э. Ф. Велиев [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2023. – № S2. – С. 115-124.

114. Объем бурения в России упал с рекордного уровня на фоне ограничений ОПЕК+ // Profinance service. – URL: <https://www.profinance.ru/news/2024/08/02/cd2m-obem-bureniya-v-rossii-upal-s-rekordnogo-urovnya-na-fone-ogranichenij-opek.html> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

115. Бурное развитие бурения: Россия наращивает ввод новых скважин // Сектор медиа. – URL: <https://sectormedia.ru/news/neftegazodobycha/burnoe-razvitie-bureniya-rossiya-narashchivaet-vvod-novykh-skvazhin/> (дата обращения: 20.11.2024 г.).

116. Газизов А.Ш. и др. Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 1998. №2. С. 12 – 14.

117. Лозин Е.В. и др. Разработка и внедрение осадкогелеобразующих технологий // Нефтяное хозяйство. 1996. №2. С. 39 – 41.

118. Патент № 2799218 С1 Российская Федерация, МПК E21В 47/10, E21В 49/08. Способ геохимического мониторинга оценки эффективности работы скважин после применения химических методов увеличения нефтеотдачи : № 2022133606 : заявл. 21.12.2022 : опубл. 04.07.2023 / М. С. Шипаева, Д. Ф. Мингазов, А. А. Шакиров [и др.] ; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Казанский (Приволжский) федеральный университет".

119. Совершенствование эффективности отбора нефти и поиск источника обводнения на многопластовых залежах геохимическими методами исследований добываемого флюида / М.С. Шипаева, И.А. Нуриев, Н.В. Евсеев [и др.] // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 4. – DOI: 10.18599/grs.2020.4.93-97.

120. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, Р.Л. Ибрагимов, В.А. Покровский. – Казань: ФЭН, 2009. – 254 с.

121. Определение взаимовлияния скважин на основе комплекса методов ретроспективного анализа 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. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-1-64-69.

122. Использование машинного обучения и методов оптимизации при долгосрочном планировании геолого-технических мероприятий в программном комплексе Epsilon / А. В. Насыбуллин, А. А. Дьяконов, М. И. Маннапов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 48-51. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-48-51.

123. Автоматизация литолого-фациального анализа на основе спектральной теории / М. М. Хасанов, Б. В. Белозеров, А. С. Бочков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 48-51.

124. Ахметов, Р. Т. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления / Р. Т. Ахметов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 52-56. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56.

125. Изучение динамики состава подвижной части остаточных запасов нефти бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения на основе хроматографических исследований / Р. С. Хисамов,

И. А. Гуськова, Л. Р. Шайхразиева, А. В. Насыбуллин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 118-121.

126. Мустафаев М.К., Султанов Ш.Х., Махмутов А.А., Котенев Ю.А., Манапов Т.Ф. Повышение достоверности трехмерной геологической основы объектов разработки сложного строения // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 4. – С. 8-16. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-5-8-16>.

127. 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(279). – С. 45-49.

128. Локализация остаточных запасов на зрелом месторождении с помощью технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания / Л. А. Зинуров, Р. А. Мингараев, А. А. Лутфуллин [и др.] // ГеоБайкал 2022 : Сборник материалов 7-й научно-практической конференции, Иркутск, 27 февраля – 03 2023 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2023. – С. 150-153.

129. Данилова, Т.Е. О строении пашийского горизонта Ромашкинского нефтяного месторождения [Текст] / Т.Е. Данилова, И.К. Байдова // Труды ТатНИИ. – 1965. – Вып. VIII – С. 17-26.

130. Муслимов, Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения [Текст] / Р.Х. Муслимов. – Казань: КГУ, 1979. – 300 с.

131. Муслимов, Р.Х. Перспективы прироста запасов на разрабатываемых месторождениях за счет локальных нефтеносных объектов на примере Ромашкинского месторождения [Текст] / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов // Доклады заседания «Круглого стола»: Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона. – Казань: Мастер Лайн, 2000. – С. 22-25.

132. Хисамов, Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений [Текст] / Р.С. Хисамов. – Казань: Мониторинг. 1996. – 288 с.

133. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

134. Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Раупов И.Р., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В.. Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения. // Георесурсы. – 2022. – 24(3). – С. 125-138. – <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11>

135. Методы маркерной диагностики для контроля разработки месторождения. Классификация, структурирование и терминология / А.Г. Камышников, А.А. Лутфуллин, А.Т. Зарипов, Ант.Н. Береговой, В.Ю. Воробьев // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 18-23. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-18-23>

136. Свидетельство RU 2021666760 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. «Программа определения областей вероятного источника геохимических маркеров» / Д.В. Шевченко, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, И.З. Фархутдинов. Заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021666191, заявл. 17.10.2021, опубл. 20.10.2021.

137. Свидетельство RU 2021666881 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. «Программа расчета коэффициента нефтеотдачи месторождений по различным методикам» / Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков, Р.И. Сафуанов, В.В. Карпенко, А.Н. Козлов, Т.С. Петров, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин. Заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021666207, заявл. 17.10.2021, опубл. 21.10.2021.

138. Свидетельство RU 2021667106 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. «Программа локализации остаточных запасов нефти на основе статистических и нейросетевых методов» / Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков, А.А. Заикин, Р.И. Сафуанов, С.А. Усманов, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, И.З. Фархутдинов. Заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021666210, заявл. 17.10.2021, опубл. 25.10.2021.

139. Свидетельство RU 2021668432 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. «Программа интерпретации геохимических спектров и расчета геохимических коэффициентов» / А.А. Заикин, А.И. Семенова, Р.А. Зинюков, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, И.З. Фархутдинов. Заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2021667602, заявл. 08.11.2021, опубл. 16.11.2021.

140. The integrated technology of residual reserves localization and profit increase on brownfields / A. Aslanyan, B. Ganiev, A. Lutfullin, I. Farhutdinov, D. Gulyaev, R. Farakhova, L. Zinurov, A. Nikonorova // Society of Petroleum Engineers - SPE Europepec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, EURO 2021: 82, Amsterdam, October 18–21, 2021. – Amsterdam, 2021.

141. Production performance analysis of volga-ural mature waterflood with PRIME diagnostic metrics / A. M. Aslanyan, B. G. Ganiev, A. A. Lutfullin, I.Z. Farhutdinov, M.Y. Garnyshev, R.R. Farakhova, A.N. Mustafina // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021, RPTC 2021, Virtual, Online, October 12–15, 2021. – Virtual, Online, 2021. – DOI 10.2118/SPE-206513-MS.

142. The approach for anomalous permeable zones detection in the sedimentary cover based on geomorphological analysis and gravimetric data / D. I. Khasanov, J. V. Gubaidullina, K. V. Rodionov, I.I. Bagmanov, D.K. Nurgaliev, A.A. Lutfullin // Horizontal Wells 2021: Challenges and Opportunities, HW 2021:

4, Challenges and Opportunities, Astrakhan, May 24–28, 2021. – Astrakhan, 2021. – P. 2154012. – DOI 10.3997/2214-4609.202154012.

143. Выявление и оценка целика остаточной нефти в площадной системе заводнения / Р. Н. Бурханов, А. А. Лутфуллин, И. В. Валиуллин, А. В. Максютин, И. Р. Раупов, И. М. Фаррахов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 25 ноября 2021 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2021. – С. 272-275.

144. Свидетельство RU 2020665077 Российская Федерация. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. «Программа определения коэффициентов влияния нагнетательных на добывающие скважины с использованием фильтра Калмана» / Д. К. Нургалиев, В. А. Судаков, А. А. Заикин, Р. И. Сафуанов, В. И. Гарифуллина, А. А. Лутфуллин, Б. Г. Ганиев. Заявитель и правообладатель ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина. – № 2020664218, заявл. 12.11.2020, опубл. 20.11.2020.

145. Core column filtration testing supplemented by measurements of oil optical properties / R. N. Burkhanov, I. I. Ibragimov, A. A. Lutfullin, A. V. Maksyutin // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020, Virtual, Online, October 26–29, 2020. – Virtual, Online, 2020.

146. Pressure maintains system optimization recommendations by integrated analysis of well-tests, logs and pulse-code interference tests / B. Ganiev, A. Lutfullin, I. Karimov, I. Muhliev, D. Gulyaev, R. Farakhova, L. Zinurov, R. Mingaraev, A. Aslanyan // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020, Virtual, Online, October 26–29, 2020. – Virtual, Online, 2020.

147. Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex of filtration, optical and field research / R. N. Burkhanov, I. I. Ibragimov, A. A. Lutfullin, A. V. Maksyutin // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian

Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020, Virtual, Online, October 26–29, 2020. – Virtual, Online, 2020.

148. Исследования оптических свойств нефти для разведки и контроля разработки месторождений / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан 2020. – 263 с.

149. Комплексное изучение залежи с целью локализации остаточных запасов / И. З. Фархутдинов, Б. Г. Ганиев, А. А. Лутфуллин, А.М. Асланян, Д.Н. Гуляев, Л.А. Зинуров, Р.А. Мингараев // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 203-208.

150. Влияние глинистости коллектора на оптические свойства добываемой нефти / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, И.В. Валиуллин, И.Р. Раупов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – Том 2 – С. 190-195.

151. Localization of the remaining reserves of R oilfield with pulse code pressure testing / A. Aslanyan, B. Ganiev, A. Lutfullin, L. Sagidullin, I. Karimov, I. Mukhliev, R. Farakhova, L. Gainutdinova, L. Zinurov // Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019, Bali, October 29–31, 2019. – Bali: Без издательства, 2019. – DOI 10.2118/196338-ms.

152. Assessing efficiency of multiwell retrospective testing MRT in analysis of cross-well interference and prediction of formation and bottom-hole pressure dynamics / A. Aslanyan, B. Ganiev, A. Lutfullin, M. Shvydenko, I. Karimov, D. Gulyaev, V. Krichevsky, R. Farahova, L. Zinurov // Society of

Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019, Moscow, October 22–24, 2019. – Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2019.

153. Распределение и разведка остаточных запасов нефти в заводненных пластах / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, И.И. Ибрагимов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов IV Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 16-18 октября 2019 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 42-48.

154. Оптические свойства нефтегазоконденсатных смесей / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – № 1. – С. 224-228.

155. Геолого-геофизические критерии успешности применения методов увеличения коэффициента охвата пластов / И.Т. Мищенко, А.А. Лутфуллин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 75-77.

156. Прогнозирование эффективности методов заводнения, термического и химического воздействия на пласт в бобриковских коллекторах / А.В. Насыбуллин, М.Г. Персова, А.А. Лутфуллин, Ю.Г. Соловейчик, Е.В. Орехов, Л.Р. Шайхразиева, Л.Г. Орехова, Д.А. Леонович, А.П. Сивенкова // SOCAR Proceedings. – No.2 (2024) 030-040.

157. 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. – № 4 (28). – Часть 2. – С. 343-352.

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

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

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

161. Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (кыновско-пашийский объект): Отчет ПАО «Татнефть», «ТатНИПИнефть». – Бугульма, 2022.

162. Стандарт интерпретации ГИС «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан», ОАО «Татнефть». – 2013 г. – 36 с.

163. Хусаинов, В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика): Автореф. дис. ...д-ра техн. наук: 25.00.17, 25.00.12. / Хусаинов Василь Мухаметович – Москва, 2011. – 50 с.

164. Исследования оптических свойств нефти при фильтрационных исследованиях керновой колонки / Р. Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, А.В. Максютин, Н.А. Чухновская // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 16-18 октября 2019 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. – С. 497-502.

165. Al-AbdulJabbar A. et al. Predicting formation tops while drilling using artificial intelligence //SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – OnePetro, 2018.

166. Hamam H., Ertekin T. A generalized varying oil compositions and relative permeability screening tool for continuous carbon dioxide injection in

naturally fractured reservoirs //SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – OnePetro, 2018.

167. Старовойтов В. Нормализация данных в машинном обучении //Информатика. – 2021. – Т. 18. – №. 3.

168. Rifai, A. P., Aoyama, H., Tho, N. H., Dawal, S. Z. M., & Masruroh, N. A. (2020). Evaluation of turned and milled surfaces roughness using convolutional neural network. Measurement, 161, 107860.

169. Tan, J., Li, S., Chen, J., Liu, C., & Wang, Y. (2021). Mineral prospectivity prediction via convolutional neural networks based on geological big data. Journal of Earth Science, 32(2), 327-347. NourEldeen, N., Mao, K., Shi, J., Li, Z., Xu, T., & Yuan, Z. (2019). Deep learning convolutional neural network for the retrieval of land surface temperature from AMSR2 data in China. Sensors, 19(13), 2987.

170. Liu, B., Li, Y., Li, G., & Liu, A. (2019). A spectral feature based convolutional neural network for classification of sea surface oil spill. ISPRS International Journal of Geo-Information, 8(4), 160.

171. Toro-Vizcarrondo, C., & Wallace, T. D. (1968). A test of the mean square error criterion for restrictions in linear regression. Journal of the American Statistical Association, 63(322), 558-572.

172. Lydia A., Francis S. Adagrad—an optimizer for stochastic gradient descent //Int. J. Inf. Comput. Sci. – 2019. – Т. 6. – №. 5. – С. 566-568.

173. Зиновьев А. М. и др. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей месторождений Самарской области //Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2013. – №. 2. – С. 197-205.

174. Рыжов А. Е. и др. Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ //Вести газовой науки. – 2013. – №. 1 (12). – С. 126-137.

175. Зайцев М. В., Михайлов Н. Н., Туманова Е. С. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах //Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – №. 4. – С. 44-50.
176. Ribeiro M. I. (2004) Kalman and extended kalman filters: Concept, derivation and properties. Institute for Systems and Robotics 43, p. 46.
177. Barber D. (2012) Bayesian reasoning and machine learning. Cambridge University Press, p. 610.
178. Evensen G (1994) Sequential data assimilation with a non-linear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics. J Geophys Res 99(C5), p. 10143–10162.
179. Nourgaliev, Danis & Muslimov, R.Kh & Sidorova, N.N. & Plotnikova, Irina. (2006). Variation of i-butane / n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration. Journal of Geochemical Exploration. 89. 293–296. 10.1016/j.gexplo.2005.12.022.
180. Судаков, В.А. Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов/ В.А. Судаков, Р.И. Сафуанов, А.Н. Козлов, Т.М. Порываев, А.А. Заикин, Р.А. Зинюков, А.А. Лутфуллин, И.З. Фархутдинов, И.З. Туляков // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 4. С. 50-64.
181. Издание отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования / А.А. Лутфуллин, И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов, О.С. Сотников // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 49-52.
182. Нефтегазовая геомеханика: учебное пособие / М.М. Алиев, З.Ф. Исмагилова, А.А. Лутфуллин. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. – 160 с.
183. Совершенствование технологии многостадийного гидроразрыва пласта в низкопроницаемых девонских отложениях Южно-Татарского свода /

А.А. Лутфуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 7. – С. 53-58.

184. Разработка концептуальных решений для проведения операций многостадийного ГРП в низкопроницаемых глинистых коллекторах кыновского горизонта Южно-Татарского свода / А.А. Лутфуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1. – С. 61-69.

185. Патент № 2737605 Российская Федерация. Состав для гидравлического разрыва пласта. / Лутфуллин А.А., Исмагилов Ф.З., Хисаметдинов М.Р., Хусаинов Р.Ф., Ганеева З.М., Варламова Е.И., Жолдасова Э.Р., Нуриев Д.В. Заявка № 2020115249 от 30.04.2020, опубл. 01.12.2020.

186. Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений // Георесурсы. – 2016. – № 3. – С. 146-153.

187. Разработка залежей низкопроницаемых доманиковых коллекторов с применением массивованного гидроразрыва пластов на примере НГДУ «Алметьевнефть» / Р.Ф. Хусаинов, Н.А. Назимов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев, М.В. Швыденко, Р.Ш. Абсалямов // Георесурсы. – 2015. – № 4. – С. 14-16.

188. Патент RU № 2132458, МПК E21B 43/26, опубл. 27.06.1999 г., бюл. № 18.

189. Патент RU 2381252, МПК C09K 8/68, опубл. 10.02.2010 г., бюл. № 4.

190. Патент RU № 2424271, МПК C09K 8/68, опубл. 20.07.2011 г., бюл. № 20.

191. Патент RU № 2483094, МПК C09K 8/80, E21B 43/267, опубл. 27.05.2013 г., бюл. № 15.

192. Патент RU № 2657065, МПК C09K 8/80, C09K 8/88, C09K 8/92, E21B 43/267 опубл. 08.06.2018 г., бюл. № 16.

193. Tarek, A. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. 2006.

194. Tillero, E., Mogollón, J. L., Gomez, D., & Zambrano, H. 2018. Unstable Waterflood Performance Diagnostic Methods. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. <https://doi.org/10.2118/190324-MS>.

195. Agarwal, R.G, Gardner. D.C., Kleinstieber, S.W. and Fussell, D.D. 1999. Analysing well production data using combined-type curve and decline-curve analysis Concepts. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2(5), 478–486.

196. Amedu, J., & Nwokolo, C. 2013. Improved Well and Reservoir Production Performance in Waterflood Reservoirs-Revolutionizing the Hall Plot. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2013. SPE-167602-MS. <https://doi.org/10.2118/167602-MS>.

197. Chan K.S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Paper presented at the SPE Annual Conference and Exhibition, Dallas, USA, 22-25 October. SPE-30775-MS.

198. Cao, F., Luo, H., & Lake, L. W. 2015. Oil Rate Forecast by Inferring Fractional Flow Models from Field Data. Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA 23–25 February. SPE-173315-MS. doi: <https://doi.org/SPE-173315-MS>.

199. Лутфуллин А.А. Методика определения оптимальных режимов работы нагнетательных скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / А.А. Лутфуллин, И.Р. Сафиуллин, А.Г. Миннуллин, Р.И. Галлямов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С. 58-61.

200. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / К.В. Абабков, Д.М. Васильев, Н.И.

Хисамутдинов, И.Р. Сафиуллин, В.Ш. Шаисламов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2014. – № 7. – С. 10–12.

201. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С.Х. Абдульмянов, Д.К. Сагитов, И.Р. Сафиуллин, А.Н. Астахова // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11. – С. 20–24.

202. Зимницкий В.А., Устинов С.М. Методы анализа математических моделей динамических систем: учеб. пособ. – Ленингр. гос. техн. ун-т. – Л.: ЛГТУ, 1991. – 78 с.

203. Lennart Ljung. System Identification. Theory For the User. – 2-е изд. – N.J.: PTR Prentice Hall, 1999.

204. Дьяконов В., Круглов В. Matlab. Анализ, идентификация и моделирование систем. Спец. справочник. – СПб.: Питер, 2001. – 448 с.

205. Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин / О.Н. Морозов, М.А. Андриянов, А.В. Колода [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 7. – С. 24–29.

206. Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. Время ГРП. – 2017. – № 2 (июнь). – С. 42.

207. Овчинников К.Н., Бузин П.В., Сапрыкина К.М. Новый подход к исследованию скважин: маркерная диагностика профилей притоков в горизонтальных скважинах // Инженерная практика. – 2017. – № 12. – С. 70–76.

208. Моделирование распространения маркированного пропанта в трещине гидравлического разрыва пласта / К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко, А.В. Буянов, Д.В. Кашапов // Бурение и нефть. – 2010. – № 10. – С. 20–26.

209. Разработка стратегических и оперативных решений при эксплуатации месторождений на основе интегрированного моделирования /

А. А. Лутфуллин, Р. Р. Газизов, Р. Ф. Сафин, О. Н. Пичугин, И. В. Владимиров, А. И. Надыров // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4(245). – С. 78-82.

210. Гильманова Р.Х., Талипов Р.С., Хайрдинова С.Ф., Сарваретдинов Р.Г., Мифтахова С.И., Мельников М. Н. О методах уточнения геологической модели залежи с «врезами» / НТЖ Нефтепромысловое дело /М.: ВНИИОЭНГ – 2003. – № 12.

211. И.А. Ларочкина, Р.Р. Ганиев, Е.Н. Михайлова, И.П. Новиков. Влияние эрозионно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях/Георесурсы 2010. – № 3. – С.38-40.

212. Дополнение к технологической схеме разработки Биклянского нефтяного месторождения: «ТатНИПИнефть» - отв.исп. Кизим О.В., Салимова Д.З. – Бугульма, 2018.

213. Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа Нурлатского месторождения ТГРУ ПАО «Татнефть» – отв. исполнитель Веденина Н.Г. – Казань, 2018 г.

214. Nak, B., Liu, J., Liu, K., et al. Modification of the Eclipse simulator for microbiological enhancement of oil recovery // Journal of Oil Exploration and Production Technologies. 2019. Volume 9. pp. 2247-2261. DOI: 10.1007/s13202-019-0608.

215. Persova M.G., Soloveichik Yu.G., Vagin D.V. et al. Kompleks programmno-matematicheskikh resheniy dlya soprovozhdeniya tekhnologiy neftedobychi na razlichnykh stadiyakh razrabotki [A complex of software and mathematical solutions to support oil production technologies at various stages of development] // Data Science in Oil & Gas: Proceedings of the 3 scientific and practical conference, Novosibirsk, September 21–23. 2022. Moscow, 2022. pp. 61–64.https://libgeo.ru/library/data-science?product_id=22012 (In Russ.).

216. Y.G. Soloveichik, M.G. Persova, A.M. Grif et al. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs // Computer

Methods in Applied Mechanics and Engineering. 2022. Vol. 390. Art. 114468 (49 p.). DOI: 10.1016/j.cma.2021.114468.

217. M. G. Persova, Y. G. Soloveichik, D. V. Vagin et al. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 199. - Art. 108245 (24 p.). DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108245.

218. A.V. Nasybullin, M. G. Persova, E. V. Orekhov, etc. Modeling of surfactant-polymer flooding at the site of the Bureikinsky field // Oil economy Industry. 2022. No. 7. pp. 38-42. DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-38-42.

219. Патент на изобретение № 2802645 Российская Федерация. Способ увеличения нефтеотдачи пласта. Заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» имени ПАО «Татнефть» / В.Д. Шашина, Лутфуллин А.А., Минихаиров Л.И., Нафиков А.А. №2023103006: заявл. 10.02.2023: опубл. 30.08.2023

220. 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. – Т. 21, № 2. – С. 25-34. – DOI 10.17122/ngdelo-2023-2-25-34.

221. Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин / И. М. Индрупский, К. В. Коваленко, Д. М. Газизова, А. Ф. Сибгатуллин, Д. П. Аникеев, Н. В. Шабалин, К. Р. Садеев, А. А. Лутфуллин // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 236-244. – DOI 10.18599/grs.2023.2.17.

222. Актуальные проблемы геологического изучения и вовлечения в разработку остаточных запасов нефтяного месторождения на поздней стадии / Р. Н. Бурханов, А. А. Лутфуллин, А. В. Максютин, И. Р. Раупов, И. В. Валиуллин, И. М. Фаррахов, М. В. Швыденко // Бурение и нефть. – 2023. – № 6. – С. 32-36.

223. Алгоритм подбора геолого-технических мероприятий по доизвлечению запасов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения / Р. Н. Бурханов, И. В. Валиуллин, А. А. Лутфуллин, Ю. Л. Егорова, Н. А. Чухновская // Нефтяная провинция. – 2023. – № 1(33). – С. 155-168.

224. Лутфуллин, А. А. Поиск перспективных участков для ввода в разработку низкопродуктивных глинистых пластов Южно-Татарского свода горизонтальными скважинами / А. А. Лутфуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 8(368). – С. 36-41. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-36-41.

225. Experience in the Application of Hydrocarbon Optical Studies in Oil Field Development / I. Raupov, E. Safiullina, R. Burkhanov, A. Lutfullin, A. Maksyutin, A. Lebedev // Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 10. – DOI 10.3390/en15103626.

226. Лутфуллин А.А. Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / В.В. Силантьев, М.Ф. Валидов, Д.Н. Мифтахутдинова, В.П. Морозов, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабилов, Н.Г. Нургалиева, З.А. Толоконникова, Э.А. Королев, В.А. Судаков, А.В. Смирнова, К.А. Голод, А.А. Леонтьев, Р.Р. Шамсиев, М.В. Нойкин, В.Е. Косарев, Д.А. Никонорова, Р.Ф. Ахметов // Георесурсы. – 2022. – № 4. – С. 12-39.

227. Дополнительные материалы: Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Гидроразрыв пласта» / А.А. Лутфуллин, А.Т. Габдрахманов. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 32 с.

228. Заканчивание скважины: Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности

(профиля) программы «Гидроразрыв пласта» / А.А. Лутфуллин, А.Т. Габдрахманов. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 28 с.

229. Корпоративные информационные системы для геологии, разработки, добычи: Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Гидроразрыв пласта» / А.А. Лутфуллин, И.З. Муллагалин, М.П. Григорьева, Н.А. Вьюшков, Э.Ф. Зарипова, В.В. Шимановская. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 72 с.

230. Проектирование ГРП. Часть I: Методические указания по проведению практических занятий для магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» программы подготовки «Гидроразрыв пласта» / А.А. Лутфуллин, А.В. Кочетков. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 44 с.

231. Проектирование ГРП. Часть II: Методические указания по проведению практических занятий для магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» программы подготовки «Гидроразрыв пласта» / А.А. Лутфуллин, А.В. Кочетков. – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 32 с.

232. Обоснование технологии увеличения охвата воздействия на пласт и ограничения притока нежелательного флюида / А.А. Лутфуллин, Р.Н. Бахтизин, А.А. Махмутов, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2025. – № 2. – С. 69-77.

ПРИЛОЖЕНИЕ

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
по организационному развитию

Баров Ю.Н. Баров Ю.Н.
Января 2025 г.

Акт

о внедрении рекомендаций диссертационной работы Лутфуллина Азата Абузаровича "Развитие теоретических и технологических основ повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений", выдвинутой на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

При формировании рекомендаций по повышению эффективности текущей системы разработки таких истощенных нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» были использованы следующие РИД, которые разработаны соискателем:

- «Программа определения областей вероятного источника геохимических маркеров» № 2021666760;
- «Программа расчета коэффициента нефтеотдачи месторождений по различным методикам» № 2021666881;
- «Программа локализации остаточных запасов нефти на основе статистических и нейросетевых методов» № 2021667106;
- «Программа интерпретации геохимических спектров и расчета геохимических коэффициентов» № 2021668432;
- «Программа определения коэффициентов влияния нагнетательных на добывающие скважины с использованием фильтра Калмана» № 2020665077;
- «Способ интенсификации работы скважины» № 2720717;
- «Способ гидравлического разрыва пласта» № 2801728.

Использование вышеперечисленных РИД позволило на таких месторождениях, как Ромашкинское, Ново-Елховское, Бикляное, Тат-Кандызское повысить эффективность выработки остаточных запасов нефти.

Суммарная технологическая эффективность от внедрения рекомендаций составила 120,5 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Расчет экономической эффективности результатов внедрения рекомендаций диссертационной работы проводился на основе «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» и «Регламента составления проектных технологических документов на

разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96), а также согласно основным положениям Закона «О недрах», с применением упрощенного алгоритма, позволяющего использование затратной части условно-переменной и условно-постоянной составляющих. В качестве критерия экономической эффективности предложен накопленный чистый дисконтированный поток наличности (ΣNPV). Условно-переменная и условно-постоянная составляющие определялись по результатам экономической деятельности ПАО «Татнефть» за весь рассматриваемый период. Коэффициент дисконта принят равным 0,11 д.ед. С учетом долей добываемой нефти, продаваемой на внутреннем и внешнем рынке, средневзвешенная цена 68\$/bbl, как средневзвешенная за рассматриваемый период. Так как эффект от внедрения технологии продолжается, то оценивается текущее значение ΣNPV . На дату оформления акта получен технологический эффект в объеме 120,5 тыс. т дополнительно добытой нефти с экономическим эффектом 73,4 млн. руб.

Таким образом, реализация рекомендаций диссертационной работы Лутфуллина Азата Абузаровича дала значительный технологический и экономический эффект. За период 2020-2024 гг. получено 120,5 тыс.т дополнительной добычи нефти с экономическим эффектами 73,4 млн. руб.

Начальник отдела РИС ЦТР
ПАО «Татнефть»


подпись

Паскидов А.А.
ФИО

Главный специалист отдела
РИС ЦТР ПАО «Татнефть»


подпись

Габдатов Ф.Ф.
ФИО

Ведущий специалист ОГРП УГТМ
Департамента разработки
месторождений ПАО «Татнефть»


подпись

Абсальмов Р.Ш.
ФИО

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ПРЕДПРИЯТИЕ КАРА АЛТЫН"**

423450, Россия
Республика Татарстан
г. Альметьевск
ул. Шевченко, 48.
тел/факс (8553) 45-80-99/45-81-02



р/с 40702810300730001889
ПАО Банк «ЗЕНИТ»
(г. Москва)
к/с 30101810000000000272
ИНН 1644015713 / КПП
168150001
БИК банка 044525272
ОКОНХ 11210, ОКПО
12997197

« 20 » 10 2025г. л 04/2025

Акт внедрения

Настоящим актом подтверждаю, что научные результаты диссертационной работы Лутфуллина Азата Абузаровича на тему: «Развитие теоретических и технологических основ повышения выработки остаточных запасов истощенных нефтяных месторождений» реализованы в качестве обоснования при локализации остаточных запасов и подборе геолого-технических мероприятий, направленных на повышение выработки остаточных запасов нефти Аканского месторождения. Реализация предложенных технологических решений позволила дополнительно добыть более 5,5 тысяч тонн нефти.

Заместитель генерального директора –
Главный геолог



Р.К.Хайртдинов

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2021667106

«6» сентября 2022г.

НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2021667106 от 17.10.2021 г.

Название: Программа локализации остаточных запасов нефти на основе статистических и нейросетевых методов

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 15.03.2022 г.

На объектах: скв №20858 НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Члены комиссии

Начальник ОРИС
Центра технологического
развития
ПАО «Татнефть»


подпись

Баров Ю.Н.
ФИО

Начальник отдела
перспективного
планирования разработки
месторождений ДРМ СП
«Татнефть-Добыча»



Маннапов М.И.
ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021667106

**Программа локализации остаточных запасов нефти на
основе статистических и нейросетевых методов**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество «Татнефть»
имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Нургалиев Данис Карлович (RU), Судаков Владислав
Анатольевич (RU), Заикин Артем Александрович (RU),
Сафуанов Ринат Иолдузович (RU), Усманов Сергей
Анатольевич (RU), Ганиев Булат Галиевич (RU), Лутфуллин
Азат Абузарович (RU), Фархутдинов Ильдар Зуфарович (RU)*

Заявка № 2021666210

Дата поступления 17 октября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 октября 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью
Сертификат 6402A5CF8C081ACF59A4A2F08092E9A118
Владелец *Ивлиев Григорий Петрович*
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2025

Г.П. Ивлиев

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2021668432

«6» сентября 2022г.

НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»
(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2021668432 от 08.11.2021 г.

Название: Программа интерпретации геохимических спектров и расчета геохимических коэффициентов

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 11.02.2022 г.

На объектах: скв. №20635 НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»
(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Члены комиссии

Начальник ОРИС
Центра технологического
развития
ПАО «Татнефть»


подпись

Баров Ю.Н.
ФИО

Начальник отдела
разработки
Ромашкинского
месторождения-Север
ДРМ СП «Татнефть-
Добыча»



Рафиков Р.Б.
ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021668432

**Программа интерпретации геохимических спектров и
расчета геохимических коэффициентов**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Заикин Артем Александрович (RU), Семенова
Ангелина Игоревна (RU), Зинюков Рустам Анверович
(RU), Ганиев Булат Галиевич (RU), Лутфуллин Азат
Абузарович (RU), Фархутдинов Ильдар Зуфарович (RU)*



Заявка № 2021667602

Дата поступления 08 ноября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 16 ноября 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 5b22A5CFB5C0B1ACF09A4BA2F08092E9A118
Владелец **Ильин Григорий Петрович**
Действителен с 15.11.2021 по 15.01.2025

Г.П. Ильин

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2021666881

«6» сентября 2022г.

НГДУ "Альметьевнефть"

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2021666881 от 17.10.2021 г.

Название: Программа расчета коэффициента нефтеотдачи месторождений по различным методикам

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 24.02.2022 г.

На объектах: скв. 14929 НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Члены комиссии

Начальник ОРИС
Центра технологического
развития
ПАО «Татнефть»


подпись

Баров Ю.Н.
ФИО

Начальник отдела
разработки
Ромашкинского
месторождения-Север
ДРМ СП «Татнефть-
Добыча»



Рафиков Р.Б.
ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021666881

**Программа расчета коэффициента нефтеотдачи
месторождений по различным методикам**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Нургалиев Данис Карлович (RU), Судаков Владислав
Анатольевич (RU), Сафуанов Ринат Иолдузович (RU),
Карпенко Владислав Витальевич (RU), Козлов Алексей
Николаевич (RU), Петров Тимур Сергеевич (RU), Ганиев
Булат Галиевич (RU), Лутфуллин Азат Абузарович (RU)*

Заявка № 2021666207

Дата поступления 17 октября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 октября 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат Ф02A5CFB5C3A1A5F9A4A2F08092E4A118
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.11.2021 по 15.01.2025

Г.П. Ивлиев

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2021666760

«б» сентября 2022г.

НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»
(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2021666760 от 17.10.2021 г.

Название: Программа определения областей вероятного источника геохимических маркеров

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 15.03.2022 г.

На объектах: скв. №32415 НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»
(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Члены комиссии

Начальник ОРИС
Центра технологического
развития
ПАО «Татнефть»


подпись

Баров Ю.Н.
ФИО

Начальник отдела
разработки
Ромашкинского
месторождения-Север
ДРМ СП «Татнефть-
Добыча»



Рафиков Р.Б.
ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021666760

**Программа определения областей вероятного источника
геохимических маркеров**

Правообладатель: *Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)*

Авторы: *Шевченко Денис Вячеславович (RU), Ганиев Булат
Галиевич (RU), Лутфуллин Азат Абузарович (RU),
Фархутдинов Ильдар Зуфарович (RU)*



Заявка № 2021666191

Дата поступления 17 октября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 октября 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 862245C9B5C05B1AC959A4A2F08092E9A118
Владелец **Ильин Г.П.**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2025

Г.П. Ильин

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2020665077**«6» сентября 2022г.**НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2020665077 от 12.11.2020 г.

Название: Программа определения коэффициентов влияния нагнетательных на добывающие скважины с использованием фильтра Калмана

№ договора / заказ-наряд

Использовано с 28.02.2022 г.

На объектах: скв 20855 НГДУ «Альметьевнефть» СП «Татнефть-Добыча»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Члены комиссииНачальник ОРИС
Центра технологического
развития
ПАО «Татнефть»
подписьБаров Ю.Н.
ФИОНачальник отдела
разработки
Ромашкинского
месторождения-Север
ДРМ СП «Татнефть-
Добыча»Рафиков Р.Б.
ФИО

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020665077

Программа определения коэффициентов влияния
нагнетательных на добывающие скважины с
использованием фильтра Калмана

Правообладатель: *Публичное акционерное общество ПАО
«Татнефть» имени В.Д.Шашина (ПАО «Татнефть»)* (RU)

Авторы: *Нургалиев Данис Карлович (RU), Судаков Владислав
Анатольевич (RU), Заикин Артем Александрович (RU), Сафуанов
Ринат Иолдузович (RU), Гарифуллина Василя Ильсуровна (RU),
Лутфуллин Азат Абузарович (RU), Ганиев Булат Галиевич (RU)*

Заявка № 2020664218

Дата поступления 12 ноября 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 ноября 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Излиев