

АО «ЭмбаМунайГаз»
ТОО «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный
нефтяной институт» (КазНИГРИ)
(Гос. лиц. № 15017141 от 22.09.2015г)

Экз. __

«Утверждаю»:
Главный геолог
_____ **К.С.Козов**
«__» _____ **2022г**

ПРОЕКТ
разработки месторождения Каратон
Договор №646979/2022/2 от 17.03.22г
Проект состоит из 2-х книг и 1 папка графических приложений

Книга 1
Текст проекта

Директор
ТОО «КазНИГРИ», д.г.-м.н.:

Р.А.Юсубалиев

Заместитель директора по проектно-
функциональному обеспечению:

С.Б. Каирбеков

г. Атырау, 2022г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.	Глава, раздел
Руководитель НИР, Зам. Директора по проектно-функциональному обеспечению		Каирбеков С.Б.	Общее руководство
Ответственный исполнитель по геологии, Руководитель отдела геологии и подсчета запасов		Сагимбаева С.Е.	2, 11, граф. прил.
Ответственный исполнитель по разработке, Инженер отдела проектирования и анализа разработки НГМ		Сейт А.	Введение; 3; 4.1, 4.3; 8, 9, 12
Исполнитель по экономике, Инженер отдела проектирования и анализа разработки НГМ		Сарсенова Р.Ж.	3.5, 4.2, 5, 13
Исполнитель по разработке, Инженер отдела проектирования и анализа разработки НГМ		Серік А.Қ.	6
Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н.		Шестоперова Л.В.	2, 11
Исполнитель по ГИС, Главный специалист отдела геофизических исследований		Мербаева А.Г.	2.2, 2.4
Исполнитель по разработке, Техник отдела проектирования и анализа разработки НГМ		Куангали К.А.	Граф. прил.
Исполнитель по бурению, Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ		Исламов Х.М.	7
Исполнитель по охране недр и окружающей среды, Ведущий инженер отдела охраны окружающей среды		Ибраева А.Н.	10

Нормоконтролер: _____ Бисенгалиева А.К.



Құжат «Самұрық-Қазына» ӨАҚ» АҚ электронды порталымен құрылған
Документ сформирован порталом электронных закупок АО «Самұрық-Қазына»



1548268299

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 646979
способом Открытый тендер на понижение **к Договору №646979/2022/2 от 17.03.2022 г.**

Приложение №2

Лот № 3 (60-1 Р, 2343571)

Заказчик: Акционерное общество "Эмбаунайгаз"

Подрядчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	Значение
Номер строки	60-1 Р
Наименование и краткая характеристика	Работы научно-исследовательские в геологической отрасли
Дополнительная характеристика	Проект разработки месторождения Каратон с проектом ОВОС
Количество	1.000
Единица измерения	-
Место поставки	КАЗАХСТАН, Атырауская область, Атырауская область, г.Атырау
Условия поставки	-
Срок поставки	С даты подписания договора по 31.12.2022
Условия оплаты	Предоплата - 0%, Промежуточный платеж - 100%, Окончательный платеж - 0%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

Общие положения (цели и задачи):

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется промышленная разработка нефтяных и газонефтяных месторождений и проводят опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий, служит основой для составления проектных документов на разбуривание и обустройство, пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений по месторождениям и используется при планировании добычи нефти.

- Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений должно быть направлено на достижение максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.
- Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, здоровье персонала и населения по вариантам намечаемой деятельности.
- Изучение современного состояния природной среды при проведении планируемых работ АО «Эмбаунайгаз», определение основных направлений изменений в компонентах природной среды и вызываемых ими последствий в социальной сфере, выбор варианта для дальнейшего проектирования, выработки рекомендаций по охране окружающей среды для их учета на последующих стадиях проектирования.
- Сбор всех необходимых геолого-промысловых данных произвести непосредственно в НГДУ которому относится месторождение.
- При выборе расчетных вариантов разработки рассмотреть не менее 3-х вариантов.

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қантардағы N 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен бірдей

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Құжат «Самұрыл-Қазанас» ӨМҚ» АҚ электронды порталымен құрылған
Документ сформирован порталом электронных закупок АО «Самұрыл-Қазанас»



- Расчетные варианты разработки месторождения могут различаться выбором объектов разработки, самостоятельных площадей разработки, способами и агентами воздействия на пласт, системой размещения и плотностью сетки скважин, режимами и способами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью периода стабильной добычи.
- Варианты разработки согласовать со специалистами АО «Эмбаунайгаз». В ходе выполнения отчета представлять по требованию АО «Эмбаунайгаз» черновые материалы для контроля хода выполнения этапов работ и выработки дальнейших рекомендаций.
- Во всех рассматриваемых вариантах разработки предусмотреть резервный фонд скважин. Число резервных скважин должны составлять 10-25% от основного фонда скважин.
- Дебиты нефти и жидкости обосновать с учётом показателей окружающих скважин с обоснованием причин обводненности. В разрезе новых скважин рассчитать накопленную добычу нефти до конца выработки.
- Графическая часть отчета должна быть представлена следующими приложениями:
 1. геологические профили в основных направлениях;
 2. структурные карты по кровле и подошве продуктивных горизонтов;
 3. карту эффективных нефтенасыщенных толщин по продуктивным горизонтам;
 4. карты изобар по продуктивным горизонтам;
 5. карты обводненности по продуктивным горизонтам;
 6. карты накопленных и текущих отборов по продуктивным горизонтам;
 7. схемы расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки эксплуатационных объектов;
 8. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин.
 - Предусмотреть полную утилизацию попутно добываемого газа.
 - Оценить характеристику современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну.
 - Провести анализ приоритетных по степени антропогенной нагрузки факторов воздействия и характеристику основных загрязнителей окружающей среды.
 - «Проект разработки месторождения Каратон с проектом ОВОС» выполняется согласно:
- «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, утвержденный приказом №329 Министерства энергетики РК от 24.08.18г.»;
- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденный приказом №239 Министром энергетики РК от 15.06.18г.).
- «Кодекс РК о недрах и недропользовании» введенный в действие с 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК.

Объемы выполняемых работ, являющихся предметом проводимой закупки.

- выделение объектов разработки;
- порядок ввода объектов в разработку;

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қантардағы N 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Құжат «Самұрық-Қазан» ӨАҚ» АҚ электронды порталымен құрылған
Документ сформирован порталом электронных документов АО «ФНБ «Самур-Казань»



- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- система размещения и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением или закачкой другого агента;
- вопросы, связанные с особенностями применения различных методов повышения нефтеизвлечения;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и наземных промысловых объектов;
- требования к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин;
- требования к системе поддержания пластового давления (ППД), качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, промышленной безопасности, технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.
- рассчитать сумму обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи углеводородов.

• «Проект ОВОС»

Краткая характеристика проектируемых работ:

- Целевое назначение работы;
- Общие сведения о месторождении;
- Геолого-физическая характеристика;
- Прогнозные технологические показатели проекта разработки;
- Запасы УВ;
- Водоснабжение и водоотведения;
- Отходы производства и потребления.

Социально-экономические условия района расположения месторождения:

- Социально-экономические условия района;

Современное состояние окружающей среды:

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қантардағы N 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Құжат «Сантұрай-Қатан» ОАҚ» АҚ электронды порталымен құрылған
Документ сформирован порталом электронных документов АО «Сантұрай-Қатан»



- Природно-климатические условия;
- Современное состояние атмосферного воздуха;
- Поверхностные и подземные воды;
- Почвенный покров;
- Растительный мир;
- Животный мир;
- Радиационная обстановка.

Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду:

- Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов;
- Передвижные источники загрязнения;
- Качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу ЗВ;
- Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе;
- Обоснование размеров санитарно-защитных зоны;
- Предложения по установлению нормативов ПДВ.

Комплексная оценка на окружающую среду:

- Оценка воздействия на атмосферный воздух;
- Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды;
- Факторы негативного воздействия на геологическую среду;
- Оценка воздействия на почвенный покров;
- Оценка воздействия на растительность;
- Факторы воздействия на животный мир;
- Радиационная обстановка;
- Физические воздействия;
- Социально-экономические условия;
- Состояние здоровья населения;
- Охрана памятников истории и культуры.

Аварийные ситуации и их предупреждение:

- Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Программа экологического мониторинга:

- Мониторинг состояния промышленных площадок эксплуатации скважин;
- Мониторинг состояния технологического оборудования;
- Мониторинг состояния и размещения отходов;
- Мониторинг состояния биосферы;
- Оборудование и методы проведения мониторинга;
- Контроль в области охраны окружающей среды.

Плата за эмиссии в окружающую среду:

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасушыштағы құжатпен бірдей
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Құжат «Самұрақ-Қазана» (БАҚ) АҚ электронды порталымен құрылған
Документ сформирован порталом электронных закупок АО «Самұрақ-Қазана»



- Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников;
- Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от передвижных источников;
- Расчет платежей от отходов производства и потребления.

Заявление об экологических последствиях.

Требуемые сроки (график) выполнения работ, предоставление гарантии на качество предлагаемых работ:

- Согласовать проект со специалистами НГДУ «Жылыоймунайгаз» и АО «Эмбаунайгаз» до 31.03.2022г. с получением протокола НТС.
- Согласовать проект ОВОС с департаментом экологии по Атырауской области до 31.08.2022г.
- Сдать проект в ЦКРР РК, согласовать с независимыми экспертами и защитить проект на заседании ЦКРР РК не позднее 31.10.2022г.
- Язык исполнения отчетов – русский.
- После принятия в ЦКРР РК проект разработки сдать в геологические фонды АО «Эмбаунайгаз» в аналоговом варианте – 3 экземпляра, в цифровом – 3 экз.
- К проектам приложить заключение всех контролирующих органов, заключения экспертов ЦКРР, протоколы НТС Подрядчика и АО «Эмбаунайгаз».

1. _____ прилагаются и являются неотъемлемой частью технической спецификации (если имеются, указать необходимые приложения: к примеру, дефектные акты, ведомости, чертежи, планы, эскизы и т.д.)

3. Гарантийный срок на поставляемый товар/выполняемые работы/ оказываемые услуги не предусматривается *(при необходимости)*

Приложения

тех часть 3.газ

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-ІІ Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен бірдей
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

Содержание

РЕФЕРАТ	17
ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	21
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	24
2.1 Характеристика геологического строения	24
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	24
2.1.2 Тектоника	27
2.1.3 Нефтегазоносность	38
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	47
2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды	63
2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях	64
2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	65
2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного и нефтяного газа	71
2.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения	73
2.4 Физико-гидродинамические характеристики	77
2.5 Запасы нефти и газа	81
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	86
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	86
3.1.1 Характеристика энергетического состояния залежей	87
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	93
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	93
3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа	98
3.2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки	108
3.2.4 Анализ выработки запасов нефти из пластов	120
3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	129
3.3.1. Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки	129
3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки	131
3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	132
3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов	132
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	134
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	138
3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	138
3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения	141
3.5. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей	142
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	145
4.1 Технологические показатели вариантов разработки	145
4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки	188
4.2.1 Общие положения	188
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр	176
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА	181

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	183
6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования.....	183
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....	187
6.2.1 Ремонтно-изоляционные работы.....	187
6.2.2 Борьба с пескопроявлением.....	189
6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин ...	191
6.3.1 Текущее состояние системы промыслового сбора и транспорта нефти	191
6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	196
6.5 Проектные решения по переработке и утилизации попутного газа	197
6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	197
7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ	
БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ	
СКВАЖИН.....	198
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	198
7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	199
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ	
БУРОВЫХ РАБОТ	203
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И	
ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	226
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	231
10.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу.....	231
10.1.1. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	233
10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов.....	234
10.3. Мероприятия по охране растительного и животного мира	237
10.4. Мероприятия по охране почвенного покрова.....	239
10.5. Мероприятия по охране недр	240
10.6. Радиационная безопасность	241
10.7. Ликвидация аварийных ситуаций	243
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	249
12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ	
ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	251
12.1. Объемы и этапы ликвидационных работ	251
12.2 Затраты на демонтаж наземного оборудования месторождения.....	255
12.3 Рекультивация земли	257
12.4 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования	259
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	261

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 - Обзорная карта	22
Рис. 2.1.1 - Структурная карта по поверхности соленосного комплекса (VI)	28
Рис. 2.1.2 - Структурная карта по подошве юрского комплекса (V)	29
Рис. 2.1.3 - Структурная карта по кровле рэт-лейасовых отложений (IV)	30
Рис. 2.1.4 - Структурная карта по подошве нижнемеловых отложений (III)	31
Рис. 2.1.5 - Структурная карта по подошве нижнемеловых отложений (III)	33
Рис. 2.1.6 - Схема строения кровли соляного ядра	37
Рис. 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (мел)	77
Рис. 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. №601)	79
Рис. 3.1.1 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по I объекту 2 участка	88
Рис. 3.1.2 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по II объекту 2 участка	89
Рис. 3.1.3 - Динамика пластового давления, добычи жидкости по объектам II участка	90
Рис. 3.1.4 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по I объекту 5 участка	91
Рис. 3.1.5 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по II объекту 5 участка	92
Рис. 3.1.6 - Динамика пластового давления, добычи жидкости по объектам 5 участка	92
Рис. 3.2.1 - Характеристика фонда на 01.01.2022г	95
Рис. 3.2.2 - Распределение добычи нефти по разрабатываемым участкам за 2021г.	99
Рис. 3.2.3 - Распределение накопленной добычи нефти по участкам на 01.01.2022г.	99
Рис. 3.2.4 - Динамика основных технологических показателей с начала разработки	100
Рис. 3.2.5 - Распределение добычи нефти по объектам на разрабатываемых участках за 2021г.	101
Рис. 3.2.6 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 2 участка	109
Рис. 3.2.7 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 2 участка	110
Рис. 3.2.8 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 5 участка	112
Рис. 3.2.9 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 5 участка	113
Рис. 3.2.11 - Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по промысловым участкам месторождения Каратон	120
Рис. 3.2.12 - Характеристика вытеснения по I объекту 2 участка	126
Рис. 3.2.13 - Характеристика вытеснения по II объекту 2 участка	126
Рис. 3.2.14 - Характеристика вытеснения по I объекту 5 участка	126
Рис. 3.2.15 - Характеристика вытеснения по II объекту 5 участка	126
Рис. 3.2.16 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по I объекту 2 участка	127
Рис. 3.2.17 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по II объекту 2 участка	127
Рис. 3.2.18 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по I объекту 5 участка	128
Рис. 3.2.19 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по II объекту 5 участка	128
Рис 6.3.1 - Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон №5	194
Рис 6.3.2 - Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон	195

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов	45
Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов	46
Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов (горизонтов)	47
Таблица 2.2.2 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)	55
Таблица 2.2.3 – Характеристика отбора керна	57
Таблица 2.2.4 – Статистические ряды распределения проницаемости	63
Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти, газа и воды горизонта (объекта)	64
Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти (конденсата*) горизонта (объекта)	68
Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти горизонта (объекта), мольное содержание, %	72
Таблица 2.3.4 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде	75
Таблица 2.4.1 – Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв. №601)	78
Таблица 2.4.2 – Результаты анализа смачиваемости по Амотту (скв. №601)	79
Таблица 2.4.3 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	80
Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	80
Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратон по состоянию на 01.01.2011г	83
Таблица 2.5.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов по месторождению Каратон по состоянию на 01.01.2011 г.	85
Таблица 3.1.1 – Результаты исследований МУО	87
Таблица 3.1.2 – Количество проведенных замеров по объектам	87
Таблица 3.1.3 – Распределение начального и текущего пластовых давлений по эксплуатационным объектам	93
Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2022г	96
Таблица 3.2.2 – Динамика распределения фонда скважин месторождения Каратон по дебитам нефти за период 2017г-01.01.2022г	97
Таблица 3.2.3 – Динамика распределения фонда скважин месторождения Каратон по дебитам жидкости за период 2017г-01.01.2022г	97
Таблица 3.2.4 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти на 01.01.2022г	97
Таблица 3.2.5 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости на 01.01.2022г	98
Таблица 3.2.6 – Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения Каратон по обводненности за период 2017г-01.01.2022г	98
Таблица 3.2.7 – Распределение фонда скважин эксплуатационных объектов по обводненности продукции на 01.01.2022г.	98
Таблица 3.2.8 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта 2 участка	102
Таблица 3.2.9 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта 2 участка	103
Таблица 3.2.10 – Динамика основных технологических показателей разработки I объекта 5 участка	104
Таблица 3.2.11 – Динамика основных технологических показателей разработки II объекта 5 участка	105
Таблица 3.2.12 – Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом	106
Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 2 участка	115
Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 2 участка	116
Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 5 участка	117
Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 5 участка	118
Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению	119
Таблица 3.2.10 – Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Каратон по состоянию на 01.01.2022г	121
Таблица 3.2.11 – Сопоставление результатов расчета вовлеченных запасов нефти	125
Таблица 3.4.1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивных объектов	133
Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики 1 расчетного варианта разработки	135
Таблица 3.4.3 – Основные исходные характеристики 2 расчетного варианта разработки	136
Таблица 3.4.4 – Основные исходные характеристики 3 расчетного варианта разработки	137
Таблица 3.4.3 – Результаты определения доли неколлектора	140
Таблица 3.5.1 – Нормативы для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат	143
Таблица 3.5.2 – Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции	144
Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 1 участка. Вариант 2	146
Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 1 участка. Вариант 2	147

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 1 участка. Вариант 2	148
Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 1 участка. Вариант 2	150
Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 2 участка. Вариант 2	152
Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 2 участка. Вариант 2	154
Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 2 участка. Вариант 2	156
Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 2 участка. Вариант 2	158
Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 3 участка. Вариант 2	160
Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 3 участка. Вариант 2	162
Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 3 участка. Вариант 2	164
Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 3 участка. Вариант 2	166
Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 5 участка. Вариант 2	168
Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 5 участка. Вариант 2	170
Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 5 участка. Вариант 2	172
Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 5 участка. Вариант 2	174
Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин. III объект 5 участка. Вариант 2	176
Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект 5 участка. Вариант 2	178
Таблица 4.1.19 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 6 участка. Вариант 2	180
Таблица 4.1.20 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 6 участка. Вариант 2	182
Таблица 4.1.21 – Характеристика основного фонда скважин. По месторождению. Вариант 2	184
Таблица 4.1.22 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. По месторождению. Вариант 2	186
Таблица 4.2.1- Капитальные вложения 2 вариант	190
Таблица 4.2.2- Расчет дохода от реализации проекта 2 вариант	192
Таблица 4.2.3- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 2 вариант	195
Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 2 вариант	200
Таблица 4.2.5 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант	174
Таблица 4.3.1 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин	177
Таблица 4.3.2 – Сопоставление расчетных и утвержденных коэффициентов извлечения нефти	180
Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения	182
Таблица 6.1.1 – режим работы добывающих скважин месторождения Каратон	185
Таблица 6.2.1 - Физико-химические свойства ПК СОФИТ	188
Таблица 6.4.1 – Требования к воде, используемой для заводнения нефтяных пластов	196
Таблица 7.1 – Рекомендуемая конструкция скважин	199
Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 1 участка. 2 вариант	204
Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 1 участка. 2 вариант	206
Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 2 участка. 2 вариант	208
Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 2 участка. 2 вариант	210
Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 3 участка. 2 вариант	212
Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 3 участка. 2 вариант	214
Таблица 8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 5 участка. 2 вариант	216
Таблица 8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 5 участка. 2 вариант	218
Таблица 8.9 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. III объект 5 участка. 2 вариант	220
Таблица 8.10 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 6 участка. 2 вариант	222

Таблица 8.11 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. По месторождению. 2 вариант	224
Таблица 9.1 - План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки	230
Таблица 12.1.1 – Расчет затрат на ликвидацию скважин.....	255
Таблица 12.2.1- Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ объектов обустройства	256
Таблица 12.3.1 - Расчет затрат на рекультивацию земли.....	258
Таблица 12.4.1 --Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования (сумма банковского вклада)	259
Таблица 12.4.2 - Расчет отчислений на депозитный счет банковского вклада для ликвидации последствий недропользования.....	260

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАТОН

Таблица П.8.18 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. По месторождению в целом 3 вариант	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.1- Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.2- Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.3 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.4 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.5 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.6 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.7 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.6 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.7 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.8 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица П 12.9 - Локальная смета	Ошибка! Закладка не определена.

РЕФЕРАТ

Работа состоит из 2 книг с текстом и 1 папки с графическими приложениями, в т.ч. 1 книга 286 страниц текста, 60 таблиц, 24 рисунков, 9 графических приложений, 2 книга 119 страниц, 60 табличных приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СВОЙСТВА, ЗАПАСЫ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ПРОДУКТИВНОСТЬ, РАЗРАБОТКА, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, ЗАВОДНЕНИЕ, СКВАЖИНА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, НЕФТЕОТДАЧА, ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Целью настоящего проекта является совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Каратон.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ запасы УВ. На основе анализа текущего состояния разработки обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки, методами повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков. Рассчитаны экономические показатели разработки месторождения на прогнозный период и по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин и ППД. Представлены рекомендации по методам вскрытия пластов бурением и перфорацией, освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – промысел Каратон АО «ЭмбаМунайГаз».

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Каратон разрабатывается АО «Эмбаунайгаз», имеющим Государственную Лицензию на право пользования недрами в Республике Казахстан серии МГ №226 (нефть) от 27.07.1995г для добычи углеводородного сырья на месторождении Каратон и единый Контракт с компетентным органом правительства РК на проведение разведки и добычи углеводородов №413 от 03.03.2000г.

В 2015г было подписано Дополнение №5 контракту №413 (рег.№ 4116-УВС-МЭ от 25.02.2015г.), согласно которому был продлен срок контракта до 03.03.2043г.

В 2017г Комитетом геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологии (МИНТ) РК Акционерному обществу «Эмбаунайгаз» был выдан Горный отвод на право недропользования для добычи углеводородного сырья на месторождении Каратон. Горный отвод расположен в Атырауской области Республики Казахстан. Площадь составила 7,08 км², глубина горного отвода по абсолютной отметке – минус 1200 м.

Месторождение открыто в 1948г. Впервые геолого-поисковые и разведочные работы были начаты в 1900г. С 1900г по 1917г было пробурено несколько десятков геолого-поисковых и глубоких разведочных скважин. В годы советской власти, начиная с 1926г по 1936г, геолого-поисковые и разведочные работы были продолжены. Следующий этап геолого-поисковых и сейсмических работ возобновился в 1946г.

В 1956г был составлен подсчет запасов нефти и газа по состоянию на 01.07.1955г (Протокол ГКЗ СССР от 11.10.1956г №1424).

В 1988г ЦНИЛ объединения «Эмбанефть» был составлен «Проект разработки месторождения Каратон» (ПР) и утвержден НТС ПО «Тенгизнефтегаз» 08.02.1988г на основании подсчета запасов месторождения, выполненного в 1956г.

В 2011г ТОО «Танаис» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (протокол №156 от 16 июня 2011г), в котором, в связи с неэффективностью реализуемой системы разработки и недостижением проектных показателей по добыче нефти, рекомендовались мероприятия по повышению эффективности системы разработки с уточнением технологических показателей разработки на 2011-2013гг.

В 2011г ТОО «КазНИГРИ» был составлен «Пересчет запасов нефти, газа и растворенного газа в нефти месторождения Каратон Атырауской области Республики Казахстан» (по состоянию на 01.01.2011г), в рамках которого пересмотрены материалы ГИС, уточнены водонефтяные и газоводяные контакты залежей и пересчитаны запасы углеводородов (протокол ГКЗ от 10.01.2012г №1149-12-У).

В 2014г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен отчет «Анализ разработки

месторождения Каратон», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИИНТ РК (исх. №27-5-1506-И от 18 декабря 2014г) на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №53/22 от 21 ноября 2014г). По причине несоответствия фактических показателей проектным и отсутствия уточненных показателей с 2014г в отчете были предложены рекомендации по повышению эффективности системы разработки и уточнены прогнозные показатели по двум вариантам разработки. Комитетом геологии и недропользования были утверждены показатели на 2014-2016гг.

На месторождении Каратон в 2015-2016 гг. компанией ТОО НПФ «Данк» проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д МОГТ общим объемом 229,6 км², с целью детализации геологического строения месторождения и выявления новых перспективных ловушек для поиска залежей нефти и газа.

Также в 2016г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИИР РК (исх. №27-5-1128-И от 6 июля 2016г) на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №72/2 от 20 мая 2016г). В отчете была произведена оценка эффективности ранее принятых проектных решений, предложены рекомендации по улучшению эффективности процесса разработки и уточнены технологические показатели разработки на 2016-2018 гг.

В 2018г был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон» (Протокол ЦКРР от 22.06.2018г №27-5-977-и). В отчете также был произведен анализ текущего состояния разработки месторождения, оценка эффективности ранее принятых проектных решений и уточнены технологические показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2020 был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон» (Протокол ЦКРР от 28.12.2020г №04-0/9419). В данном отчете также был произведен анализ текущего состояния разработки месторождения, оценка эффективности ранее принятых проектных решений и уточнены технологические показатели разработки на 2020-2022гг.

Настоящий проект разработки составлен в связи с необходимостью выполнения требований действующих «Единых правил...» (ЕПРКИН) 2018г [3]. Целью составления настоящего проекта разработки является совершенствование системы разработки месторождения Каратон с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Каратон как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. В проекте рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения. В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого

выбран 2 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения, из ликвидированного фонда, переводом между объектами и под нагнетание.

Рекомендуемый вариант разработки обеспечивает за рентабельный срок наибольшую величину извлекаемых запасов нефти месторождения на одну скважину, достижение утвержденных извлекаемых запасов нефти и наилучшие экономические показатели.

Все оперативные изменения, возможные в ходе реализации проекта, должны соответствовать экологическим требованиям проекта и не должны приводить к снижению запроектированной нефтеотдачи, выборочной выработке запасов и, соответственно, их потере.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Нефтяное месторождение Каратон расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского района.

В административном отношении месторождение Каратон входит в состав Жылыойского района Атырауской области РК. Месторождение расположено в 85 км к юго-западу от районного центра – г. Кульсары. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Терень-Узюк в 25 км к северо-западу и нефтепромысловый поселок Косчагыл в 65 км к северу от месторождения Каратон.

Ближайшая железнодорожная станция широкой колеи – Макат находится от промысла Каратон на расстоянии 130 км по прямой, а по грунтовым дорогам – в 190-200 км.

Юго-восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Трава покрывает степь только в весенний период, с наступлением сухого, жаркого лета трава выгорает. Абсолютные отметки колеблются от минус 22,75 до минус 25,11 м. На три четверти площадь месторождения покрыта «сорами» и изрезана «арыками». Летом большинство «арыков» пересыхает. Климат Южной Эмбы резкоконтинентальный, но для Каратона несколько смягчен близрасположенным Каспийским морем. Лето жаркое, с продолжительностью высоких температур около 5 месяцев и средней температурой 22-25°C. Количество годовых осадков составляет в среднем 161 мм. Зима малоснежная.

Рисунок 1

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Каратон глубокими разведочными скважинами вскрыта толща мезозойских и кайнозойских отложений. Литологическая характеристика комплексов и их толщина даны исходя из описания керна и геофизических материалов данного месторождения. В разрезе участвуют породы нижнепермской, пермотриасовой, юрской, меловой и неоген-четвертичной систем.

Нижнепермские отложения - соляные отложения кунгурского яруса имеют двухслойное строение. Нижняя толща, мощность которой не установлена, представлена каменной солью с тонкими прослоями терригенных пород, часто встречаются сильно закристаллизованные участки соли. Соль имеет синеватый и розоватый оттенок.

Верхняя толща именуется на Эмбе «кепроком». Она представлена терригенно-сульфатными осадками: гипс, темно-бурый известняк с отдельными прослоями серых глин и ангидритами. Толщина кепрока 15-30м.

Пермотриасовая система – РТ

Толща глинистых и терригенных отложений, перекрывающих кунгурский ярус, стратиграфически относится к верхней перми и триасу.

Глины пермотриасовых отложений известковистые и песчанистые, с тонкими прослоями песчаников. Имеют коричневую, зеленую и пятнистую окраску.

Пески и песчаники пермотриасовых отложений буро-красные и зеленовато-серые, известковистые, среднезернистые. Толщина пермотриаса в сводовых частях колеблется от 199 до 224 м, которая, по-видимому, сильно сокращена в результате размыва верхней части разреза нижнеюрским морским бассейном и внедрением соли снизу.

Юрская система – J представлена нижним, средним и верхним отделами.

Нижняя юра представлена мелководно-морскими отложениями песков, песчаников, галечников с прослоями глин. Пески светло-серые, средне- и крупнозернистые, кварц-полевошпатовые. Толщина нижнеюрских отложений колеблется от 64 до 141м.

Отдел средней юры представлен байосским, байос-батским, батским и келловейским ярусами. Отложения байосского яруса представлены переслаиванием песчаников и глин, которые повсеместно распределены. Пески и песчаники серые, неслоистые, мелкозернистые. Глины от светлого до темно-серых, с прослоями алевроитов. Также встречаются растительные остатки в виде детрита.

Байос-батский ярус литологически представлен глинами с прослоями песков и

песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, тонкозернистые. Глины темно-серые, с растительным детритом. Разрез батского яруса представлен преимущественно глубоководными глинами. Глины серые, карбонатные, со слоистой текстурой. Местами встречаются прослой глинистого угля. Общая толщина средней юры 252-559м

Отложения келловейского яруса представлены глинами с прослоями песчаников. Глины известковистые, плотные, зеленовато-серые. Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые. В песчаниках местами отмечаются мелкие кристаллы пирита.

Верхняя юра представлена отложениями оксфордского и нижневолжского ярусов.

Оксфордский ярус представлен глинами с прослоями глинистых мергелей. Глины серые, известковисто-песчанистые. Мергели от серого до зеленоватого и темно-серого, плотные, крепкие.

Нижневолжские отложения представлены глинами, глинистыми известняками и мергелями. Мергели серые, зеленовато- и темно-серые, крепкие, плотные. Известняки темно-серые, глинистые, крепкие. Глины темно-серые, слоистые. Нижняя часть яруса сложена тонкозернистыми песчаниками серого цвета. Общая толщина верхней юры 139-157м.

Меловая система - К

Отложения нижнего мела представлены валанжинским, готеривским, верхнеэокомским, аптским и альбским ярусами.

Отложения валанжинского яруса характеризуются переслаиванием глин и песчаников. Глины серого цвета, плотные, песчанистые, в составе присутствуют кристаллы пирита. Песчаники от мелкозернистых до грубозернистых. Отложения валанжинского яруса неравномерно залегают на верхнеюрских отложениях.

Отложения готеривского яруса характеризуются переслаиванием песков и глин. Глины зеленовато-серые с прослоями песков, песчаников и мергелей. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые.

Верхний эокомский ярус сложен глинами с прослоями песков и песчаников. Пески зеленовато-серого цвета, слюдистые, мелкозернистые. Песчаники темно-серого цвета, размер зерен от мелкого до среднего. Глины красноватые и зеленые, плотные, разлом оскольчатый. Общая толщина эокома 25-345м.

Отложения аптского яруса представлены глинами с прослоями алевроитового песка, также с пропластками песчаника и черного мергеля. Глина от темно-серого до черного цвета, грубосланцеватая, плотная. Толщина аптского яруса колеблется от 11,5 до 128 м.

Отложения альбского яруса литологически представлены глинами серыми и темно-серыми, плотными. В середине толщ встречаются песчанистые глины. Общая толщина

альба равна 350-470м.

В отложениях верхнего мела выделяются ярусы: сеноманский, туронский, сантонский, кампанский и маастрихтский.

Сеноманский ярус сложен песками и глинами с прослоями песчаников. Глины светло-серые, известковистые, песчанистые. Пески светло-серые, слабосцементированные, размер зерен от мелкого до среднего. Толщина яруса 80м.

Туронский ярус характеризуется чередованием глин и мергелей. В подошве залегает мергель плотный, слюдистый, с серовато-зеленым оттенком. Глины светло-серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями пирита. Выше, в кровельной части яруса, залегают глины очень плотные, более известковистые, слюдистые и слабо песчанистые. Толщина турона 70-80м.

Отложения сантонского яруса характеризуются чередованием глины и рыхлого писчего мела. Глины светло-серые и зеленовато-серые, плотные, известковистые, слабо песчанистые. Мел белый, с прослоями мергеля. Толщина яруса 65-70м.

Кампанский ярус представлен глинами от светлого- до зеленовато серого цвета, плотные, с прожилками и конкрециями пирита, с обломками раковин. Толщина яруса 100-120м.

Литологически маастрихтский ярус представлен мергелем и мелом. Мергель светло-серый, плотный. Мел серовато-белый, плотный, с включениями глин. Выше этих пород залегает белый писчий мел с рыхлой текстурой. Толщина яруса 120-150м.

Отложения датского яруса представлены переслаивающимися толщами мергелей, гипса и глины. Гипсы серовато-зеленые, сильноизвестковистые, плотные. Глины светло-серые и темно-зеленые, плотные. Мергель светло-зеленый, серый, местами пиритизированный. Толщина яруса 15-20м.

Палеогеновая система - Р

Палеоцен-нижне-эоценовые отложения представлены чередованием мергелей светло-серых и кирпично-красных, крепких, с пропластками темной глины. Толщина палеоцена нижнего эоцена равна 15-20м.

Средний эоцен представлен глинами, отличающимися по окраске и литологическому составу. В нижней части глинами светло-серыми-бурыми, карбонатными, местами пиритизированными и сланцеватыми, с прослоями мергелей. Мергели зеленовато-серые, крепкие, песчанистые. Толщина равна 30-45м.

Верхняя часть сложена глинами светло-зелеными и серыми, плотными, песчанистыми, с конкрециями пирита. Толщина равна 20-30м.

Верхний эоцен представлен чередованием глин. В нижней части залегают глины

зеленовато-бурые, сильно карбонатные, плотные, слабо песчанистые. В верхней части залегают глины темно-зеленые, плотные, карбонатные, песчанистые. Толщина – 50м.

Четвертичные система Q литологически представлена глинами и песками. Пески светло-зеленовато-серые, загипсованные, размер зерен от мелких до средних.

Глины серовато-зеленые, известковистые, сильно песчанистые, с прослойками и включениями мелкозернистых и алевроитовых песков. Толщина четвертичных отложений от 20 до 50м.

2.1.2 Тектоника

Месторождение Каратон приурочено к солянокупольной структуре. Данная территория характеризуется развитием на его площади соляных куполов.

В зоне развития соляных куполов наиболее древними отложениями, достигнутыми пробуренными скважинами, являются соленосные осадки кунгурского яруса, прикрытые комплексом надсолевых осадочных пород от пермотриаса до верхнетретичного возраста, суммарной толщиной свыше 2500 м. Глубокими разведочными скважинами (№№ 12, 13, 23, 25, 21, 32, 37, 42) соль вскрыта на глубине 1877–2087 м.

VI отражающий горизонт в пределах участка Каратон приурочен к соляному валу, протягивающемуся в северо-западном направлении. Диапазон глубин колеблется в пределах от минус 1850 м (в наиболее повышенной части) до минус 4900 м (в наиболее глубокой части (мульдовая часть). Ориентировка гряды к северу расходится в северо-восточном и юго-западном направлениях. Именно соляная тектоника играет наибольшее значение при последующем постсолевом накоплении осадков, точнее на их структурный фактор.

Ниже на рисунке 2.1.1 приводится фрагмент структурной карты по поверхности соленосного комплекса (VI).

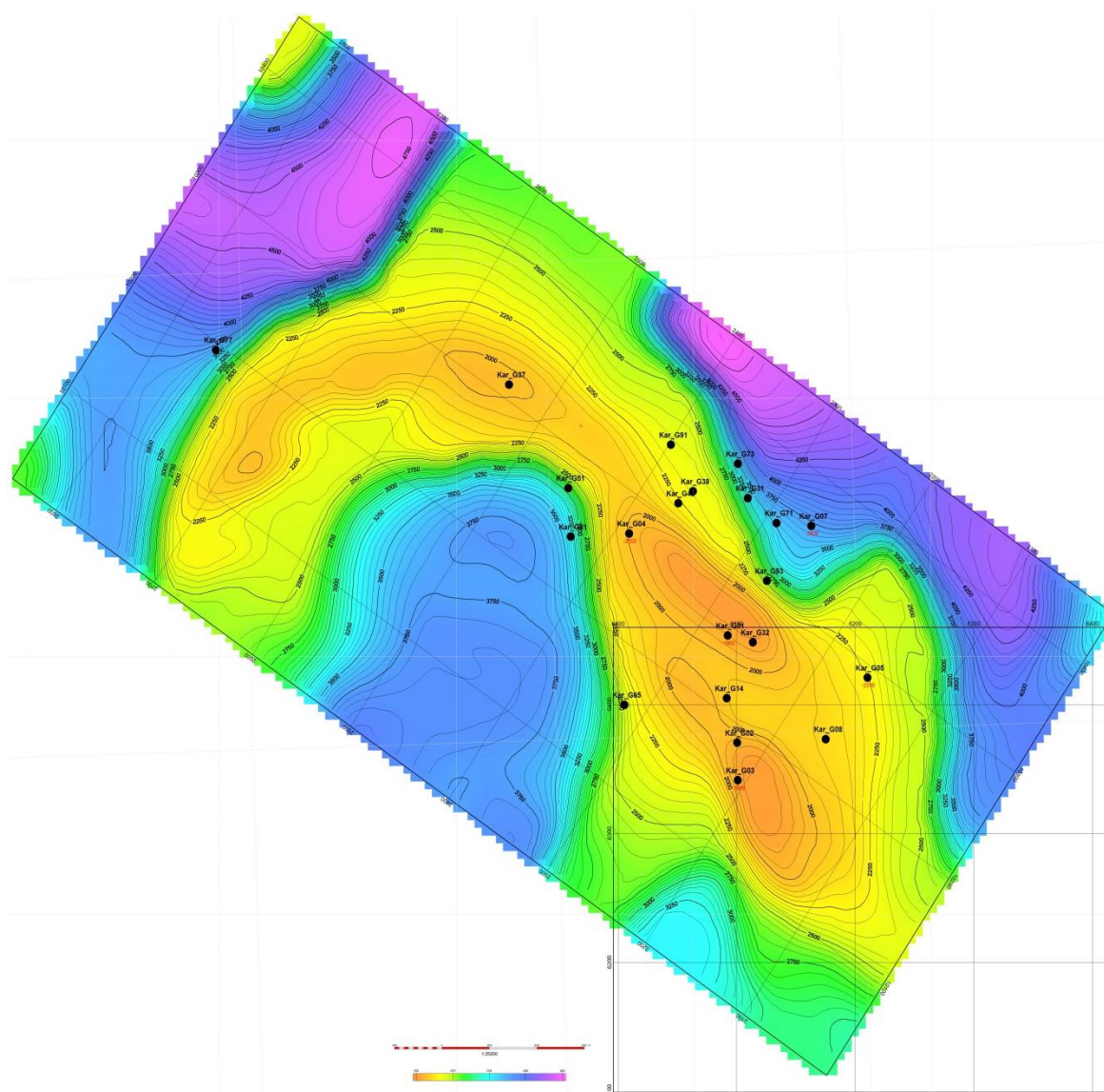


Рис. 2.1.1 - Структурная карта по поверхности соленосного комплекса (VI)

Ниже на рисунке 2.1.2 приводится фрагмент структурной карты по подошве юрского комплекса (V).

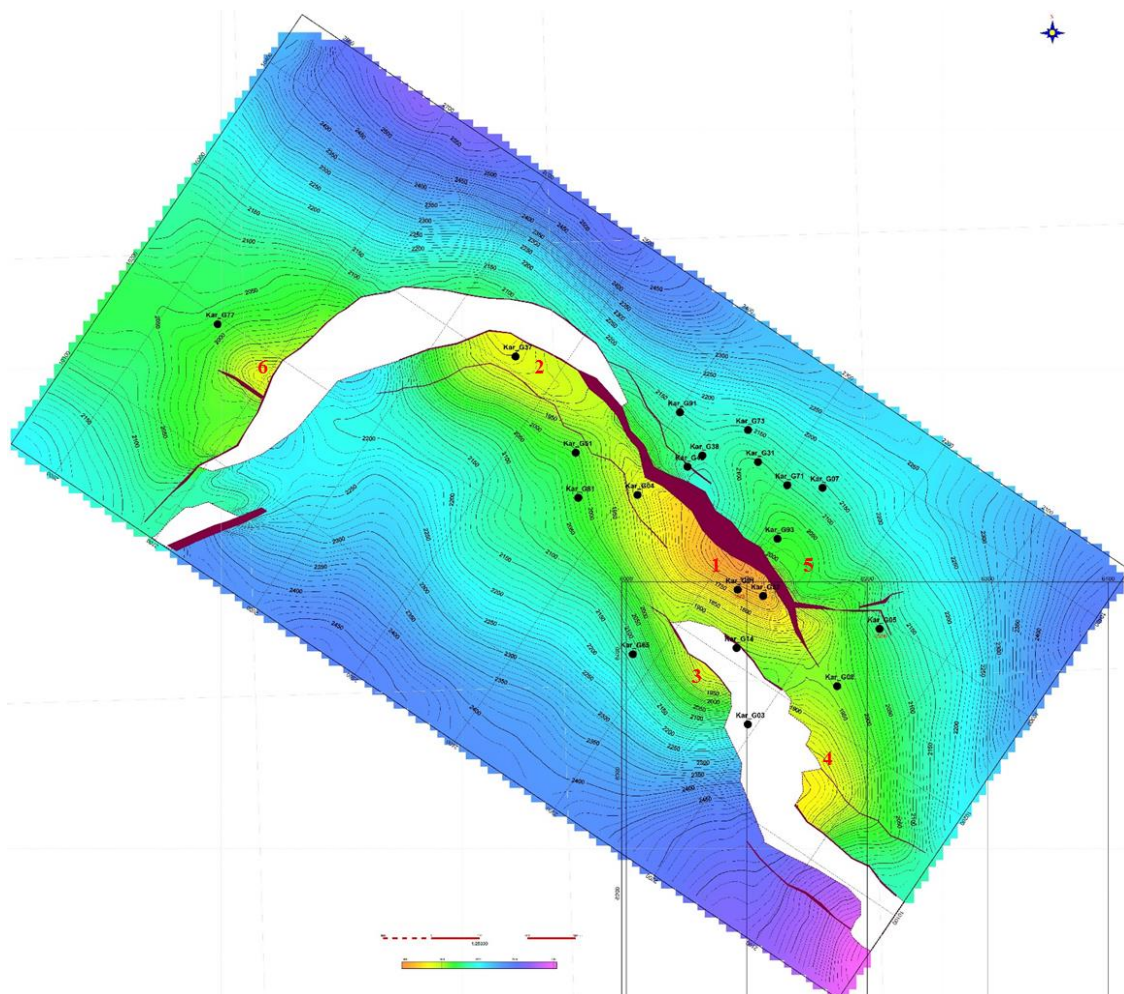


Рис. 2.1.2 - Структурная карта по подошве юрского комплекса (V)

V отражающий горизонт. Тектонический план в целом зависит напрямую от соляного тектогенеза. То есть в данном случае все «положительные» структуры зависят от расположения соляных куполов.

Локальная структура в пределах сводов «1», «2» и «3» выделяется в центральной части участка 3Д и является структурой примыкания к тектоническому нарушению северо-западного простирания. Размеры по изогипсе минус 1950 м составляют 10 х 1,5 км, при амплитуде 310 м. Также допустимо описать вышеуказанные своды на локальном уровне. Так, свод «1» по изогипсе минус 1930 м имеет размеры 6,25 х 1,5 км, при амплитуде 290 м. Свод «2» по изогипсе минус 1930 м имеет размеры 3,25 х 1 км, при амплитуде 90 м. Размеры свода «3» по изогипсе минус 1930 м составляют 1,5 х 0,5 км, при амплитуде 50 м.

Локальный свод «4» выделяется в юго-восточной части участка 3Д и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 1950 м составляют 3,25 х 1 км, при амплитуде 150 м.

Локальный свод «5» выделяется в юго-восточной части участка 3Д, в пределах опущенного крыла и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 2130 м составляют 4,5 x 2 км, при амплитуде 180м.

Локальный свод «6» выделяется в северо-западной части участка 3Д и является структурой примыкания к тектоническому нарушению. Размеры по изогипсе минус 2050 м составляют 5 x 2,5 км, при амплитуде 200 м.

Ниже на рисунке 2.1.3 приводится фрагмент структурной карты по кровле рэт-лейасовых отложений (IV).

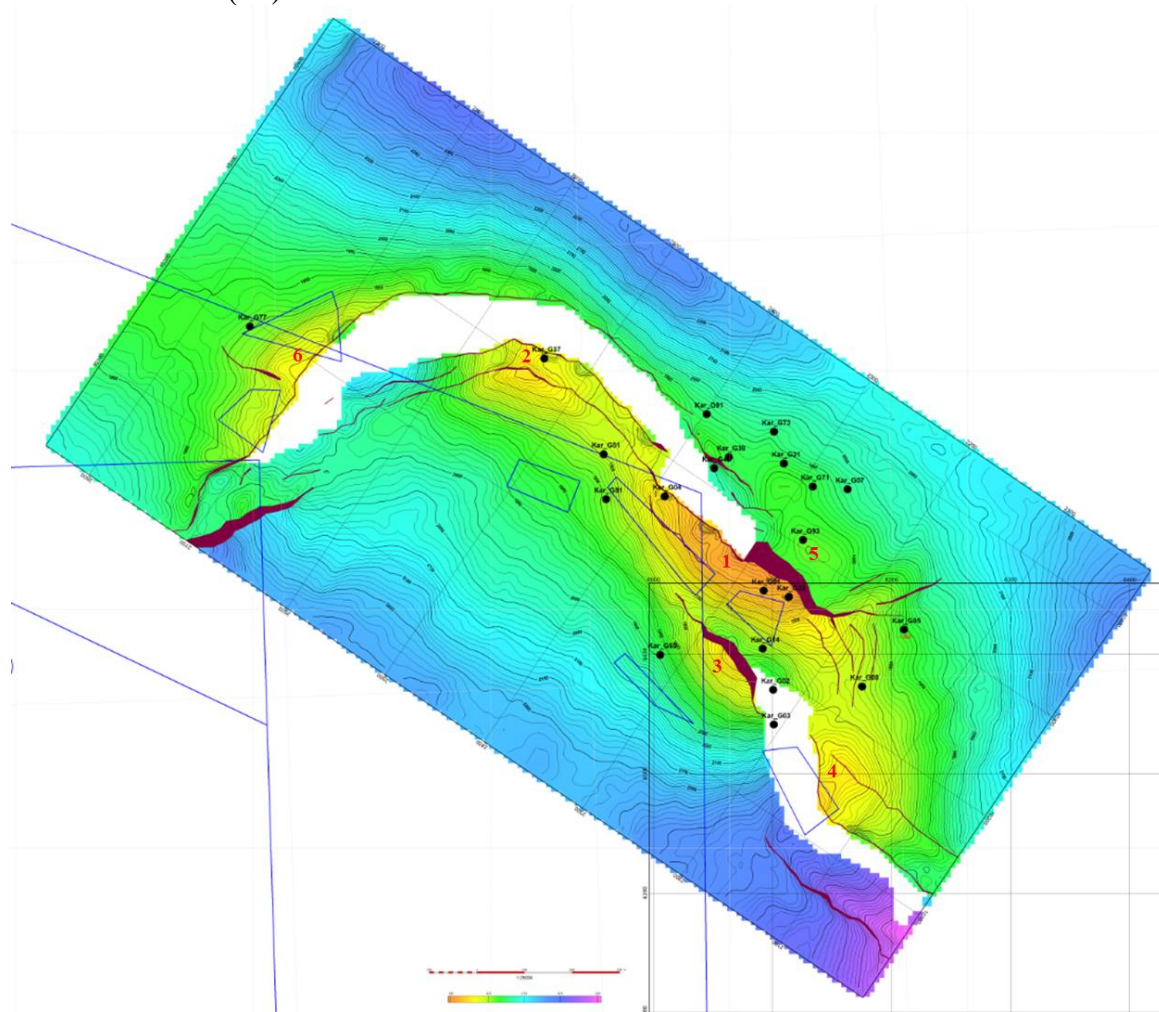


Рис. 2.1.3 - Структурная карта по кровле рэт-лейасовых отложений (IV)

По IV отражающему горизонту локальная структура в пределах сводов «1», «2», «3» и «4» выделяется в центральной части участка 3Д и является структурой примыкания к тектоническому нарушению северо-западного простирания. Размеры по изогипсе минус 1870 м составляют 13,4 x 2 км, при амплитуде 370 м. Также допустимо описать вышеуказанные своды на локальном уровне. Так, свод «1» по изогипсе минус 1760 м имеет размеры 7,5 x 1,75 км, при амплитуде 250 м. Свод «2» по изогипсе минус 1760 м имеет

размеры 2,25 x 1,25 км, при амплитуде 110 м. Размеры свода «3» по изогипсе минус 1790 м составляют 2,25 x 0,75 км, при амплитуде 140 м. Локальный свод «4» выделяется в юго-восточной части участка 3Д и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 1760 м составляют 2,75 x 1,5 км, при амплитуде 130 м.

Локальный свод «5» выделяется в юго-восточной части участка 3Д, в пределах опущенного крыла и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 1920 м составляют 3,75 x 1,5 км, при амплитуде 70 м.

Локальный свод «6» выделяется в северо-западной части участка 3Д и является структурой примыкания к тектоническому нарушению. Размеры по изогипсе минус 1890 м составляют 8,25 x 2 км, при амплитуде 190 м.

Ниже на рисунке 2.1.4 приводится фрагмент структурной карты по подошве нижнемеловых отложений (III).

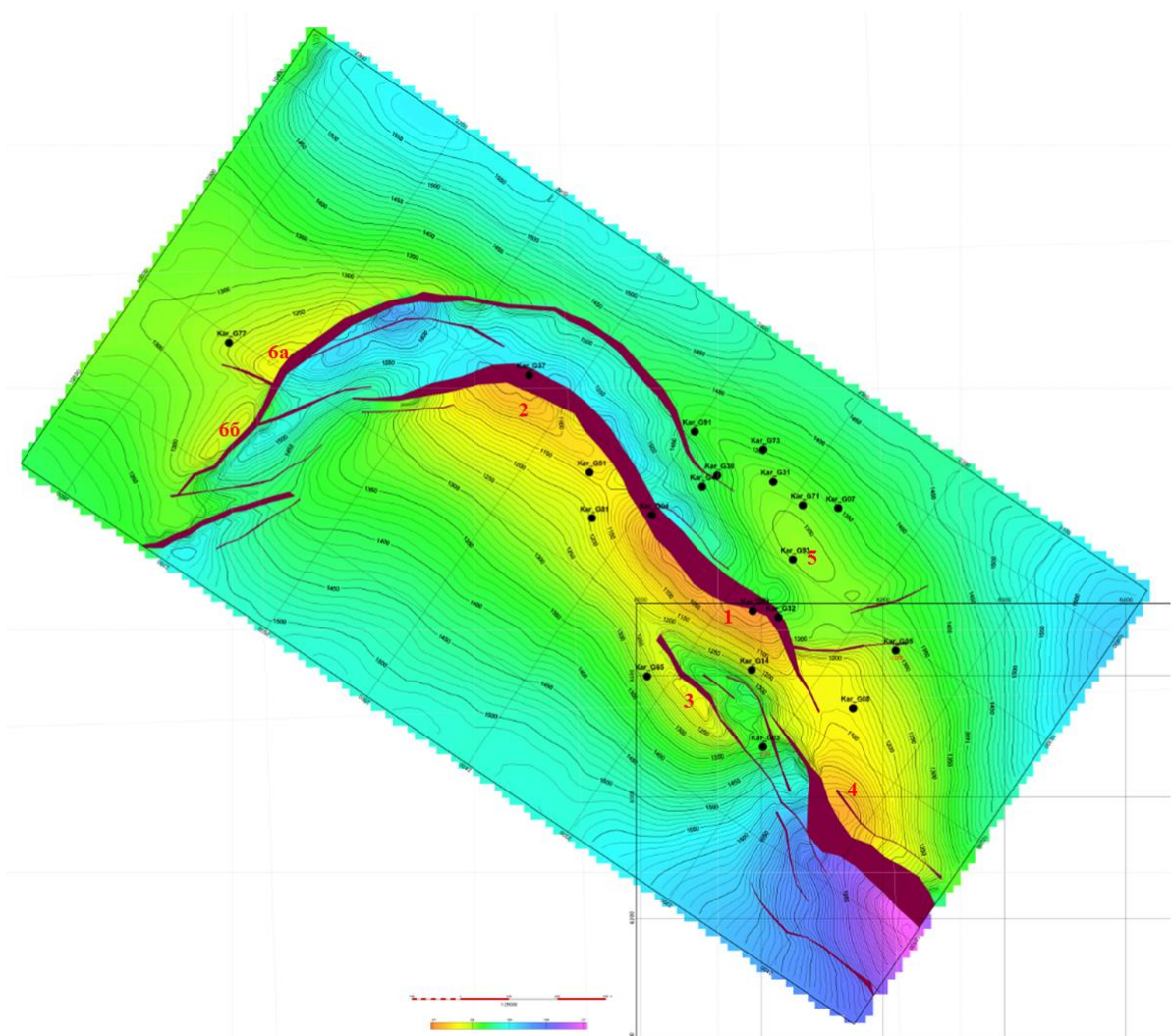


Рис. 2.1.4 - Структурная карта по подошве нижнемеловых отложений (III)

III отражающий горизонт. Как было отмечено выше, тектонический план в целом зависим напрямую от соляного тектогенеза. Также, как и с нижележащими горизонтами, в пределах данного горизонта обособляются некоторые структурные элементы «положительного» плана.

Локальный свод «1» выделяется в центральной части участка 3Д, в виде примыкания к тектоническому нарушению, северо-западного простирания, по изогипсе минус 1140 м размеры составляют 5,1 x 0,75 км, при амплитуде 150 м.

Локальный свод «2» выделяется северо-западнее свода «1», в пределах вышеуказанного тектонического нарушения, северо-западного простирания. Размеры по изогипсе минус 1140 м составляют 3,3 x 1 км, при амплитуде 90 м.

Локальный свод «3» выделяется юго-восточнее свода «1», тектонически контролируется разломом северо-западного простирания, размеры по изогипсе минус 1220 м составляют 1,75 x 0,4 км, при амплитуде 30 м.

Локальный свод «4» выделяется в юго-восточной части участка 3Д, является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 1160 м составляют 3 x 1,1 км, при амплитуде 140 м.

Локальный свод «5» выделяется в юго-восточной части участка 3Д, в пределах опущенного крыла и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 1320 м составляют 4 x 1,5 км, при амплитуде более 30 м.

Локальный свод «6» выделяется в северо-западной части участка 3Д и является структурой примыкания к тектоническому нарушению, северо-восточного простирания. Размеры по изогипсе минус 1300 м составляют 6,5 x 2,5 км, при амплитуде 120 м. Также свод осложнен малоамплитудным нарушением северо-западного простирания, обособляя две локальные вершины. Размеры вершины «6а» по изогипсе минус 1270 м составляют 3,75 x 1,5 км, при амплитуде 90 м. Размеры вершины «6б» по изогипсе минус 1270 м составляют 2,25 x 0,75 км, при амплитуде 40 м.

На рисунке 2.1.5 приводится фрагмент структурной карты по кровле аптских отложений (II).

II отражающий горизонт. Локальный свод «1» выделяется в центральной части участка 3Д, в виде примыкания к тектоническому нарушению, северо-западного простирания и разбивается на два поднятия – «1а» и «1б».

Размеры свода «1а» по изогипсе минус 560 м составляют 1,6 x 0,5 км, при амплитуде более 20 м. Размеры свода «1б» по изогипсе минус 550 м составляют 3 x 0,35 км, при амплитуде более 20 м.

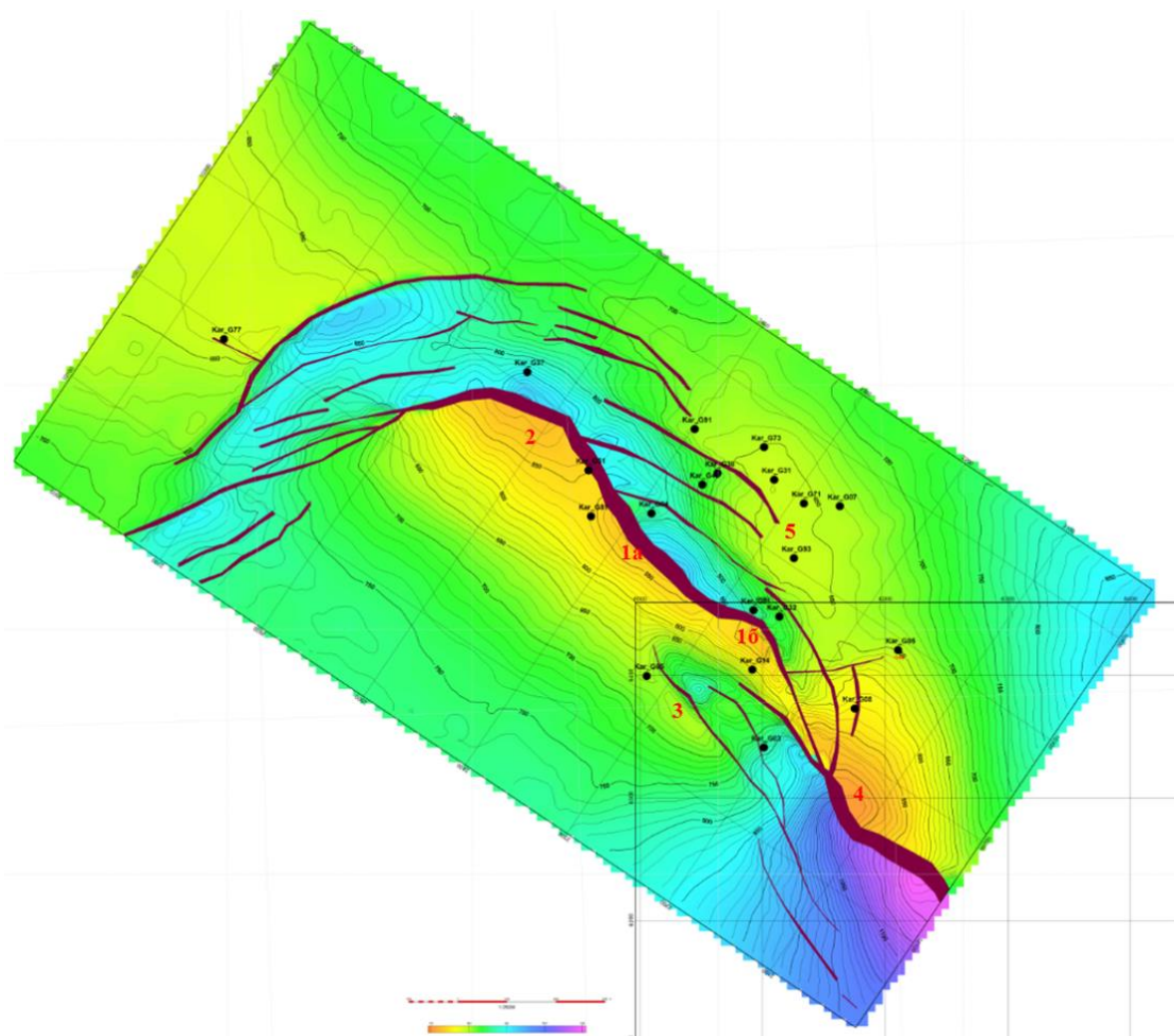


Рис. 2.1.5 - Структурная карта по подошве нижнемеловых отложений (III)

Локальный свод «2» выделяется северо-западнее свода «1», в пределах вышеуказанного тектонического нарушения, северо-западного простирания. Размеры по изогипсе минус 550 м составляют 3 x 1 км, при амплитуде более 30 м.

Локальный свод «3» выделяется юго-восточнее свода «1», тектонически контролируется разломом северо-западного простирания, размеры по изогипсе минус 670 м составляют 1,1 x 0,35 км, при амплитуде более 10 м.

В целом все три свода «1», «2» и «3» допустимо охарактеризовать единой изогипсой – минус 700 м, при этом размеры составят 11 x 3 км, при амплитуде более 180 м.

Локальный свод «4» выделяется в юго-восточной части участка 3Д и является структурой примыкания к куполу соли. Размеры по изогипсе минус 650 м составляют 5,25 x 2,5 км, при амплитуде 170 м. Осложнена тектоническими нарушениями северо-западного простирания.

Локальный свод «5» выделяется в юго-восточной части участка 3Д, в пределах опущенного крыла. По типу структура – замкнутая антиклиналь северо-западного

простирается, осложненная тектоническими нарушениями также северо-западного направления. Размеры по изогипсе минус 650 м составляют 3,75 x 1,25 км, при амплитуде 20 м.

Промышленные залежи нефти обнаружены в пермтриасе, средней юре, неокоме, апте, альбе. Месторождение Каратон расположено в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий. По своему строению соляной купол Каратон, как и все купола, расположенные в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий, отличаются от других куполов Южной Эмбы.

Для соляного купола Каратон характерно:

1. Глубокое залегание соляного штока (до 2000 м и более);
2. Большая толщина надсолевого комплекса;
3. Сравнительно пологое залегание пород надсолевого комплекса;
4. Наличие большого количества поперечных и продольных сбросов;
5. Незначительная амплитуда сбросовых нарушений.

По данным сейсморазведки построена схема строения кровли соляного ядра. Соляное ядро купола Каратон представляется в виде пяти локальных солянокупольных поднятий, разделенных небольшими прогибами в виде седловин (рис. 2.1.1).

На северо-западе структуры находится солянокупольное поднятие Кошкимбет, соляное ядро которого имеет вид узкого гребня, с пологим северо-западным и крутым юго-восточным склоном (участок IV).

К юго-востоку от поднятия Кошкимбет через небольшой прогиб располагаются три центральных поднятия соли. Северо-западное из них имеет почти широтное простирание.

Два других центральных поднятия располагаются к юго-востоку от первого, параллельно друг другу. Оба они имеют юго-восточное простирание. У обоих пологим является юго-западный склон, а крутым – северо-восточный.

Наиболее крупное поднятие почти меридианального простирания располагается к юго-востоку от центральных структур. Восточный склон у поднятия пологий, а западный крутой. В соляных куполах Каратон отмечается такая закономерность: при переходе от одного поднятия к другому, пологий склон одного поднятия переходит в крутой склон другого поднятия. Нефтепромысловые участки месторождения Каратон расположены в пределах этих локальных поднятий соляного ядра. Залежи нефти здесь, как правило, приурочены к пологим склонам поднятий.

В течение всего мезокайнозойского времени происходил неравномерный рост соляного штока, в результате чего структура рядом продольных и поперечных сбросов разбита на отдельные тектонические участки (блоки), относительно опущенные и

приподнятые друг к другу. Соляной купол грабенем делится на два крыла: северо-восточное и юго-западное. Простираение грабена, в основном, северо-западное, изменяющееся далее на запад в юго-западное. Грабен с поверхности сложен отложениями нижнетретичного возраста (средний эоцен). Ширина грабена непостоянна и изменяется от 2 до 3 км.

Юго-западное крыло

Юго-западное крыло имеет вид полукупола. С юго-запада, севера и северо-востока крыло ограничено сбросом F_1 , амплитуда которого непостоянна (граф. прил. №1).

Юго-западное крыло сбросами F_3 и F_4 делится на 3 поля, примерно равные по своим размерам.

Северо-западное поле – наиболее приподнятое, представляет собой моноклираль. Соль залегает здесь на глубине 1918м (скважина №37м). Сброс F_3 , ограничивающий поле с юго-востока, падает на юго-восток. Амплитуда его – 12-20 м в сводовой части поля по подошве туронских отложений. К наиболее приподнятой части поля приурочены залежи нефти в ниже-альбских и среднеюрских отложениях (III промысловый участок).

Центральное поле юго-западного крыла ограничено сбросом F_1 с северо-востока и поперечными сбросами F_3 и F_4 с северо-запада и юго-востока. Сброс F_4 падает к юго-востоку, амплитуда его 10-15 м по подошве туронских отложений.

К сводовой части этого поля приурочены залежи нефти в третичных и разрабатываемых ниже-альбских, аптских и неокомских отложениях (II промысловый участок).

Юго-восточное поле по своему геологическому строению более сложное, чем северо-западное и центральное. Продольный сброс F_5 образует обширную приграбенную ступень, которая поперечными сбросами F_6 , F_7 , F_8 разбита на 4 блока. Сброс приграбенной ступени F_5 падает под углом 45-50°, с амплитудой 100-120м по подошве туронских отложений. Все поперечные сбросы падают на юго-восток, с амплитудой 20-25 м. Сводовые части трех блоков сложены датскими отложениями, которые далее на юго-запад погружаются под палеоценовые и ниже-эоценовые. Юго-восточный блок приграбенной ступени целиком сложен с поверхности палеоцен-ниже-эоценовыми отложениями. Простираение пород в пределах приграбенной ступени северо-западное. К ниже-альбским, аптским и неокомским отложениям приграбенной ступени приурочены залежи нефти (I промысловый участок).

От приграбенной ступени к юго-западу почти все поле с поверхности сложено палеоцен-ниже-эоценовыми отложениями. Только в северо-западном углу на поверхности залегают небольшой полосой датские отложения. Падение пород на этом поле более

пологое, чем в приграбеновой ступени и равно 6-7° по подошве аптских отложений. Простираие пород северо-западное. К сводовой части аптских и неокомских отложений приурочены залежи нефти (VI промысловый участок).

Северо-восточное крыло. С юга ограничено сбросом грабена F₂ (граф. прил. №1).

Северо-восточное крыло очень обширно по своим размерам и сбросом F₉ разделено на две части: северо-западную и юго-восточную. Простираие крыла северо-западное, изменяющееся на широтное и далее к западу на юго-западное. Ограничено крыло с северо-запада и юго-востока сбросом грабена F₂, угол падения которого равен 45°-50°.

Юго-восточная часть крыла поперечными сбросами F₁₂, F₁₃, F₁₄, F₁₅, F₁₆ делится на ряд блоков, которые по своему строению мало отличаются друг от друга. Все блоки, за исключением наиболее обширного южного блока, сложены с поверхности палеоценовыми и ниже-эоценовыми отложениями.

Простираие пород северо-западное. По подошве туронских отложений угол падения очень пологий – 3-4°. Амплитуда поперечных сбросов от 2 до 5м. Продольные сбросы F₁₆ и F₁₇ образуют приграбеновую ступень, сложенную с поверхности, в основном, палеоцен ниже-эоценовыми отложениями. Сбросами F₁₈, F₁₉ приграбеновая ступень разделена на 3 блока. В сводовой части южного участка юго-восточной части крыла большой полосой на поверхность выведены маастрихтские отложения, сменяющиеся по падению серией более молодых отложений. Простираие пород северо-западное. Угол падения пород 5-6° по подошве аптских отложений. Этот участок наиболее перспективный в нефтеносном отношении (V промысловый участок). В разрезе этого участка восемь нефтяных горизонтов.

Северо-западная часть крыла (участок Кошкимбет) поперечными сбросами F₁₀ и F₁₁ делится на 3 поля: северо-восточное, центральное и юго-западное.

Наиболее обширное юго-западное поле продольными сбросами F₂₀, F₂₁, F₂₂, F₂₃ разбито на 5 блоков. Все продольные сбросы падают на северо-запад, амплитуда их 10-20м по подошве туронских отложений. Простираие пород почти меридианальное. Падение пород очень пологое – 2°-3° по подошве аптских отложений.

Центральное поле ограничено с юга сбросом F₁₀, а с северо-востока - сбросом F₁₁. Сбросы падают на север, амплитуда их – 10-15 м по подошве туронских отложений. С поверхности поле сложено маастрихтскими отложениями. Сбросы F₂₄, F₂₅, F₂₆ образуют ступенчатые блоки.

В разрезе северо-восточного поля также присутствуют маастрихтские отложения. Падение пород очень пологое. Сбросы F₂₇, F₂₈ образуют ступенчатые блоки. Сбросы падают на юго-запад, амплитуда их 2-3м по подошве туронских отложений.

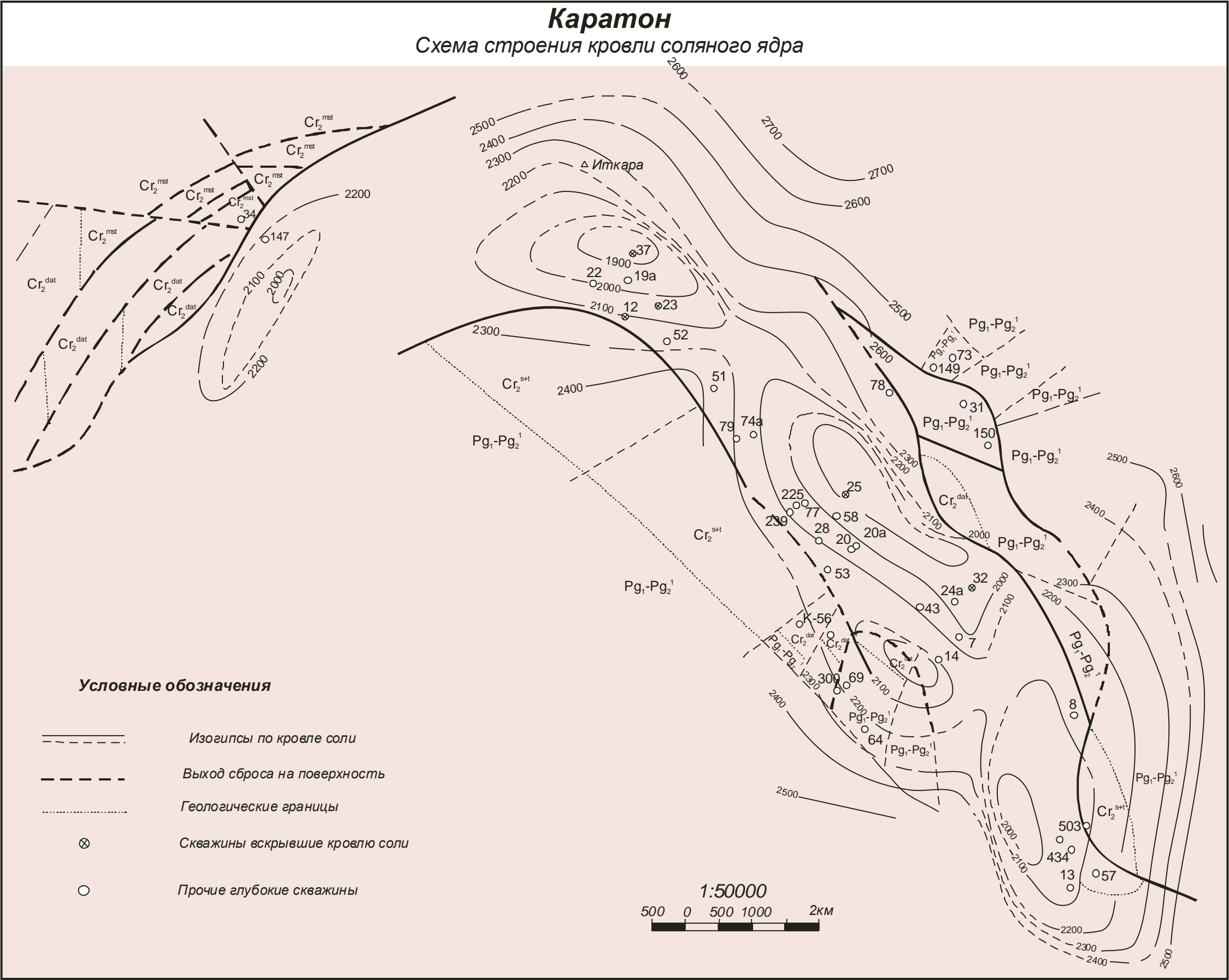


Рис. 2.1.6 - Схема строения кровли соляного ядра

2.1.3 Нефтегазоносность.

Нефтеносность месторождения Каратон связана с пятью обособленными промысловыми участками (I, II, III, V и VI). В настоящее время в разработке находятся альбские и апт-неокомские горизонты II и V участков.

За период после даты составления действующего проектного документа на месторождении Каратон новые скважины не пробурены, продуктивные участки остались без изменений.

Промышленно нефтеносными являются отложения нижнего мела (альба, апта, неокома) и средней юры в пределах северо-восточного и юго-западного полей северо-западной части Северо-Восточного крыла. Кроме них по материалам ГИС выявлены нефтеносные пласты в палеогеновых, верхнемеловых (маастрихт) отложениях. На каждом нефтепромысловом участке выделены от 3 до 8 продуктивных горизонтов.

Палеогеновый горизонт выявлен в разрезах II, III и V участков, а маастрихтский – в разрезе V промыслового участка. Нефтеносность их основывается на результатах интерпретации промыслово-геофизических материалов. Нефть из этих горизонтов была получена крелиусными скважинами в небольшом количестве.

По типу залежи нефти пластовые, сводовые, приуроченные к куполовидным поднятиям, также тектонически экранированные, подпирающиеся контурной водой.

Некоторые залежи отличаются весьма сложным строением и характеризуются как литологически изолированные и не контактирующие с водой.

Коллекторами являются терригенные песчано-глинистые породы. Нефтеносные горизонты разделены породами разной толщины от нескольких до десятков метров.

Характеристика продуктивных горизонтов и отметки межфлюидных контактов представлены в таблицах 2.1.1-2.1.2.

Первый промысловый участок

Первый участок является наименьшим по площади. На I участке промышленно-нефтеносные нижнеальбский, аптский и неокомский горизонты: нефтяные залежи полусводовые, экранированные сбросом грабена.

Нижнеальбский горизонт литологически представлен мелким среднезернистым песком и песчаником, переслаивающимся с глинистыми пропластками.

Горизонт вскрыт 12 скважинами. Продуктивность пласта доказана опробованием 8-и скважин (№№ 26, 27, 41, 47, 48, 55, 112, 118). Контур нефтеносности отбивается на абсолютной отметке минус 706,5 м по скважине №26. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности – 280 тыс.м².

Аптский горизонт залегает на глубине 677-840 м, литологически сложен уплотненными песками и слабосцементированными песчаниками с подчиненными прослоями глин. Роль перекрывающего флюидоупора выполняют плотные, чистые глины значительной толщины.

Опробованы 4 скважины. Максимальный дебит нефти составляет 8,0 м³/сут. Условный контур нефти отбивается по подошве нефтеносного пласта коллектора в скважине №48. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 316,0 тыс.м².

Неокомский горизонт залегает на глубине 697,5-907 м, литологически представлен песчано-алевролитовыми породами, переслаивающимися с глинами. Пески преимущественно мелкозернистые, слабоуплотненные, характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Продуктивность горизонта доказана 6-ю скважинами. Максимальный дебит нефти составляет 75,68 м³/сут по скважине №18а. Водонефтяной контакт отбивается на абсолютной отметке минус от 770,0м.

Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 193,0 тыс.м².

Второй промысловый участок

Расположен в центральной части юго-западного крыла структуры. В пределах второго участка выявлены палеогеновый, нижнеальбский, аптский и неокомский продуктивные горизонты. Из них разрабатываются три нефтеносных горизонта - нижнеальбский, аптский и неокомский. Все залежи экранируются плоскостью сброса грабена и ограничиваются контурными водами.

Нижнеальбский горизонт залегает в интервале 626-696 м. Сложен мелкозернистыми песками. Продуктивность горизонта доказана опробованием 31-ой скважины. Минимальные и максимальные начальные среднесуточные дебиты варьируют от 0,2 до 59,0 м³/сут. ВНК принят на абсолютной отметке минус 705,2 м по скважине №79. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности - 940 тыс. м².

Аптский горизонт залегает на глубине 691-756,5 м, литологически представлен мелко- и среднезернистым песком, представляющим собой прослойки значительной толщины в однородной толще плотных глин. Глины присутствуют также в виде тонких прослоев внутри пластов-коллекторов.

Продуктивность доказана опробованием 19-ти скважин.

Начальные среднесуточные дебиты по горизонту колебались от 0,2 до 34 м³/сут.

Наиболее высокая отметка горизонта – 715,4 м в скважине №225. Водонефтяной

контакт принят на абсолютной отметке минус 779,2 м по скважине №89. Залежь тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности составляет 1090 тыс.м². Наименьшие толщины нефтенасыщенных коллекторов вскрыты скважинами не в водонефтяной зоне залежи, а в сводовых скважинах, что свидетельствует о фациально-литологической замещенности их по площади.

Неокомский горизонт залегает на глубине 716-810 м, сложен мелкозернистым глинистым песком с тонкими пропластками глин.

Продуктивность доказана опробованием 10-ти скважин. Максимальный дебит нефти при опробовании составил 33,5 м³/сут. ВНК принят на абсолютной отметке минус 769 м по скважине №232. Залежь тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности 321 тыс.м².

Третий промысловый участок

На участке промышленно-нефтеносными являются нижнеальбский, аптский, неокомский и юрский горизонты. Горизонт палеогена не имеет промышленного интереса, хотя является нефтяным. На структурных картах меловые и юрские залежи имеют форму полусвода, ограниченного с северо-востока сбросом грабена. Залежи пластовые, ограниченные контурными водами.

Нижнеальбский горизонт залегает на глубине 620-658м, литологически сложен чередующимися прослоями мелко- и среднезернистых песков, мелкозернистых песчаников с плотными темными глинами.

Начальные среднесуточные дебиты скважин, вступивших в эксплуатацию, составляли от 6,67 до 11,12 м³/сут. По промыслово-геофизической характеристике нижнего пласта неокома в интервале 620-625м коллектор замещен плотными породами.

Площадь нефтяной залежи 785 тыс.м², водонефтяной контакт отбивается на отметке минус 679,4м по скважине №52

Аптский горизонт залегает в пределах глубин 691-711м. К горизонту приурочена газовая залежь, выявленная по характеристике геофизических данных. Скважины №№ 125, 80, 126 чисто газовые, а скважина №121 – газоводяная. Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 726,6 м. Залежь тектонически экранированная, высота залежи – 13 м. Площадь газоносности – 161 тыс.м².

Неокомский горизонт залегает на глубинах 709-776 м. Горизонт состоит из 2-х пластов (верхний и нижний), отделенных глинистым пластом толщиной 8м. Литологически сложен такими же терригенными осадочными породами, что и неокомские пласты на других промысловых участках.

Верхний пласт в скважине №125 залегает на глубине 709-741 м, а в скважине №80 –

718-742м. Продуктивность данного пласта доказана опробованием скважины №125. Из интервала 709-722 м получена нефть с водой, дебитом нефти 2,2 м³/сут и воды – 0,73 м³/сут. ВНК принят на абсолютной отметке минус 749,6 м. Залежь полусводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности – 53 тыс.м².

Нижний пласт неокома залегает в скважине №125 и отбивается на глубине 748-776м, скважина №80 замещена. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 788,6 м по скважине №125. Залежь полуантиклинальная, тектонически экранированная сбросом грабена с севера-востока. Залежь замыкается на отметке – 790 м. Амплитуда равна 10м. Площадь нефтеносности 27,0 тыс.м².

Юрский горизонт залегает в пределах глубин 1168-1212 м. Литологически представлен мелкозернистым, глинистым песком, переслаивающимся с глинистыми и алевролитоглинистыми пропластками. Литологически состав пород горизонта хорошо выдерживается по всей площади распространения в пределах данного участка.

Дебиты варьируют от 0,84 до 30,03 м³/сут.

В скважине №600 по данным интерпретации материалов ГИС выделен водонасыщенный коллектор с толщиной 1,0м, при построении карт обводнившийся под влиянием разработки пласт был принят как продуктивный.

Все вскрытые пласты данного горизонта являются нефтенасыщенными коллекторами. Общая эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 1 до 5 м. Коэффициент открытой пористости – 0,30, коэффициент нефтенасыщенности – 0,70 доли ед. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1227,5 м по скважине №23. Залежь полусводовая, тектонически экранированная сбросом грабена.

Площадь залежи составляет 610 тыс.м².

Пятый нефтепромысловый участок

Расположен в юго-восточной части юго-восточного крыла Каратонского поднятия. Разрабатываются 5 горизонтов, 3 из которых в отложениях альба, 1 в апте и 1 в неокоме.

Как видно из структурных карт, по кровлям и подошвам продуктивных горизонтов, структурные ловушки представляют собой брахиантиклинальные поднятия неполного контура, вытянутые в субмеридианальном направлении, ограниченные с запада, юго-запада, с востока и юго-востока плоскостью сброса основного грабена. Высота и разрезы залежей по глубинам и стратиграфическим комплексам изменяются в больших пределах.

Кроме этих горизонтов, в пределах 5 участка прослеживаются палеогеновый и маастрихтский горизонты с перспективными запасами, которые были обнаружены по данным геолого-геофизического материала. Опробование этих двух горизонтов не производилось. На структурной карте, построенной по кровле палеогена, залежь

представляет собой небольшую по площади складку, ограниченную с северо-востока сбросом грабена. Горизонт залегает на глубине 169-246 м.

Пропластки маастрихтского горизонта плохо коррелируются в соседних скважинах. Следовательно, нефть маастрихтского горизонта приурочена к отдельным литологическим линзам.

На структурной карте по кровле маастрихтского горизонта, залежь нефти рисуется в виде полукупола, вытянутого в субмеридианальном направлении. Залежь ограничена с северо-востока сбросом грабена. Но по этим двум горизонтам никакие работы не проводились и запасы по ним остались без изменения.

В скважине №601 по данным интерпретации материалов ГИС выделены водонасыщенные коллектора в нижнеальбском, аптском и неокомском горизонтах, при построении карт обводнившиеся под влиянием разработки пласты были приняты как продуктивные.

Верхнеальбский нефтеносный горизонт залегает на глубине 354,5-405 м. Опробован в двух скважинах №102 и №106, которые в процессе разработки были ликвидированы, в связи со 100% обводнением продукции.

Судя по электрокаротажной характеристике и небольшому числу образцов керна, литологически горизонт складывается переслаивающимися песчано-глинистыми породами. Водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках от минус 401,1м до минус 406,1м по скважинам №№ 406, 407, 494. Залежь тектонически экранированная, высота залежи 24,1м. Площадь нефтеносности – 124 тыс.м².

Среднеальбский нефтеносный горизонт залегает в пределах глубин 446-520м. Литологически представлен чередующимися мощными пластами песка и глин.

ВНК принят на абсолютных отметках от 495,0 до 498,1м по скважинам №№ 57, 408. Залежь тектонически экранированная, высота залежи составляет 29,1м. Площадь нефтеносности – 216 тыс.м².

Нижнеальбский нефтеносный горизонт литологически представлен мелко-среднезернистым песком со слабой глинизацией.

Продуктивность доказана опробованием 11-ти скважин. Максимальный дебит нефти - 27,0м³/сут получен по скважине №503. Высокая абсолютная отметка горизонта - 612,5 м в скважине №332. ВНК принят на абсолютной отметке от минус 655,0м до минус 658,1м по скважинам №№ 408, 486. Залежь тектонически экранированная, высота залежи составляет 45,6 м, площадь нефтеносности 335 тыс.м².

Аптский нефтеносный горизонт по занимаемой площади является наиболее обширным, залегает в пределах глубин 664,5-746,5 м.

Нефтеносность горизонта установлена в 1951г скважиной №423, вступившей в эксплуатацию с начальным дебитом 22,4 м³/сут нефти, отбор проб производился из интервала 726-736 м.

Литологически горизонт сложен преимущественно мелкозернистыми песками с подчиненными прослоями глин. Продуктивность горизонта доказана опробованием 22-х скважин. Максимальный дебит нефти в аптском горизонте составил 39,1 м³/сут в скважине №454. ВНК принят на абсолютной отметке минус 768,9 м по скважине №412. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности - 965,0 тыс.м².

Неокомский нефтеносный горизонт залегает на глубине 670-785м, открыт в 1951г скважиной №57, давшей при испытании 11 м³/сут нефти. Продуктивность горизонта доказана опробованием 39-ти скважин. Максимальный дебит нефти составил 35,8 м³/сут в скважине №401. Литологически горизонт представлен мелко-среднезернистым песком и песчаником с прослоями глин. ВНК принят на абсолютных отметках от минус 786,7 до минус 788,5м по скважинам №№ 442, 483. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности – 921,0 тыс.м².

Юрский нефтеносный горизонт залегает в пределах глубин 1122-1208,5м. Открыт в 1954г в результате испытания разведочной скважины №13, откуда первоначально был получен газ. Затем скважина перешла на нефть с начальным дебитом 2,44 м³/сут. Горизонт литологически представлен глинизированным песком.

Горизонт разбурен 6 скважинами (№№ 13, 62, 434, 444, 446, 498), которые вскрывают только юго-восточную часть залежи.

Продуктивность доказана опробованием 3-х скважин. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1231м по скважине №498. Залежь тектонически экранированная. Площадь нефтеносности по категории В составляет 131 тыс.м², по категории С₁ – 306 тыс.м².

Шестой промысловый участок

В отчете по подсчету запасов по состоянию изученности на 1 июля 1955г на участке в качестве промышленно нефтеносных выделены аптский и неокомский горизонты. В апте выделяются два горизонта – основной аптский горизонт и дополнительный второй горизонт, который прослеживается на ограниченной площади и опробован в разведочной скважине №64.

Позднее, в процессе эксплуатационного разбуривания и разработки ниже основного неокомского горизонта был выделен новый нефтеносный пласт, названный нижним неокомским горизонтом, который разрабатывался с 1960г до 02.06.1998г.

Верхнеаптский горизонт (район скважины №64). Горизонт выделен в скважинах №№ 64, 305, 310 и залегает на глубине 801-822 м. Верхнеаптский горизонт опробован в одной

скважине №64 в 1952г и вступил в эксплуатацию с начальным суточным дебитом 21 м³/сут. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 845,0 м, высота залежи – 21,0 м. Залежь полусводовая, тектонически экранированная. Залежь замыкается на отметке 850 м. Амплитуда равна 10 м. Площадь нефтеносности составляет 89,0м.

Аптский газовый горизонт залегает на глубине 821-853м. Продуктивность горизонта доказана опробованием скважины №313, давшей при испытании газ дебитом 30,0 тыс.м³/сут. Высокая абсолютная отметка на своде равна 844 м по скважине №313. Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 860 м по скважине №308. Залежь пластовая, тектонически-экранированная сбросом с северо-востока. Высота залежи составляет 16,0 м. Площадь газоносности 124 тыс.м².

В отличие от ранее составленных отчетов по подсчету запасов в отчете 2011г **неокомский горизонт** расчленен на два пласта (верхний и нижний).

Верхний пласт неокомского горизонта вскрыт 18-ю скважинами, залегает на глубине 836-896 м. Продуктивность доказана опробованием 10-ти скважин. Водонефтяной контакт принят на абсолютных отметках минус 906,3-909,3м по скважинам №№ 303а, 308. По принятой отметке высота залежи – 50,3 м. Тип залежи – тектонически-экранированный.

Площадь – 340 тыс.м².

Нижний пласт встречается в скважинах №№ 313, 315, 316, 317. Глубина залегания колеблется в пределах 872-928 м. Опробования скважин не проводилось. ВНК принят на отметке минус 905,0 м по скважинам №№ 316, 317. Залежь сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности – 70 тыс.м².

Нижненеокомский горизонт выделен в интервале 904-957 м. Продуктивность доказана опробованием 6-и скважин (№№ 313, 314, 315, 316, 317, 318).

В скважине №300 горизонт замещен, а в скважине №309 – водоносный.

Литологически, горизонт представлен чередованием мелкозернистых песков. В пределах горизонта выделяются до 4 песчаных пропластков. Залежь тектонически экранирована с северо-востока. ВНК принят на абсолютной отметке минус 963 м по кровле воды в №309 скважине. Площадь нефтеносности – 167 тыс.м².

Таблица 2.1.1 – Характеристика продуктивных горизонтов

№ № п/п	Учас ток	Горизонт	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, км ²	Тип коллектора	Средняя эффективна я толщина, м	Абсолютная отметка начального положения, м		
								ВНК-УВНК	ГНК	ГВК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	I	Нижнеальбский	676,4	пластовые, сводовые тектоническ и и экранирован ные	Нефть-280	Терригенный	6,29	ВНК-706,5	-	-
2		Аптский	728,4		Нефть-316		3,95	УВНК-770,0	-	-
3		Неокомский	770,4		Нефть-193		16,45	УВНК-770-773,4	-	-
4	II	Палеоген	110,9		Нефть-504		7,72	ВНК-127,1-143	-	-
5		Нижнеальбский	662		Нефть-940		10,65	ВНК—705,2	-	-
6		Аптский	720,9		Нефть-1090		3,94	УВНК-779,0	-	-
7		Неокомский	763,0		Нефть-321		14,07	ВНК-769	-	-
8	III	Палеоген	103		Нефть 131		5,60	ВНК-129,5	-	-
9		Нижнеальбский	642		Нефть-785		4,71	ВНК-679,4	-	-
10		Аптский	704,8		Газ-161		7,20	-	-	-726,6
11		Неокомский (верхний пласт)	741,7		Нефть-53		17,0	ВНК-794,6	-	-
12		Неокомский (нижний пласт)	778		Нефть-27		8,0	ВНК-788,6	-	-
13		Юрский	1194,4		Нефть-610		3,36	ВНК-1227,5	-	-
14	V	Палеоген	207,4		Нефть-448		9,67	ВНК-220-225		
15		Маастрихтский	280,5		Нефть -152		14,98	-	-	-
16	V	Верхнеальбский	389,7		Нефть-124		10,40	ВНК-401,1-406,1	-	-
17		Среднеальбский	494,4		Нефть-216		20,52	ВНК-495-498,1	-	-
18		Нижнеальбский	654,9		Нефть-335		21,16	ВНК-655-658,1	-	-
19		Аптский	711,8		Нефть-965		4,26	ВНК-769	-	-
20		Неокомский	751,1		Нефть-921		21,16	ВНК-786,7-788,5	-	-
21		Юрский	1165,7		Нефть-437		2,67	ВНК-1231	-	-
22	VI	Верхнеаптский	816,7		Нефть-89		4,33	ВНК-845	-	-
23		Аптский	839		Газ-171		4,14		-	-860
24		Неокомский (верхний пласт)	878,5		Нефть-340		16,25	ВНК-909	-	-
25		Неокомский (нижний пласт)	904,3		Нефть-70		11,17	ВНК-905	-	-
26		Неокомский	944,8		Нефть-167		10,96	ВНК-963	-	-

Таблица 2.1.2 – Абсолютные отметки межфлюидных контактов

№№ п/п	Учас ток	Горизонт	№№ скв.	Отметки ВНК, ГНК, ГВК		
				по ГИС	по опробованию	принятые
1	I	Нижнеальбский	№26	ВНК-706,5		ВНК-706,5
2		Аптский	№48	УВНК-770,0		УВНК-770,0
3		Неокомский	№№27,61	УВНК-770-773,4		УВНК-770-773,4
4	II	Палеоген	№№271,53	ВНК-127,1-143		ВНК-127,1-143
5		Нижнеальбский	№79	ВНК—705,2		ВНК-705,2
6		Аптский	№89	УВНК-779,0		УВНК-779,0
7		Неокомский	№23	ВНК-769		ВНК-769
8	III	Палеоген	№115	ВНК-129,5		ВНК-129,5
9		Нижнеальбский	№52	ВНК-679,4		ВНК-679,4
10		Аптский	№121	ГВК-726,6		ГВК-726,6
11		Неокомский (верхний пласт)	№125	ВНК-794,6		ВНК-794,6
12		Неокомский (нижний пласт)	№125	ВНК-788,6		ВНК-788,6
13		Юрский	№23	ВНК-1227,5		ВНК-1227,5
14	V	Палеоген	№427;423	ВНК-220-225		ВНК-220-225
15		Маастрихтский	№102	ВНК349,5		ВНК349,5
16		Верхнеальбский	№№407,494	ВНК-401,1-406,1		ВНК-401,1-406,1
17		Среднеальбский	№57,408	ВНК-495-498,1		ВНК-495-498,1
18		Нижнеальбский	№655,658,1	ВНК-655-658,1		ВНК-655-658,1
19		Аптский	№412	ВНК-769		ВНК-769
20		Неокомский	№№442,483	ВНК-786,7-788,5		ВНК-786,7-788,5
21		Юрский	№498	ВНК-1231		ВНК-1231
22	VI	Верхнеаптский	№64	ВНК-845		ВНК-845
23		Аптский	№308	ГВК-860		ГВК-860
24		Неокомский (верхний пласт)	№№303а,308	ВНК-909		ВНК-909
25		Неокомский (нижний пласт)	№№316,317	ВНК-905		ВНК-905
26		Неокомский	№309	ВНК-963		ВНК-963

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведен статистический анализ эффективных толщин *по участкам* и по меловому, юрскому продуктивным *горизонтам*. Результаты обобщенных значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин горизонтов представлены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Характеристика толщин пластов (горизонтов)

Толщина	Наименование	№ участка		
		1-участок		
		<i>Нижнеальбс.</i>	<i>аптский</i>	<i>Неокомс.</i>
1	2	3	4	5
ЧНЗ				
Общая	Средняя, м	9,95	4,94	25,57
	Коэфф.вариации, д.ед	0,272	0,220	0,201
	Интервал изменения,м	5,5-14,0	3,5-6,5	20,0-34,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,50	3,44	14,07
	Коэфф.вариации, д.ед	0,216	0,135	0,311
	Интервал изменения,м	4,0-8,0	2,5-4,5	5,5-21,0
Водонасыщенная	Средняя, м	2,00	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	0,0	-	-
	Интервал изменения,м	2,0-2,0	-	-
Эффективная	Средняя, м	5,68	3,44	14,07
	Коэфф.вариации, д.ед	0,206	0,135	0,311
	Интервал изменения,м	4,0-8,0	2,5-4,5	5,5-21,0
ВНЗ				
Общая	Средняя, м	9,00	6,67	23,41
	Коэфф.вариации, д.ед	0,0	0,187	0,199
	Интервал изменения,м	9,0-9,0	5,0-8,0	18,5-35,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	4,58
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,513
	Интервал изменения,м	-	-	1,5-8,5
Водонасыщенная	Средняя, м	9,0	6,67	15,32
	Коэфф.вариации, д.ед	0,0	0,187	0,429
	Интервал изменения,м	9,0-9,0	5,0-8,0	6,0-30,0
Эффективная	Средняя, м	9,0	6,67	17,82
	Коэфф.вариации, д.ед	0,0	0,187	0,272
	Интервал изменения,м	9,0-9,0	5,0-8,0	10,5-30,0

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка		
		I-участок		
		<i>Нижнеальбс.</i>	<i>аптский</i>	<i>Неокомс.</i>
1	2	3	4	5
В целом				
Общая	Средняя, м	10,71	5,21	24,13
	Коэфф.вариации, д.ед	0,380	0,246	0,201
	Интервал изменения,м	5,5-22,5	3,5-8,0	18,5-35,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,54	3,44	9,69
	Коэфф.вариации, д.ед	0,207	0,135	0,613
	Интервал изменения,м	4,0-8,0	2,5-4,5	1,5-21,0
Водонасыщенная	Средняя, м	5,38	6,67	15,54
	Коэфф.вариации, д.ед	0,675	0,187	0,276
	Интервал изменения,м	1,5-9,0	5,0-8,0	6,0-30,0
Эффективная	Средняя, м	6,29	3,95	16,45
	Коэфф.вариации, д.ед	0,253	0,341	0,298
	Интервал изменения,м	4,0-9,0	2,5-8,0	5,5-30,0

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка			
		II-участок			
		<i>Полеог</i>	<i>Нижнеальбс</i>	<i>апт</i>	<i>Неоком</i>
1	2	3	4	5	6
ЧНЗ					
Общая	Средняя, м	6,33	13,25	4,27	20,05
	Коэфф.вариации, д.ед	0,318	0,296	0,416	0,082
	Интервал изменения,м	2,0-9,5	5,0-23,0	2,0-11,0	16,0-22,5
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,92	10,69	3,94	12,85
	Коэфф.вариации, д.ед	0,276	0,331	0,447	0,087
	Интервал изменения,м	2,0-8,5	3,5-18,0	2,0-9,5	11,0-14,5
Водонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-
Эффективная	Средняя, м	5,92	10,69	3,94	12,85
	Коэфф.вариации, д.ед	0,276	0,331	0,447	0,087
	Интервал изменения,м	2,0-8,5	3,5-18,0	2,0-9,5	11,0-14,5
ВНЗ					
Общая	Средняя, м	8,64	11,17	-	19,85
	Коэфф.вариации, д.ед	0,084	0,284	-	0,156
	Интервал изменения,м	7,0-10,0	8,0-15,5	-	15,5-31,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,22	2,83	-	6,15
	Коэфф.вариации, д.ед	0,316	0,363	-	0,339

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка			
		II-участок			
		<i>Полеог</i>	<i>Нижнеальб</i>	<i>апт</i>	<i>Неоком</i>
1	2	3	4	5	6
ВНЗ					
Водонасыщенная	Интервал изменения,м	2,0-6,5	1,5-4,0	-	3,0-10,5
	Средняя, м	7,16	7,67	-	11,71
	Коэфф.вариации, д.ед	0,365	0,606	-	0,505
	Интервал изменения,м	2,0-10,0	3,0-14,0	-	2,0-27,0
Эффективная	Средняя, м	8,47	10,00	-	14,38
	Коэфф.вариации, д.ед	0,107	0,327	-	0,239
	Интервал изменения,м	6,0-10,0	6,0-14,0	-	9,5-27,0
В целом					
Общая	Средняя, м	7,96	13,12	4,27	19,89
	Коэфф.вариации, д.ед	0,205	0,299	0,416	0,144
	Интервал изменения,м	2,0-10,0	5,0-23,0	2,0-11,0	15,5-31,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,19	10,19	3,94	8,63
	Коэфф.вариации, д.ед	0,333	0,386	0,447	0,429
	Интервал изменения,м	2,0-8,5	1,5-18,0	2,0-9,5	3,0-14,5
Водонасыщенная	Средняя, м	7,16	7,67	-	11,71
	Коэфф.вариации, д.ед	0,365	0,606	-	0,505
	Интервал изменения,м	2,0-10,0	3,0-14,0	-	2,0-27,0
Эффективная	Средняя, м	7,72	10,65	3,94	14,07
	Коэфф.вариации, д.ед	0,213	0,331	0,447	0,226
	Интервал изменения,м	2,0-10,0	3,5-18,0	2,0-9,5	9,5-27,0

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка					
		III-участок					
		<i>Полеог</i>	<i>Нижнеальб</i>	<i>апт</i>	<i>Неок.в р.пл</i>	<i>Неок.н иж.пл.</i>	<i>юра</i>
1	2	3	4	5	6	7	8
ЧГЗ							
Общая	Средняя, м	-	-	7,0	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,101	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	6,0-8,0	-	-	-
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	7,0	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,117	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	6,0-8,0	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	--	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Водонасыщенная	Средняя, м	-	-	7,0	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,0	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	7,0-7,0	-	-	-
Эффективная	Средняя, м	-	-	7,0	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,101	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	6,0-8,0	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка					
		III-участок					
		Полеог.	Нижнеал ьбс.	аптский	Неок.вр .пл	Неок.ни ж.пл.	юрский
1	2	3	4	5	6	7	8
ГВЗ							
Общая	Средняя, м	-	-	7,50	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,067	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	7,0-8,0	-	-	-
Газонасы щенная	Средняя, м	-	-	4,0	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,0	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-4,0	-	-	-
Нефтенас ыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	--	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Водонасы щенная	Средняя, м	-	-	5,50	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,273	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-7,0	-	-	-
Эффектив ная	Средняя, м	-	-	7,5	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,067	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	7,0-8,0	-	-	-
ЧНЗ							
Общая	Средняя, м	6,10	6,98	-	-	15,0	3,50
	Коэфф.вариации, д.ед	0,183	0,296	-	-	0,0	0,333
	Интервал изменения,м	5,0-8,0	3,0-12,0	-	-	15,0-15,0	2,0-5,0
Газонасы щенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Нефтенас ыщенная	Средняя, м	5,60	4,65	-	-	8,0	3,36
	Коэфф.вариации, д.ед	0,173	0,398	-	-	0,0	0,305
	Интервал изменения,м	4,0-6,5	2,0-11,0	-	-	8,0-8,0	2,0-5,0
Водонасы щенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Эффектив ная	Средняя, м	5,60	4,65	-	-	8,0	3,36
	Коэфф.вариации, д.ед	0,173	0,398	-	-	0,0	0,305
	Интервал изменения,м	4,0-6,5	2,0-11,0	-	-	8,0-8,0	2,0-5,0
ВНЗ							
Общая	Средняя, м	-	8,0	7,0	22,67	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	0,0	0,0	0,363	-	-
	Интервал изменения,м	-	8,0-8,0	7,0-7,0	12,0-32,0	-	-
Газонасы щенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал измен., м	-	-	-	-	-	-
Нефтенас ыщенная	Средняя, м	-	4,0	-	5,0	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	0,0	-	0,400	-	-
	Интервал измен., м	-	4,0-4,0	-	3,0-7,0	-	-
Водонасы щенная	Средняя, м	-	2,0	7,0	13,67	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	0,0	0,0	0,091	-	-
	Интервал измен., м	-	2,0-2,0	7,0-7,0	12,0-15,0	-	-
Эффектив ная	Средняя, м	-	6,0	7,0	17,00	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	0,0	0,0	0,240	-	-
	Интервал измен., м	-	6,0-6,0	7,0-7,0	12,0-22,0	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка					
		III-участок					
		Полеог.	Нижнеальбс.	аптский	Неок.вр.пл	Неок.н.иж.пл.	юрский
1	2	3	4	5	6	7	8
В целом							
Общая	Средняя, м	6,10	7,0	7,20	22,67	15,00	3,50
	Коэфф.вариации, д.ед	0,183	0,289	0,104	0,363	0,0	0,333
	Интервал изменения, м	5,0-8,0	3,0-12,0	6,0-8,0	12,0-32,0	15,0-15,0	2,0-5,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	6,25	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	0,273	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	4,0-8,0	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	5,6	4,62	-	5,0	8,0	3,36
	Коэфф.вариации, д.ед	0,173	0,392	-	0,400	0,0	0,305
	Интервал изменения, м	4,0-6,5	2,0-11,0	-	3,0-7,0	8,0-8,0	2,0-5,0
Водонасыщенная	Средняя, м	-	2,0	5,50	13,67	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	0,0	0,273	0,091	-	-
	Интервал изменения, м	-	2,0-2,0	4,0-7,0	12,0-15,0	-	-
Эффективная	Средняя, м	5,60	4,71	7,20	17,00	8,0	3,36
	Коэфф.вариации, д.ед	0,173	0,388	0,104	0,240	0,0	0,305
	Интервал изменения, м	4,0-6,5	2,0-11,0	6,0-8,0	12,0-22,0	8,0-8,0	2,0-5,0

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка							
		V-участок							
		Полеог.	Масстрих.	Верх.альб	Сред.альб	Нижнеальбс.	аптский	Неокомс.	юрский
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЧНЗ									
Общая	Средняя, м	8,86	31,50	12,65	24,04	24,21	4,77	33,57	3,17
	Коэфф.вариации, д.ед	0,228	0,682	0,066	0,031	0,113	0,314	0,164	0,197
	Интервал изменения, м	4,0-13,0	4,0-80,5	11,5-14,0	22,5-25,0	20,0-28,0	2,0-9,0	7,0-42,0	2,0-4,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,20	14,92	10,0	20,30	18,13	4,17	20,40	2,67
	Коэфф.вариации, д.ед	0,272	0,541	0,153	0,116	0,165	0,263	0,172	0,177
	Интервал изменения, м	2,0-13,0	4,0-32,0	8,0-13,0	17,5-24,0	15,5-26,0	2,0-7,0	7,0-27,0	2,0-3,5
Водонасыщенная	Средняя, м	9,0	-	-	-	-	-	5,0	-
	Коэфф.вариации, д.ед	0,0	-	-	-	-	-	0,0	-
	Интервал изменения, м	9,0-9,0	-	-	-	-	-	5,0-5,0	-
Эффективная	Средняя, м	8,56	14,92	10,0	20,30	18,13	4,17	20,51	2,67
	Коэфф.вариации, д.ед	0,222	0,541	0,153	0,116	0,165	0,263	0,173	0,177
	Интервал изменения, м	4,0-13,0	4,0-32,0	8,0-13,0	17,5-24,0	15,5-26,0	2,0-7,0	7,0-27,0	2,0-3,5

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	№ участка							
		V-участок							
		Полеог.	Масстр их.	Верх. альб	Сред. альб	Нижне альбс.	аптский	Неокомс.	юрский
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВНЗ									
Общая	Средняя, м	10,68	17,0	13,53	24,19	25,06	10,50	34,34	-
	Коэфф. вариации, д.ед	0,233	0,0	0,254	0,118	0,150	0,0	0,185	-
	Интервал изменения, м	3,0-15,0	17,0-17,0	9,0-25,0	7,0-27,0	8,0-32,0	10,5-10,5	19,0-43,5	-
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефте-насыщенная	Средняя, м	4,89	-	4,0	11,05	10,62	-	11,54	-
	Коэфф. вариации, д.ед	0,606	-	0,234	0,538	0,576	-	0,120	-
	Интервал изменения, м	1,5-10,0	-	2,5-5,0	2,0-22,0	2,0-20,0	-	7,0-19,0	-
Водонасыщенная	Средняя, м	9,19	16,0	10,06	16,89	18,35	10,50	12,72	-
	Коэфф. вариации, д.ед	0,294	0,0	0,253	0,360	0,404	0,0	0,535	-
	Интервал изменения, м	3,0-13,0	16,0-16,0	5,0-14,0	3,0-25,0	2,0-28,5	10,5-10,5	5,5-35,0	-
Эффективная	Средняя, м	10,61	16,0	11,06	20,09	22,14	10,5	22,81	-
	Коэфф. вариации, д.ед	0,201	0,0	0,151	0,126	0,181	0,0	0,191	-
	Интервал изменения, м	4,0-13,5	16,0-16,0	7,5-14,0	15,0-25,0	7,5-28,5	10,5-10,5	17,0-35,0	-
В целом									
Общая	Средняя, м	9,85	30,78	13,19	24,19	24,88	4,86	33,90	3,17
	Коэфф. вариации, д.ед	0,252	0,688	0,211	0,108	0,146	0,339	0,171	0,197
	Интервал изменения, м	3,0-15,0	4,0-80,5	9,0-25,0	7,0-27,0	8,0-32,0	2,0-10,5	7,0-43,5	2,0-4,0
Газонасыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-	-	-
	Коэфф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	-	-	-	-	-	-
Нефте-насыщенная	Средняя, м	7,48	14,92	8,29	13,89	13,14	4,17	18,46	2,67
	Коэфф. вариации, д.ед	0,365	0,541	0,368	0,487	0,481	0,228	0,210	0,177
	Интервал изменения, м	1,5-13,0	4,0-32,0	2,5-13,0	2,0-24,0	2,0-26,0	2,0-7,0	7,0-27,0	2,0-3,5
Водонасыщенная	Средняя, м	9,19	16,00	10,06	16,99	18,35	10,50	12,26	-
	Коэфф. вариации, д.ед	0,294	0,0	0,253	0,356	0,404	0,0	0,489	-
	Интервал изменения, м	3,0-13,0	16,0-16,0	5,0-14,0	3,0-25,0	2,0-28,5	10,5-10,5	5,0-35,0	-
Эффективная	Средняя, м	9,67	14,98	10,65	20,86	21,43	4,27	21,18	2,67
	Коэфф. вариации, д.ед	0,237	0,525	0,159	0,124	0,195	0,315	0,185	0,177
	Интервал изменения, м	4,0-13,5	4,0-32,0	7,5-14,0	15,0-25,0	7,5-28,5	2,0-10,5	7,0-35,0	2,0-3,5

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VI-участок					
		Горизонты					
		<i>альбс.</i>	<i>Верхнеап- тский.</i>	<i>аптский</i>	<i>Неокомс .вр.пл</i>	<i>Неок.ниж.п л</i>	<i>Неоком.</i>
1	2	3	4	5	6	7	8
ЧГЗ							
Общая	Средняя, м	-	-	6,00	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,118	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	5,5-7,5	-	-	-
Газонасы- щенная	Средняя, м	-	-	4,0	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,191	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	3,0-5,0	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Водонас- ыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Эффекти- вная	Средняя, м	-	-	4,0	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,191	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	3,0-5,0	-	-	-
ГВЗ							
Общая	Средняя, м	-	-	4,30	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,093	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-5,0	-	-	-
Газонасы- щенная	Средняя, м	-	-	1,0	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,0	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	1,0-1,0	-	-	-
Нефтена- сыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Водонас- ыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Эффекти- вная	Средняя, м	-	-	4,10	-	-	-
	Кoeff.вариации , д.ед	-	-	0,119	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-5,0	-	-	-

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VI-участок					
		Горизонты					
		<i>альбс.</i>	<i>Верхнеап- тский.</i>	<i>аптский</i>	<i>Неокомс. вр.пл</i>	<i>Неок.ниж.п л</i>	<i>Неоком.</i>
1	2	3	4	5	6	7	8
ЧНЗ							
Общая	Средняя, м	-	4,33	-	22,73	7,0	19,98
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	-	0,269	0,309	0,472
	Интервал изменения,м	-	2,0-8,0	-	12,0- 32,0	5,0-10,0	3,0-34,0
Газонасы- щенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Нефтена- сыщенна я	Средняя, м	-	4,33	-	17,88	7,0	9,66
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	-	0,378	0,309	0,519
	Интервал изменения,м	-	2,0-8,0	-	9,0-30,0	5,0-10,0	3,0-18,0
Водонас- ыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Эффекти- вная	Средняя, м	-	4,33	-	17,88	7,0	9,66
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	-	0,378	0,309	0,519
	Интервал изменения,м	-	2,0-8,0	-	9,0-30,0	5,0-10,0	3,0-18,0
ВНЗ							
Общая	Средняя, м	-	-	4,25	20,10	13,40	23,13
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	0,102	0,109	0,353	0,288
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-5,0	17,0- 22,5	6,0-22,0	12,0-28,5
Газонасы- щенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения,м	-	-	-	-	-	-
Нефтенас- ыщенная	Средняя, м	-	-	-	5,10	6,0	4,40
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	-	0,462	0,0	0,258
	Интервал изменения,м	-	-	-	1,5-8,0	6,0-6,0	3,5-6,0
Водонасы- щенная	Средняя, м	-	-	4,25	6,90	11,60	10,25
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	0,102	0,338	0,387	0,243
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-5,0	3,0-10,0	6,0-22,0	6,0-12,0
Эффектив- ная	Средняя, м	-	-	4,25	12,0	12,0	13,55
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	0,102	0,105	0,360	0,119
	Интервал изменения,м	-	-	4,0-5,0	11,0- 14,5	6,0-22,0	12,0-15,7

Продолжение таблицы 2.2.1

Толщина	Наименование	VI-участок					
		Горизонты					
		альбс.	Верхнеап тский.	аптский	Неокомс .вр.пл	Неок.ниж.п л	Неоком.
1	2	3	4	5	6	7	8
В целом							
Общая	Средняя, м	-	4,33	5,23	22,0	12,33	21,03
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	0,197	0,248	0,406	0,415
	Интервал изменения, м	-	2,0-8,0	4,0-7,5	12,0- 32,0	5,0-22,0	3,0-34,0
Газонасы щенная	Средняя, м	-	-	3,57	-	-	-
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	0,354	-	-	-
	Интервал изменения, м	-	-	1,0-5,0	-	-	-
Нефтенас ыщенная	Средняя, м	-	4,33	-	14,33	6,75	8,23
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	-	0,573	0,284	0,493
	Интервал изменения, м	-	2,0-8,0	-	1,5-30,0	5,0-10,0	3,0-18,0
Водонасы щенная	Средняя, м	-	-	4,10	6,90	11,60	10,25
	Коэфф.вариации , д.ед	-	-	0,119	0,338	0,387	0,243
	Интервал изменения, м	-	-	3,5-5,0	3,0-10,0	6,0-22,0	6,0-12,0
Эффектив ная	Средняя, м	-	4,33	4,14	16,25	11,17	10,96
	Коэфф.вариации , д.ед	-	0,606	0,155	0,392	0,399	0,418
	Интервал измен, м	-	2,0-8,0	3,0-5,0	9,0-30,0	5,0-22,0	3,0-18,0

Для уточнения характеристики слоистости пласта и степени его прерывистости были проанализированы статистические показатели, характеризующие неоднородность пластов.

Полученные показатели неоднородности нефтяных пластов продуктивного разреза по участкам и продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)

Участок	Горизонт	Кол- во скваж ин	Коэффициент песчанности		Коэффициент расчлененности		Характе ристика прерыви стости
			Среднее значение	Коэффициен т вариации	Среднее значение	Коэффициен т вариации	
1	2	3	4	5	6	7	8
I	Нижнеальбский	14	0,63	0,306	3,64	0,493	1,0
	Аптский	19	0,77	0,229	2,16	0,482	1,0
	Неокомский	19	0,68	0,250	4,89	0,596	1,0
II	Палеоген	41	0,96	0,119	1,12	0,292	0,16
	Нижнеальбский	47	0,79	0,200	2,34	0,493	1,0
	Аптский	55	0,90	0,164	1,27	0,350	1,0
	Неокомский	49	0,70	0,170	3,35	0,416	1,0
III	Палеоген	5	0,92	0,103	1,40	0,350	1,0
	Нижнеальбский	21	0,54	0,297	2,05	0,281	1,0
	Аптский	5	0,83	0,192	1,0	0	1,0
	Неокомский (верхний пласт)	3	0,54	0,218	1,67	0,283	1,0

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
	Неокомский (нижний пласт)	1	0,3	0	2,0	0	1,0
	Юрский	8	0,33	0,415	1,14	0,306	1,0
V	Палеоген	55	0,94	0,138	1,25	0,408	0,03
	Маастрихтский	20	0,60	0,368	4,25	0,599	1,0
	Верхнеальбский	26	0,83	0,108	2,77	0,429	1,0
	Среднеальбский	53	0,85	0,104	2,92	0,440	1,0
	Нижнеальбский	66	0,83	0,163	3,27	0,893	1,0
	Аптский	63	0,87	0,202	1,52	0,435	1,0
	Неокомский	63	0,62	0,151	6,59	0,397	1,0
	Юрский	6	0,73	0,338	1,50	0,333	1,0
VI	Альбский	-	-	-	-	-	-
	Верхнеаптский	3	0,40	0,491	1,0	0	1,0
	Аптский	11	0,74	0,197	1,55	0,322	1,0
	Неокомский (верхний пласт)	18	0,59	0,352	3,44	0,532	1,0
	Неокомский (нижний пласт)	18	0,57	0,364	1,33	0,433	0,05
	Неокомский	12	0,39	0,499	2,17	0,455	1,0
V	Палеоген	55	0,94	0,138	1,25	0,408	0,03
	Маастрихтский	20	0,60	0,368	4,25	0,599	1,0
	Верхнеальбский	26	0,83	0,108	2,77	0,429	1,0
	Среднеальбский	54	0,84	0,115	2,94	0,436	1,0
	Нижнеальбский	67	0,83	0,187	3,22	0,905	1,0
	Аптский	64	0,86	0,223	1,52	0,436	1,0
	Неокомский	64	0,61	0,154	6,63	0,394	1,0
	Юрский	6	0,59	0,338	1,50	0,333	0,1

Основные параметры пластов эксплуатационных объектов

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса электрокаротажа, данные лабораторного изучения образцов керна и гидродинамических исследований скважин.

Анализ исследования по керну. На месторождении керн отобран из 81 скважины:

- 50 разведочных – №№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 18а, 19а, 20, 20а, 23, 24, 24а, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34, 37, 38, 50, 53, 58, 69, 71, 77, 78, 114, 141, 142, 143, 144, 145, 147, 148, 149, 171, 600, 601;
- 31 эксплуатационных – №№ 118, 202, 203, 205, 209, 222, 227, 228, 229, 231, 232, 234, 235, 236, 238, 239, 240, 241, 265, 271, 310, 400, 403, 406, 409, 411, 412, 413, 416, 426, 433.

Проходка с отбором керна составляет 4619,34 м, вынос керна 3549,53 м, что составляет 76,84%. В продуктивной части разреза проходка составляет 184 м, вынос керна

175,5 м, или 73,66%. Общее количество образцов составляет 184 единицы, из них в продуктивной части – 68 единиц. Количество кондиционных образцов – 24 единицы.

За период после даты составления действующего проектного документа на месторождении с отбором керна из меловых, юрских и пермотриасовых отложений пробурена скважина №601, где общая проходка составила 51,06 м, вынос керна – 42,87 м или 83,96% от проходки. В петрофизической лаборатории горных пород филиала ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау выполнены стандартные исследования по 45 образцам, из которых 21 – приходится на меловой горизонт (проходка 12,96 м, вынос керна – 10,2 м, 78,7%).

Характеристика отбора керна приведена в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Характеристика отбора керна

№ скв.	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных	Отбор керна в продуктивной части разреза (мел)			Кол-во обр. прихол. на продукт. горизонты	Кол-во кондиц. образцов
	Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %		Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2,8	2,8	100	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
3	228,4	223,1	97,7	-		-	-	-	-
4	242,5	235,1	96,9	-		-	-	-	-
5	13,0	13,0	100,0	-		-	-	-	-
6	799,97	799,97	100	-		-	-	-	-
7	764,6	760,0	99,4	-		-	-	-	-
8	25	4,26	17,0	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
9	652	652	100,0	-		-	-	-	-
10	227,2	227,2	100,0	-		-	-	-	-
11	25	17,8	71,2	-	-	-	-	-	-
12	39	30,9	79,2	-	-	-	-	-	-
13	31	8,7	28,1	-	0,5	0,5	100	-	-
14	49	49	100,0	-	3	3	100	-	-
16	24	24	100,0	-	-	-	-	-	-
18а	7,3	7,3	100,0	-	-	-	-	-	-
19а	54	14,2	26,3	-	-	-	-	-	-
20	17	17	100,0	-	-	-	-	-	-
20а	20	3,07	15,4	-	-	-	-	-	-
23	75,5	17,6	23,4	-	-	-	-	-	-
24	9,0	4,7	63,3	-	-	-	-	-	-
24а	11,0	5,7	51,8	-	-	-	-	-	-
25	29,0	2,5	8,6	-	-	-	-	-	-
26	5,0	3,0	60,0	-	1	1	100	-	-
27	6,0	1,2	20,0	-	1	1	100	-	-
28	9,0	9,0	100,0	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
31	25,0	12,0	48,0	-		-	-	-	-
32	49,0	11,4	23,2	-		-	-	-	-
33	22,6	22,6	100,0	-		-	-	-	-
34	88,0	9,0	10,2	2	-	-	-	2	2
37	32,0	2,1	6,6	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
38	65,0	9,5	14,6	-		-	-	-	-
50	50,0	10,0	19,9	-	-	-	-	-	-
53	7,0	6,0	85,7	-	-	-	-	-	-

58	9,0	9,0	100,0	-	-	-	-	-	-
69	52,0	52,0	100,0	-	9	9	100	-	-

Продолжение таблицы 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
71	25,0	8,0	32,0	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
77	26,0	4,9	18,8	-		-	-	-	-
78	55,0	7,0	12,7	-	-	-	-	-	-
114	4,0	4,0	100,0	-	2,5	2,5	100	-	-
118	11	11	100,0	3	6	6	100	3	1
141	59,0	6,0	10,2	-	9	2,6	28,9	-	-
142	32,0	13,2	41,3	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
143	91,0	7,9	8,7	-		10	5,1	51	-
144	23,0	4,6	20,0	-	6	0,3	5	-	-
145	10,0	10,0	100,0	5	1	1	100	2	-
147	127,0	10,9	8,5	-	-	-	-	-	-
148	35,0	3,6	10,3	-	Нет горизонтов	-	-	-	-
149	29,5	9,8	33,2	-		-	-	-	-
171	30,0	10,6	35,3	-	17	8,55	50,3	-	-
202	нет описания керна			6	-	-	-	6	3
203	нет описания керна			2	-	-	-	2	-
205	1,0	1,0	100,0	-	1	1	100	-	-
209	нет описания керна			2	-	-	-	2	1
222	14,0	9,0	64,3	1	2	2	100	1	-
227	5,0	5,0	100,0	-	-	-	-	-	-
228	10,0	0,4	4,0	-	4	0,4	10	-	-
229	2,0	0,5	25,0	1	-	-	-	1	-
231	5,0	0,4	8,0	-	5	0,4	8	-	-
232	5,0	0,1	2,0	-	-	-	-	-	-
234	9,0	0,2	2,2	1	7	0,2	2,86	1	1
235	6,0	0,3	5,0	-	2	-	-	-	-
236	5,0	5,0	100,0	-	8	8	100	-	-
238	4,0	0,3	6,3	-	-	-	-	-	-
239	10,0	0,5	5,0	2	10	0,5	5	2	1
240	2,0	0,2	10,0	-	2	0,2	10	-	-
241	10,0	0,3	3,0	1	5	0,1	2	1	-
265	10,0	5,2	52,0	3	6	4	66,7	2	1
271	5,0	0,2	3,0	-	5	0,15	3	-	-
310	нет описания керна			1	-	-	-	1	1
400	нет описания керна			1	-	-	-	1	1
403	20	1,3	7	8	17,5	0,85	4,9	8	5
406	нет описания керна			4	-	-	-	4	3
409	17	1,6	9,4	2	9,5	0,4	4,2	2	-
411	12	1,87	11,0	2	8	1,07	13,4	2	1
412	2,5	0,66	26,4	-	1,5	0,64	42,7	-	-
413	нет описания керна			1	-	-	-	1	-
416	нет описания керна			1	-	-	-	1	1
426	3,0	3,0	100,0	-	3	3	100	-	-
433	нет описания керна			2	-	-	-	2	2
600	87,48	81,66	93,35	88	-	-	-	-	-
601	51,06	42,87	83,96	45	12,96	10,2	78,7	21	-
Всего по мест-ю:	4619,34	3549,53	76,84	184	175,5	73,66	41,97	68	24

Боковым грунтоносом отобрано 1098 образцов пород из 34 скважин.

На образцах керна выполнен стандартный комплекс исследований: пористость открытая, газопроницаемость, гранулометрический состав, карбонатность, содержание нефти и воды. Все исследования выполнялись в атмосферных условиях.

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Учитывая высокие емкостные и фильтрационные свойства коллекторов месторождения Каратон за нижний предел проницаемости и пористости по аналогии с месторождением С.Нуржанов условно приняты значения проницаемости 1 мД и пористости 10%.

Литологическая характеристика пород-коллекторов. Коллекторы продуктивных горизонтов гранулярные, представлены песчаниками, песками и алевролитами. Покрышками служат глины плотные с включениями глинистых сланцев, аргиллиты. В неокомском горизонте ФЕС исследовались на 21 образце Кп – от 19,3 до 33,5%, в среднем 28,8% и Кпр – 5,73 до 621,2 мД, в среднем 233,9 мД.

Альбский горизонт. Литологически горизонт представлен мелко- и среднезернистым песком с прослоями песчаника и глин. Диапазон изменения пористости альбского горизонта по кондиционным образцам керновых данных составляет 22,4-33,8%, среднее значение пористости – 30,22%.

Аптский горизонт. Литологически горизонт выражен среднезернистым песком с пропластками глин. Диапазон изменения пористости аптского горизонта по кондиционным образцам керновых данных составляет 25,8-31,4%, средняя пористость – 28,3%.

Неокомский горизонт. Литологически, судя по образцам пород, поднятых колонковым буром, горизонт представлен мелко- и среднезернистым песком с прослоями глин и песчаника. Терригенный материал характеризуется неотсортированностью и плохой окатанностью зерен. Наряду с подавляющим преобладанием зерен диаметром меньше 0,05 мм встречаются гальки размером 0,8 мм, полевого шпата и черных кремнистых пород, в количестве 2- 3% от всей массы.

По преобладающим частицам с размером от 0,05 мм и меньше, описываемые породы могут быть отнесены к глинам, но глинистого материала в породе недостаточно, так как в мелкой фракции преобладает кварцевая пыль.

Цементирующим веществом описываемых пород является кальцит, зерна кварца диаметром 0,01 мм и пелитовый материал, пропитанный нефтью.

В общем, коллекторы нижнемеловых горизонтов можно охарактеризовать, как состоящие из мелкозернистых глинистых песков, с содержанием песчаной фракции размером более 0,05 мм.

В целом, пески являются рыхлыми, местами с прослойками крепких песчаников. Значение пористости варьирует от 12,60 до 40%, в среднем составляет 29,69%.

Среднеюрский горизонт. Литологически горизонт представлен мелкозернистым

глинистым песком, равномерно распределенным по всей площади горизонта.

Породы, слагающие продуктивные горизонты, представлены заглинизированными алевритовыми песками сложного полимиктового состава с преобладанием кварцевого материала. Пески обладают серым и буровато-серым цветом с зеленоватым оттенком, последний обуславливается присутствием глауконита в виде окатанных зерен и тонкодисперсного материала. Кроме кварцевых зерен и их обломков, в породе присутствуют в большей части разложившиеся пелитизированные, серицитизированные зерна полевых шпатов-ортоклаза, микроклина, плагиоклаза, с массой новообразований, мельчайших зернышек кварца, зерна глауконита, чешуйки слюд, хлорита, зерна гранита, циркона и рудных минералов в количестве до 35% от общего количества зерен. Отдельными участками порода может быть отнесена к неравномерно зернистым пескам или рыхлым песчаникам.

Анализ геофизических исследований скважин

Геофизические исследования в скважинах были выполнены сервисной организацией АО «Казпромгеофизика». Комплекс промыслово-геофизических исследований проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

В необсаженном стволе скважины проведены следующие комплексы ГИС: ПС, КВ, БК, МБК, ИК, МКЗ, ГК, АК, ННК, ГГК-П, Фотоэлектрический, ВИКИЗ, термометрия, инклинометрия, спектральный каротаж (СГК).

Интерпретация геофизических исследований скважин открытого ствола проводилась при помощи программного обеспечения «Interactive Petrophysics». Обязательно осуществлялся контроль качества полученных геофизических замеров и внесение поправок за диаметр скважины, раствор, давление и температуру.

По данным материалов ГИС выполнена качественная и количественная интерпретация, в результате которой проведено литологическое расчленение разреза, выделены пласты-коллекторы, определены емкостные свойства пород, тип флюидов, насыщающих пласты-коллекторы.

Определение объемной глинистости проводилось по методу гамма-каротажа, по двойному разностному параметру с использованием зависимости В.В. Ларионова.

Для расчета пористости использовались кривые ГГКп, W и АК, как в комплексе, так и отдельно.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи.

Петрофизические зависимости и применяемые граничные значения для данного месторождения описаны выше.

По результатам анализа ГИС по разрезу скважин, в основном, четко выделяются водоносные коллекторы. В неокомском горизонте выделяются маломощные пласты-коллекторы с очень низкими сопротивлениями сомнительного характера насыщения, возможно, остаточно нефтенасыщенные на уровне обводнения. В связи с этим было решено отнести эти коллектора к воде. В среднеальбском горизонте в кровле горизонта выделяется пласт-коллектор толщиной 2,1 м с очень низким сопротивлением на уровне 2,11 Ом с остаточным нефтенасыщением.

В основном, проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС хорошего качества, и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Все материалы новых геофизических исследований добавлены в существующую базу данных по ГИС.

Виды и объемы ГИС в обсаженном стволе (в колонне). В период с 2018 по 2020 г.г. промыслово-геофизические методы по контролю за разработкой месторождения были выполнены в скважинах №№ 204, 228, 287, 337, 414, 496.

Исследования для определения технического состояния скважины и текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов проводились в скважинах №№ 204, 228, 287, 337, 414, 496. В скважинах исследования были проведены компанией «БатысГеоЗерттеу». Для выполнения комплекса исследований выбран скважинный аппаратный комплекс "Кедр-М-ГКТ-38К", содержащий в своем составе комбинации модулей: термометр, манометр, резистивиметр, индикатор притока, влагомер; дополнительные модули: Механический расходомер «Кедр-М-Р-38К-03», Плотномер «Кедр-М-Р-38К-03». Исследования проводились на кабеле приборами «Кедр-38К», «2ИНГК-43», «Кедр-АКТ-60Ц». Выполненные методы: Термометрия, давление, влагометрия, плотнометрия, резистивиметрия, гамма-каротаж, локатор муфт, ЭМДС (электромагнитная дефектоскопия), АКЦ (акустическая цементометрия), ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж).

Состояние сцепления цементного камня с колонной и породой оценивалось по данным акустической цементометрии АКЦ.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля технического состояния скважины, текущего насыщения пластов-коллекторов, а также выявления интервалов обводнения, источников обводнения и заколонных перетоков пластовой воды.

Пористость коллекторов определялась по керну и данным промысловой геофизики.

По данным поднятого керна пористость нефтесодержащих пород изменяется от 28,6% (неоком V участок) до 35,7% (неоком I участок), а пористость, определенная по данным электрокаротажа, для неокомских горизонтов колеблется от 30,2% (V участок) до 35,63% (I участок).

По альбским горизонтам пористость изменяется от 31,6% (альб. IV участок) до 41,25% (ср. альб. V участок).

Литологическая характеристика одноименных горизонтов на всех участках одинакова. Так, например альбские коллекторы на всех участках представлены средне- и крупнозернистыми песками со слабой глинизацией. Аптские пески представлены мелкозернистой фракцией со сравнительно высокой глинистостью. Неокомские коллекторы представлены средне- и мелкозернистым песком со слабой глинистостью.

Юрские породы-коллекторы представлены глинистым мелкозернистым песком. Учитывая одинаковую литолого-геофизическую характеристику коллекторов по месторождениям, находящимся в разработке на Южной Эмбе с характеристикой коллекторов по месторождению Каратон, расчетная пористость, принятая при подсчете запасов, для всех альбских и неокомских горизонтов составила 32%, для аптских и юрских горизонтов 30%.

Проницаемость, ввиду сыпучести керна, определялась только по геофизическим данным. Средняя проницаемость по одноименным продуктивным горизонтам, учитывая проницаемость коллекторов на Южной Эмбе, составила по альбским горизонтам от 0,412 до 0,463 мкм²; по аптским горизонтам от 0,198 до 0,722 мкм²; по неокомским горизонтам от 0,143 до 0,147 мкм².

Нефтенасыщенность и водонасыщенность определялись по керну и данным промысловой геофизики. Средняя величина водонасыщенности по каротажу изменяется по альбским горизонтам – от 22,71% (II участок) до 32,1% (IV участок). По аптским горизонтам - от 24,9% (IV участок) до 33,14% (I участок) и по неокомским горизонтам - от 21,44% (I участок) до 24,38% (V участок). По юрскому горизонту средняя водонасыщенность составила 35,0%.

Средняя величина водонасыщенности по керну варьирует по альбским горизонтам от 11,6% (IV участок) до 22,8% (II участок); по аптским горизонтам от 24,8% (IV участок) до 51% (V участок); по неокомским горизонтам от 7,6% (I участок) до 33,7% (II участок).

В таблице 2.2.4 приведены статистические ряды проницаемости.

Таблица 2.2.4 - Статистические ряды распределения проницаемости

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы измерения мкм ²	Число случаев	Интервалы измерения мкм ²	Число случаев
I участок, альбский горизонт				
1	0,195 - 0,610	3		
	Всего:	3		
I участок, неокомский горизонт				
1	0,0095 - 0,2450	3		
	Всего:	3		
II участок, альбский горизонт				
1	0,295 - 0,523	3		
	Всего:	3		
II участок, апт-неокомский горизонт				
1	0,02 - 0,326	6		
	Всего:	6		
III участок, юрский горизонт				
1	0,014-0,227	2		
	Всего:	2		
V участок, среднеальбский горизонт				
1	0,219 - 0,656	3		
	Всего:	3		
V участок, нижнеальбский горизонт				
1	0,095 - 0,832	3		
	Всего:	3		
V участок, апт-неокомский горизонт				
1	0,0357 - 1,440	12		
	Всего:	12		

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Отбор и исследования глубинных проб нефти по месторождению проводились в начальный период разработки месторождения в 1950-1955гг специалистами Центральной научно-исследовательской лаборатории (ЦНИЛ) объединения «Казахстаннефть» и в 2018г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз».

На дату составления проекта была исследована одна проба пластовой нефти и одна поверхностной нефти из скв. № 1 (инт.923-929 м), относящаяся к 1 участку.

Дополнительно отобраны 13 проб пластовой воды из 3-х скважин (№№ 1, 600, 601).

Как видно из приведенных материалов, в период 1950-1955гг были отобраны и изучены 11 глубинных проб из скважин №№ 30, 36, 57, 143, 208, 223, 227, 239, 406, 415, 426, и дополнительно отобрана одна глубинная проба по скв № 1 (2018г).

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 58 поверхностных проб из скважин №№ 1, 11, 13, 18а, 22, 26, 27, 29, 36, 40, 41, 43, 44, 47, 54, 55, 60, 69, 118, 202, 203, 204, 208, 209, 210, 213, 214, 215, 218, 219, 222, 224, 225, 227, 228, 229, 230, 231, 233, 235, 239, 241, 246, 271, 301, 305, 311, 332, 337, 402, 403, 422, 423, 447, 463, 469, 500, 504, отобранные из продуктивных горизонтов: К_{1а1} I участка, К_{1а1} II участка, К_{1а1} V участка, К_{1а2} V участка, К_{1а} I участка, К_{1а} II участка, К_{1а} VI участка, К_{1пс} I участка, К_{1пс} II участка, К_{1пс} V участка, К_{1пс} VI участка, J III участка, J V участка, из них дополнительно отобрана одна поверхностная проба нефти по скв №1 (2018г).

Исследование компонентного состава растворенного газа охарактеризовано тремя пробами из скважин №№ 1, 203, 273.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства пластовой нефти продуктивных горизонтов месторождения охарактеризованы в результате PVT – исследований 12 глубинных проб из продуктивных горизонтов К_{1а1} II участка – 3 пробы (скв. №№223, 227, 239), К_{1а} VI участка – 1 проба (скв. №143), К_{1пс} I участка – 2 пробы (скв. № 1, 36), К_{1пс} II участка – 2 пробы (скв. №№ 30, 208), К_{1пс} V горизонт – 4 пробы (скв. №№57, 406, 415, 426). Изученность флюидальной системы месторождения пробами нефти в пластовых условиях по годам представлена в табличном приложении П.2.3.2, однако результаты анализа этих глубинных проб вызывают сомнения на предмет достоверности, так как все пробы отобраны при забойном давлении ниже начального давления насыщения. В забое скважины нефть находилась в двухфазном состоянии, а также отсутствуют значения пластовых температур. На сегодня судить о полученных результатах тех лет очень затруднительно, в связи с тем, что первичные материалы отсутствуют, а эти данные перепечатывались из отчета в отчет на протяжении многих лет и не исключают ошибок. С учетом вышеизложенного, полученные результаты не использовались в настоящей работе, за основные параметры приняты пересчитанные в рамках «Подсчета запасов нефти месторождения Каратон» («ГИПРОвостокнефть», 1951г), с учетом результатов дифференциального разгазирования.

Данные значения флюидальных параметров, использованные в расчетах, приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Свойства пластовой нефти, газа и воды горизонта (объекта)

Параметры	Альбский горизонт	Неокомский горизонт	
	II уч.	I уч. скв. №36	II уч. скв. №208
Давление насыщения, МПа	7,8	7,2	5,5
Газосодержание, м ³ /м ³	26,4	26,7	19,9

Усадка, %	7,15	8,92	5,65
Объемный коэффициент, доли ед.	1,077	1,098	1,060
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,851	0,836	0,858

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 58 поверхностных проб из 58 скважин, из них дополнительно отобрана одна проба из скв №1. Пробы отобраны из продуктивных горизонтов: K_{1a1} I участка (6 проб), K_{1a1} II участка (12 проб), K_{1a1} V участка (2 пробы), K_{1a2} V участка (2 пробы), K_{1a} I участка (2 пробы), K_{1a} II участка (3 пробы), K_{1a} VI участка (1 проба), K_{1nc} I участка (7 проб), K_{1nc} II участка (11 проб), K_{1nc} V участка (4 пробы), K_{1nc} VI участка (3 пробы), J III участка (2 пробы), J V участка (1 проба).

Замеренные параметры пластовой нефти по всем пробам, полученные в результате стандартной сепарации, представлены в табличном приложении П.2.3.1. Свойства дегазированной нефти по продуктивным горизонтам и их диапазон изменения приведены в таблице 2.3.2.

Нефти продуктивных горизонтов по свойствам в поверхностных условиях отличаются между собой. Особенно это относится к альбскому горизонту. Плотность нефти **горизонта K_{1a1} I участка** изменяется от 864 до 893 кг/м³, в среднем составляя 887 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 52,5 мм²/с и при 50°C – 4,2 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 12,9; 1,47 и 0,61%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 34,0%.

Плотность нефти **горизонта K_{1a1} II участка** изменяется от 887 до 908 кг/м³, в среднем составляя 898 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 40,4 мм²/с и при 50°C – 7,6 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 12,3; 1,44 и 1,03%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 28,2%.

Плотность нефти **горизонта K_{1a1} V участка** изменяется от 913 до 915 кг/м³, в среднем составляя 914 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 80,2 мм²/с и при 50°C – 19,9 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 15,5; 4,0 и 1,1%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 20,8%.

Плотность нефти **горизонта** изменяется от 896 до 919 кг/м³, в среднем составляя 907 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 98,4 мм²/с и при 50°C – 21,8 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 16,2; 0,28 и 0,51%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает

25,3%.

Плотность нефти **горизонта К_{1а} I участка** изменяется от 871 до 879 кг/м³, в среднем составляя 875 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 58,0 мм²/с и при 50°C – 1,5 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 11,8; 2,4 и 0,6%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 41,8%.

Плотность нефти **горизонта К_{1а} II участка** изменяется от 873 до 895 кг/м³, в среднем составляя 889 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 33,3 мм²/с и при 50°C – 8,25 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 13,7; 1,1 и 0,98%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 36,2%.

Плотность нефти **горизонта К_{1а} V участка** изменяется от 894 до 897 кг/м³, в среднем составляя 895 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 58,4 мм²/с и при 50°C – 15,4 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 13,4; 2,5 и 0,8%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 25,1%.

Плотность нефти **горизонта К_{1а} VI участка** составляет 876 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 23,5 мм²/с и при 50°C – 7,8 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти находится на уровне 17,0; 4,23 и 0,93%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 38,0%.

Плотность нефти **горизонта К_{1пс} I участка** изменяется от 873 до 897 кг/м³, в среднем составляя 881 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 63,04 мм²/с и при 50°C – 4,2 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 11,13; 3,33 и 0,78%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 33,5%.

Плотность нефти **горизонта К_{1пс} II участка** изменяется от 877 до 897 кг/м³, в среднем составляя 894 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 58,4 мм²/с и при 50°C – 13,0 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 11,8; 2,5 и 1,01%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 24,2%.

Плотность нефти **горизонта К_{1пс} V участка** изменяется от 891 до 902 кг/м³, в среднем составляя 895 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 45,8 мм²/с и при 50°C – 11,9 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 15,5; 1,32 и 0,94%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 27,2%.

Плотность нефти **горизонта K_{inc} VI участка** изменяется от 878 до 887 кг/м³, в среднем составляя 882 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 37,8 мм²/с и при 50°C – 8,1 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 13,3; 3,5 и 0,8%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 33,7%.

Плотность нефти **горизонта J III участка** изменяется от 833 до 836 кг/м³, в среднем составляя 834 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 6,9 мм²/с и при 50°C – 3,6 мм²/с. Содержание смол, парафина и серы в нефти в среднем на уровне 14,8; 3,6 и 0,39%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 57,8%.

Плотность нефти **горизонта J V участка** составляет 818 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем 3,3 мм²/с и при 50°C – 2,0 мм²/с. Содержание парафина и серы в нефти находится на уровне 2,3 и 0,94%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 69,0%.

Класс нефти. По содержанию серы нефти всех продуктивных горизонтов относятся к 1 и 2 классу с концентрацией 0,4-1,4% масс., являясь как малосернистыми, так и сернистыми. **Тип нефти по плотности.** По показателю плотности нефть характеризуется как средняя и битуминозная и относится сразу к нескольким типам – 2-4. **По содержанию парафина** нефти продуктивных горизонтов являются как малопарафинистыми, так и парафинистыми. Среднее значение парафина по горизонтам колеблется в пределах 0,3-4,2% масс. **По содержанию смол** нефти всех продуктивных горизонтов относятся к малосмолистым (от 9,0 до 17,0%).

Таблица 2.3.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти (конденсата*) горизонта (объекта)

Наименование		K _{1a1}				K _{1a1}				K _{1a1}				K _{1a12}				K _{1a}			
		I участок				II участок				V участок				V участок				I участок			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
Плотность нефти, кг/м ³		6	6	864-893	887	12	12	887-908	898	2	2	913-915	914	2	2	896-919	907	2	2	871-879	875,0
Молекулярная масса, г/моль		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 20 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 10 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при 20 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		6	3	30,5-80,73	52,5	12	12	21,6-51,5	40,4	2	2	68,6-91,8	80,2	2	2	66,18-130,7	98,4	2	2	53,4-62,5	58
при 50 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		6	3	1,33-9,5	4,2	12	12	1,97-13,3	7,6	2	2	19,1-20,8	19,9	2	2	16,6-27,1	21,8	2	2		1,5
Температура помутнения, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С		6	4	от -20 до 5	-16	12	12	от -20 до -17,5	-18,2	-	-	-	-	1	1	-	-35	2	2	от 2 до -7	-2,5
Температура плавления парафина, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	6	6	0,46-1,17	0,61	12	12	0,89-1,18	1,03	2	2	1,05-1,11	1,1	1	1	-	0,51	2	2	0,5-0,7	0,6
	меркаптанов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	сульфидов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Парафинов	6	6	0,48-3,6	1,47	12	12	0,47-2,61	1,44	2	2	-	4,0	1	1	-	0,28	2	2	1,9-3,0	2,4
	масел	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	смола силикагелевых	6	6	9-16	12,9	12	12	11-15,2	12,3	1	1	-	15,5	1	1	-	16,2	2	2	9,5-14,0	11,8
	асфальтенов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фракционный состав, %	нач. кипения, °С	6	6	160-163	161,5	12	12	158-220	196	2	2	200-223	211,5	2	2	178-264	221	2	2	160-163	161,5
	до 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 150 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 200 °С	6	5	1,5-11,0	4,4	12	12	1,0-3,0	2,0	2	2	-	5,1	1	1	-	1,4	2	2	5,5-6,0	5,8
	до 300 °С	6	6	31,0-44,0	34,0	12	12	24,5-35,5	28,2	2	2	17,5-24,0	20,8	2	2	21,0-29,6	25,3	2	2	41,5-42,0	41,8
	отгон, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	остаток, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	конец кипения, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.2

Наименование		К _{Ia}				К _{Ia}				К _{Ia}				К _{Inc}				К _{Inc}			
		II участок				V участок				VI участок				I участок				II участок			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
Плотность нефти, кг/м ³		3	3	873-895	889	3	3	894-897	895	1	1	-	876	7	7	864-897	881	11	11	877-897	894
Молекулярная масса, г/моль		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 20 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 10 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при 20 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		3	3	13,26-46	33,3	3	3	39,05-57,2	58,4	1	1	-	23,5	7	7	39,2-80,73	63,04	11	11	53,6-65,8	58,4
при 50 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с		3	3	1,44-12,7	8,25	3	3	11,2-16,1	15,4	1	1	-	7,8	7	7	1,62-11,26	4,17	11	11	12,7-13,2	13,0
Температура помутнения, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С		3	3	н -20 до н -17	-19	-	-	-	-	1	1	-	12	7	7	н -20 до 5	-19	11	11	от -20 до -6	-13
Температура плавления парафина, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	3	3	0,52-1,28	0,98	3	3	0,83-0,86	0,8	1	1	-	0,93	7	7	0,64-0,93	0,78	11	11	0,87-1,25	1,01
	меркаптанов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	сульфидов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Парафинов	3	3	0,73-1,72	1,1	3	3	0,72-3,4	2,5	1	1	-	4,23	7	7	1,26-4,84	3,3	11	11	0,85-6,98	2,5
	масел	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	смола силикагелевых	3	3	11-16	13,7	3	3	11,5-14	13,4	1	1	-	17,0	7	7	9-14	11,1	11	11	10,5-13,5	11,8
	асфальтенов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фракционный состав, %	нач. кипения, °С	3	3	120-212	171,3	3	3	175-215	199,5	1	1	-	134	7	7	165-212	193	11	11	178-233	216,2
	до 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 150 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 200 °С	3	3	1,5-13	7,3	3	3	0,5	0,5	1	1	-	5,0	7	7	1-4,0	2,2	11	11	2,0	2,0
	до 300 °С	3	3	24,0-35,5	36,2	3	3	24,0-29,0	25,1	1	1	-	38,0	7	7	21-33,5	30,6	11	11	20,0-31,0	24,2
	отгон, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	остаток, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	конец кипения, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.3.2

Наименование		К _{1nc}				К _{1nc}				J				J			
		V участок				VI участок				III участок				V участок			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность нефти, кг/м³		4	4	891-902	895	3	3	878-887	882,0	2	2	833-836	834	1	1	-	818
Молекулярная масса, г/моль		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 20 °С, 10 ⁻⁶ м²/с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при минус 10 °С, 10 ⁻⁶ м²/с		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость при 20 °С, 10 ⁻⁶ м²/с		4	4	29,12-56,46	45,8	2	2	29,4-46,1	37,8	2	2	6,9	6,9	1	1	-	3,3
при 50 °С, 10 ⁻⁶ м²/с		4	4	10-14,5	11,9	3	3	7,5-8,7	11,9	2	2	3,6	3,64	1	1	-	2,0
Температура помутнения, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С		4	4	от -37 до -17	-24,7	3	3	от -12 до -5	-7,3	2	2	-10	-10	1	1	-	н-20
Температура плавления парафина, °С		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Массовое содержание, %	Серы	4	4	0,9-0,99	0,94	3	3	0,7-0,8	0,8	2	2	0,38-0,4	0,39	1	1	-	0,94
	меркаптанов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	сульфидов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	парафинов	4	4	0,45-2,1	1,32	2	2	3,2-3,9	3,5	2	2	3,3-3,9	3,6	1	1	-	2,3
	масел	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	смол силикагелевых	4	4	13-17,5	15,5	3	3	11,5-15,0	13,3	2	2	10,5-19	14,8	1	1	-	-
	асфальтенов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фракционный состав, %	нач. кипения, °С	4	4	140-195	176	3	3	130-165	152,3	2	2	96-103	99,5	1	1	-	63,0
	до 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 150 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	до 200 °С	4	4	0,5-1,4	0,98	3	3	1,5-3,5	2,3	2	2	19,5-27,0	23,3	1	1	-	37,0
	до 300 °С	4	4	25,3-28,5	27,2	3	3	33,5-34,0	33,7	2	2	56,57-59	57,8	1	1	-	69,0
	отгон, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	остаток, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	конец кипения, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2.3.3 Компонентный состав и свойства растворенного и нефтяного газа

Содержание компонентов в газе и их средние значения по продуктивным горизонтам приведены в таблице 2.3.3. Результаты лабораторного анализа газа, растворенного в нефти по скважинам приведены в табличном приложении П.2.3.3.

В табличном приложении П.2.3.3 приведен компонентный состав газа, отобранного из устья скважины №1 (K_{1nc} горизонт I участок), №273 (K_{1a1} горизонт II участок) и №203 (K_{1nc} горизонт VI участок).

Растворенный газ **горизонта K_{1a1} II участка** характеризуется содержанием метана – 91,7%. Содержание C_2 +высшие <5% (1,9%). В газе горизонта присутствует сероводород в количестве 0,8%. Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 3,2 и 1,6%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,574 доли ед. Газ характеризуется как сухой, низкоуглекислый, низкоазотный.

Растворенный газ **горизонта K_{1nc} I участка** характеризуется содержанием метана – 98,4%. Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 0,7 и 0,01%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,556 доли ед. Газ характеризуется как сухой, низкоуглекислый, низкоазотный.

Растворенный газ **горизонта K_{1nc} II участка** характеризуется содержанием метана – 96,2%. Содержание C_2 +высшие <5% (1,4%). Из неуглеводородных компонентов присутствует азот и углекислый газ – 1,4 и 0,7%, соответственно. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,566 доли ед. Газ характеризуется как сухой, низкоуглекислый, низкоазотный.

Согласно классификации углеводородных газов, по составу газ месторождения Каратон является сухим, бессернистым, низкоазотным, низкоуглекислым.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти горизонта (объекта), мольное содержание, %

Наименование	К _{1nc}	К _{1ah}			К _{1nc}		
	I участок	II участок			II участок		
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	выделившийся газ	нефть		Выделившийся газ	нефть	
	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %	мол. %
Сероводород	-	0,8	-	-	следы	-	-
Углекислый газ	0,01	1,6	-	-	0,7	-	-
Азот+редкие	0,7	3,2	-	-	1,4	-	-
метан	98,4	91,7	-	-	96,2	-	-
этан	0,28	1,9	-	-	0,5	-	-
пропан	0,2	-	-	-	0,9	-	-
изобутан	0,11	-	-	-	-	-	-
н. бутан	0,06	-	-	-	-	-	-
изопентан	0,03	-	-	-	-	-	-
н. пентан	0,02	-	-	-	-	-	-
гексаны	0,02	-	-	-	-	-	-
гептаны	0,014	-	-	-	-	-	-
остаток (C ₈ +высшие)	-	0.8	-	-	0.3	-	-
Молекулярная масса	-	-	-	-	-	-	-
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м ³	-	0,691	-	-	0,682	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,556	0,574	-	-	0,566	-	-
Плотность нефти, кг/м ³	-	-	-	-	-	-	-

Товарная характеристика нефти

Плотность нефтей в целом закономерно снижается с глубиной и с возрастом от 0,8183 (юрский горизонт VI участка) до 0,9186 (альбский горизонт V участка). Вязкости этих нефтей соответственно занимают крайние значения – 1,22 и 17,64 сСт при 20°C.

Температура застывания, главным образом, различна у нефтей различных участков. Так, если у нефтей I и VI участков она очень высокая (от плюс 2 до плюс 20°C), то на других четырех участках этот параметр характеризуется в целом значениями – плюс 1° и 20°C. Выход светлых фракций в объемных процентах до 300°C колеблется от 21% (альбский горизонт V-участка) до 69% (юрский горизонт VI- участка).

Наиболее общая характеристика нефтей данного месторождения следующая:

- выход тракторного керосина с высоким числом от 7 до 30%;
- выход дизельного топлива с дизельным индексом 47-56 с низкой и высокой температурами застывания от 42 до 49°;
- выход солярки также с широким температурным диапазоном застывания от 47 до 80°;
- выход остаточных масел кислотной очистки от 5 до 11% (скв. №№ 27, 29).

Количество масел невысокое.

2.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

Пластовые воды района представляют собой различной концентрации рассолы, однообразные по своему химическому составу.

По классификации В. А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе в натриевой подгруппе, бессульфатные, жесткие, относящиеся к III классу по характеристике Пальмера. Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 2.3.4.

Всего по месторождению Каратон отбором проб пластовые воды изучены по 78 пробам, из них дополнительно отобраны 13 проб из 3-х скважин. (№№ 1, 600, 601).

Подземные воды альбского горизонта (I, II, V участки) месторождения Каратон изучены по 24 пробам. Общая минерализация подземных вод изменяется в пределах от 62,9 г/дм³ (V уч.) до 116,5 г/дм³ (II уч.), в среднем по альбскому горизонту составляя 96,1 г/дм³. Удельная плотность воды в среднем по горизонту варьирует от 1,043 до 1,083 г/см³. Среда вод нейтральная, pH составляет 6,6 - 7,4. Соленость воды в градусах Боме в среднем составляет 11°Бе, жесткость воды в среднем равна 229,7 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации (rNa⁺/rCl⁻) составляет 0,87.

Подземные воды аптского горизонта (II, V, VI участки) характеризуются как средний рассол с общей минерализацией в пределах от 100,2 до 131 г/дм³, в среднем составляя 123,5 г/дм³, при удельном весе 1,087 - 1,098 г/см³. Среда вод нейтральная, pH составляет 6,1-7, соленость вод в среднем составляет 11°Be, жесткость – 305,7 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) составляет 0,81 доли ед.

По результатам исследования подземные воды неокомского горизонта (I, II, V, VI участки) относятся к средним рассолам. Общая минерализация вод изменяется в пределах от 116,9 г/дм³ (V уч.) до 144,7 г/дм³ (VI уч.), в среднем по горизонту составляя 127,1 г/дм³, при удельном весе 1,084 - 1,109 г/см³. Среда вод нейтральная, pH = 6,5-7,2. Соленость вод в среднем равна 12°Be. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) составляет 0,87.

Таким образом, исходя из проведенного анализа состава и свойств пластовых флюидов, можно сделать следующие выводы и рекомендации:

- За период после даты составления действующего проектного документа по месторождению Каратон был выполнен отбор проб и исследованы одна проба пластовой нефти и одна проба поверхностной нефти из скважины № 1 (инт.923-929 м), расположенной на I участке.
- Дополнительно отобраны 13 проб пластовой воды из 3-х скважин.
- В дальнейшем, для уточнения изменений свойств нефти, следует продолжить отбор поверхностных проб, согласно мероприятиям по контролю за процессом разработки.

Таблица 2.3.4 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Наименование		К ₁ al ₁ - Ю-3 (I участок)				К ₁ al ₁ - Ю-3 (II участок)				К ₁ al ₂ - С-В (V участок)				К ₁ al ₁ - С-В (V участок)			
		Количе ство исследо ванных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количе ство исследо ванных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количе ство исследо ванных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количе ство исследо ванных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Компонентный состав: г/100г	Cl ⁻	6	9	5.55- 6.91	6.46	7	7	6.367- 7.13	6.723	4	5	3.86-4.03	3.917	3	3	5.12-5.21	5,16
	SO ₄ ⁻	4	4	0.01- 0.06	0.02	7	1	0.002	0.002	1	1	0.010	0.006	-	-	-	-
	HCO ₃ ⁻	6	9	0.01- 0.16	0.09	7	7	0.028- 0.483	0.194	4	5	0.03-0.04	0.037	3	3	0.03-0.06	0,04
	Ca ⁺⁺	6	9	0.14- 0.29	0.19	7	7	0.282- 0.332	0.307	4	5	0.17-0.24	0.202	3	3	0.17-0.19	0,18
	Mg ⁺⁺	6	9	0.04- 0.21	0.17	7	7	0.141- 0.174	0.154	4	5	0.07-0.13	0.092	3	3	0.08-0.12	0,10
	Na ⁺ +K ⁺	6	9	3.11- 3.96	3.72	7	7	3.53- 3.799	3.703	4	5	2.04-2.27	2.149	3	3	2.94-3	2,97
рН		6	9	6.66-7.4	6.9	7	7	6.6-7.1	6.8	4	5	6.8-7.2	6.9	3	3	6.8-6.9	6.9
Плотность воды, г/см ³		6	9	1.046- 1.083	1.074	7	7	1.076- 1.082	1.080	4	5	1.043- 1.047	1.044	3	3	1.051- 1.061	1.057
Общая минерализация, г/дм ³		6	9	91.98- 113.7	106.4	7	7	107.3- 116.5	110.8	4	5	62.9-66.2	64.0	3	3	84-85.1	84.5

Продолжение таблицы 2.3.4

Наименование		К _{Ia} - Ю-3 (II участок)				К _{Inc} - Ю-3 (I участок)				К _{Inc} Ю-3 - (II участок)				К _{Inc} С-В - (V участок)				К _{Iv/nc} Ю-3 - (VI участок)			
		Количество во исследова нных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество во исследова нных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество во исследова нных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество во исследова нных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество во исследова нных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб			скважин	проб		
1		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Компонентный состав: г/100г	Cl ⁻	7	8	7.23-8.05	7.73	5	8	0.74-7.89	6.83	7	10	3.12-7.94	7.33	7	4	7.131-7.412	7.260	4	4	8.796-8.881	8.817
	SO ₄ ⁻	2	2	0.001-0.009	0.005	4	4	0.002-0.014	0.006	2	2	0.003-0.006	0.005	3	3	0.002-0.015	0.011	-	-	-	-
	HCO ₃ ⁻	7	8	0.01-0.07	0.03	5	8	0.04-0.11	0.06	7	10	0.020-0.045	0.37	7	4	0.007-0.087	0.049	4	4	0.032-0.042	0.038
	Ca ⁺⁺	7	8	0.16-0.39	0.31	5	8	0.31-0.39	0.35	7	10	0.145-0.360	0.32	7	4	0.190-0.517	0.314	4	4	0.314-0.353	0.329
	Mg ⁺⁺	7	8	0.14-0.27	0.18	5	8	0.15-0.17	0.16	7	10	0.159-0.257	0.18	7	4	0.144-0.254	0.160	4	4	0.186-0.193	0.189
	Na ⁺ +K ⁺	7	8	2.12-4.52	4.10	5	8	4.18-4.44	4.32	7	10	4.2-4.6	4.40	7	4	3.932-4.287	4.088	4	4	4.962-5.035	4.998
pH		7	8	6.1-7	6.7	5	8	6.7-7.2	6.9	7	10	6.5-6.9	6.7	7	4	6.7-7.0	6.8	4	4	6.65	6.65
Плотность воды, г/см ³		7	8	1.087-1.098	1.093	5	8	1.091-1.096	1.093	7	10	1.094-1.098	1.096	7	4	1.084-1.089	1.087	4	4	1.107-1.109	1.108
Общая минерализация, г/дм ³		7	8	100.2-131	123.5	5	8	122-129.4	126	7	10	123.7-129.4	127.1	7	4	116.9-121.4	118.8	4	4	143.3-144.7	143.7

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

Гидродинамические расчетные схемы по оценке коэффициентов извлечения нефти основаны на использовании ряда эмпирических функций (функции относительных фазовых проницаемостей, коэффициента вытеснения нефти водой, капиллярного давления, смачиваемости пород).

Специальные исследования керна выполнены в лаборатории филиала ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г. Атырау на образцах из скважины №600 юрских отложений (2018г.), а также на образцах из скважины №601 меловых и пермотриасовых отложений (2019г.). На продуктивный горизонт мела исследовались образцы только из скважины №601: кривые капиллярного давления – 22 обр., относительная фазовая проницаемость в системе газ-вода – 5 обр., коэффициент вытеснения нефти водой – 5 обр., смачиваемость – 5 обр.

Кривые капиллярного давления получены методом полупроницаемой мембраны на 22 образцах меловых отложений из скважины №601. Кривые капиллярного давления от водонасыщенности представлены на рис. 2.4.1.

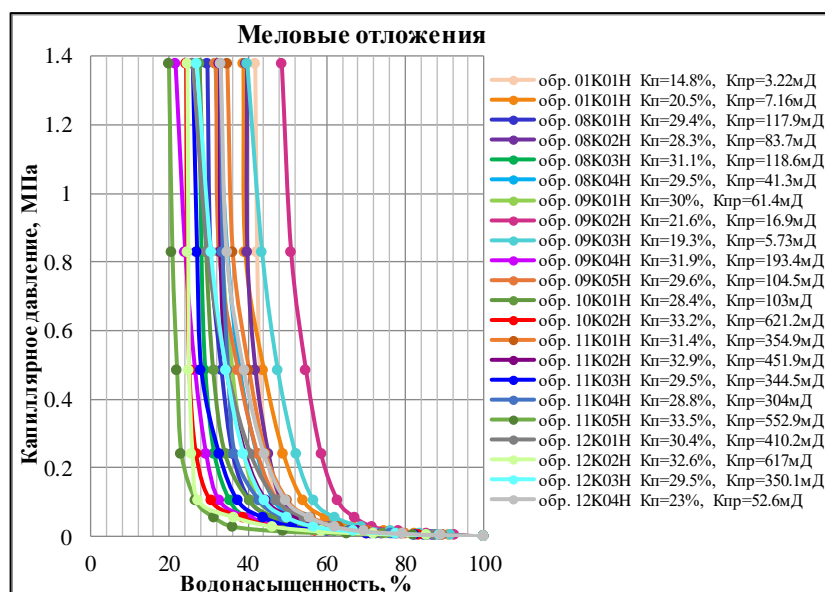


Рис. 2.4.1 - Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности (мел)

Эксперименты, выполненные на образцах показали, что:

- для меловых отложений при Кп – 14,8 до 33,5%, составляющей в среднем 28,15% и при Кпр – от 3,22 до 621,2 мД, в среднем равной 223,5 мД, остаточная водонасыщенность варьирует от 19,8 до 48,6%, в среднем составляя 31,5%.

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная

установка «LXRT-400T», предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенности в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль керна в виде функции времени.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 5 образцах керна меловых отложений из скважины №601. Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть (скв. №601)

№ модели	№ образца	Глубина, м	Проницаемость для газа $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Абсолютная проницаемость по воде, мД	Открытая пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по нефти при Ков, мД	Эффективная проницаемость по воде при Кон, мД	Относительная проницаемость по воде при Кон, доли ед.	Относительная проницаемость по нефти при Ков, доли ед.	Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
2	011203008K02H	715,55	83,7	44,6	0,283	0,290	0,23	59,1	15,01	0,254	1	0,676
5	011203009K02H	716,33	16,9	8,45	0,216	0,330	0,25	11,1	2,19	0,198	1	0,627
6	011203009K04H	716,63	193,4	98,7	0,319	0,250	0,19	134	34,97	0,261	1	0,747
9	011203011K02H	718,4	451,9	166,7	0,329	0,290	0,15	230,7	54,92	0,238	1	0,789
11	011203011K04H	718,76	304	93,51	0,288	0,320	0,22	148	39,96	0,27	1	0,676

По данным эксперимента получены следующие результаты:

- по меловым отложениям при пористости от 21,6 до 32,9% и проницаемости от 16,9 до 451,9 мД, остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 25-33%, в среднем составляя 29,6%. Значения коэффициента вытеснения нефти варьируют от 0,627 до 0,789 доли ед., составляя в среднем 0,703 доли ед.

Кривые относительной проницаемости представлены на рис. 2.4.2.

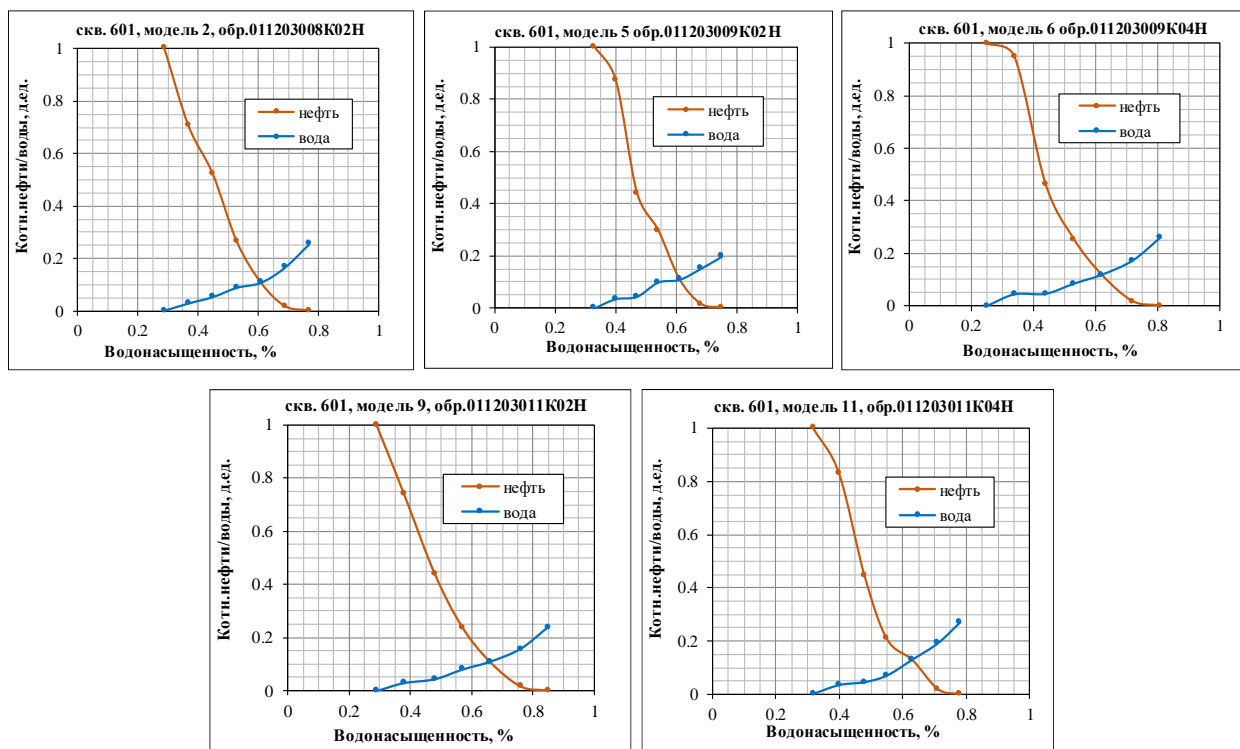


Рис. 2.4.2 – Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода (скв. №601)

Пересечение кривых относительной проницаемости (сдвиг вправо) и результаты исследования смачиваемости методом Амотта (табл. 2.4.2), проведенные на 2 образцах керна меловых отложений из скважины №601, характеризуют породы как гидрофильные.

Таблица 2.4.2 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту (скв. №601)

№№ п/п	Номер образца	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
		Самопрои звольный выход нефти, мл	Принудит ельный выход нефти, мл	Самопрои звольный выход воды, мл	Принуди тельный выход воды, мл		
1	011203008K03H	2,16	8,49	1,28	11,44	0,14	гидрофильная
2	011203011K01H	2,75	8,27	1,29	11,52	0,22	гидрофильная

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на 5 образцах керна меловых отложений из скважины №601.

В таблице 2.4.3 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Таблица 2.4.3 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

№ модели	№ образца	Глубина, м	Открытая пористость, доли ед.	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность, $S_{в\text{ост}}$ доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, $S_{н\text{ост}}$ доли ед.	Коэффициент вытеснения, β , доли ед.
				по газу	по воде при 100% водонасыщенности	по нефти при ост. водонасыщенности			
1	011203008K01H	715,35	0,29	117,9	63,22	86,4	0,342	0,23	0,651
4	011203008K04H	715,95	0,30	41,3	22,40	31,10	0,272	0,239	0,672
7	011203009K05H	716,86	0,30	104,5	44,60	57,10	0,285	0,232	0,676
10	011203011K03H	718,60	0,30	344,5	119,60	166,90	0,211	0,222	0,719
12	011203012K02H	719,35	0,33	617	183,00	244,00	0,208	0,171	0,784
Среднее по отложению:			0,30	245,04	86,56	117,1	0,26	0,22	0,700

Таким образом, по меловым отложениям по 5 образцам с пористостью от 29 до 33%, с проницаемостью от 41,3 до 617 мД, коэффициент вытеснения в среднем составил 0,700 доли ед., изменяясь от 0,651 до 0,784 доли ед.

В таблице 2.4.4 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.4 – Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
неокомский	ВНЗ	Количество определений, шт.	10	10	10	10	10	5	5
		Среднее значение	227,5	0,280	0,720	0,213	0,702	0,244	1
		Интервал изменения	16,9-617	0,208-0,342	0,658-0,792	0,15-0,25	0,627-0,789	0,198-0,270	-

В таблице использованы данные коэффициента вытеснения нефти водой и относительной фазовой проницаемости.

Таким образом, в горизонте неокомский Sw_{ir} изменяется от 0,208 до 0,342 доли ед., в среднем составляя 0,280 доли ед., S_{or} варьируют от 0,15 до 0,25 доли ед., в среднем

составляя 0,213 доли ед., коэффициент вытеснения изменяется от 0,627 до 0,789 доли ед., в среднем составляя 0,702 доли ед. Значения относительных проницаемостей при S_{or} варьируют от 0,198 до 0,270 доли ед., в среднем составляя 0,244 доли ед.

Полученные параметры по результатам специальных исследований на керне (остаточная водонасыщенность, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, показатель смачиваемости) рекомендуются использовать в гидродинамических расчетах.

2.5 Запасы нефти и газа

Месторождение Каратон было открыто в 1947г и введено в пробную эксплуатацию в 1949г.

Запасы нефти и растворенного газа месторождения впервые были посчитаны в 1951г по состоянию изученности на 01.06.1951г. Извлекаемые запасы нефти по четырем горизонтам (альб, апт, неоком и юра) I, II, III, V участков составили 1797 тыс.т по категориям А, В и С₁. Запасы нефти были утверждены ГКЗ (Протокол №7121 от 06.12.1951г).

В 1951-1955гг объединением «Казахстаннефть» проводились работы по доразведке и разбуриванию. В результате были выявлены дополнительные горизонты на старых участках и установлены нефтеносные горизонты на новых участках V и VI. В 1954г объединением «Казахстаннефть» был представлен отчет по подсчету запасов нефти и газа с учетом запасов V и VI участков месторождения по состоянию изученности на 01.01.1954г. Однако запасы не были утверждены ГКЗ, из-за необоснованности параметров подсчета (Протокол ГКЗ СССР от 25.12.1954г №227).

В 1955г трестом «Казнефтегазразведка» был составлен отчет по подсчету запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.07.1955г. (Протокол ГКЗ от 11.10.1956г №1424).

В последующие 1956-1964 годы на основании полученных новых данных разведочного и эксплуатационного бурения были выявлены новые продуктивные горизонты в нижнемеловых отложениях: альбский, аптский горизонты.

В 2003г ТОО «ЦТИ «Казмунайгаз» был выполнен Пересчет начальных извлекаемых запасов нефти среднеальбского горизонта V участка и месторождения в целом.

Пересчитанные запасы были утверждены ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК от 10.12.2004г №364-04-V).

В 2012г Казахским научно-исследовательским геологоразведочным нефтяным институтом (ТОО «КазНИГРИ») на утверждение ГКЗ РК были представлены запасы нефти,

растворенного в нефти и свободного газа по категориям А, В, С₁, С₂ по состоянию изученности на 01.01.2011г (Протокол ГКЗ от 10.01.2012г №1149-12-У).

Геологические запасы нефти на 01.01.2011г по категориям А+В+С₁ составили 12290,0 тыс.т, по категории С₂ – 913 тыс.т. Извлекаемые запасы нефти по категориям А+В+С₁ составили 6306,0 тыс.т, по категории С₂ – 293 тыс.т. Геологические запасы растворенного в нефти газа на 01.01.2011г по категориям А+В+С₁ составили 495,5 млн.м³, по категории С₂ – 3,0 млн.м³ (таблица 2.5.1).

Извлекаемые запасы растворенного газа по категориям А+В+С₁ – 248 млн.м³, по категории С₂ – 2,0 млн.м³.

Запасы свободного газа месторождения Каратон по состоянию изученности на 01.01.2011г по категории С₁ составляют 9,0 млн.м³, по категории С₂ – 20,0 млн.м³ (таблица 2.5.2).

Таблица 2.5.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратон по состоянию на 01.01.2011г

Продуктивный горизонт	Участок	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент нефтеотдачи	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на дату сост.проект.тыс.т	Остаточные запасы нефти тыс.т		Газосодержание, м ³ /т	Начальные запасы растворенного газа, млн. м ³		Добыча растворенного газа на дату сост.проект. млн. м ³	Остаточные запасы растворенного газа млн.м ³	
							Открытой пористости	Нефтенасы-щенности	Пересчетный						Балансовые	извлекаемые		Балансовые	Извлекаемые		Балансовые	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22	23	24
K _{1al1}	I	H	A	139,0	5,89	818,0	0,32	0,80	0,928	0,903	175,0	0,603	106,0				28,0	5,0	3,0			
-«-	-«-	BH	A	141,0	3,1	438,0	0,32	0,80	0,928	0,903	94,0	0,603	57,0				28,0	3,0	2,0			
Итого по нижнеальбскому горизонту по категории A											Σ	269,0	163,0					8,0	5,0			
K _{1a}	I	H	A	272,0	4,02	1095,0	0,30	0,70	0,911	0,879	184,0	0,535	98,0				40,0	7,0	4,0			
-«-	-«-	BH	A	44,0	1,65	73,0	0,30	0,70	0,911	0,879	12,0	0,535	6,0				40,0	-	-			
Итого по аптскому горизонту по категории A											Σ	196,0	104,0					7,0	4,0			
K _{1nc}	I	H	A	93,0	16,05	1500,0	0,32	0,80	0,911	0,883	309,0	0,535	165,0				41,0	13,0	7,0			
-«-	-«-	BH	A	100,0	7,73	775,0	0,32	0,80	0,911	0,883	160,0	0,535	86,0				41,0	7,0	4,0			
Итого по неокомскому горизонту по категории A											Σ	469,0	251,0					20,0	11,0			
Итого по I-участку по категории A											Σ	934,0	518,0					35,0	20,0			
P	II	H	C ₂	277,0	4,55	1258,0	0,18	0,65	0,980	0,885	128,0	0,3	38,0				-	-	-			
-«-	-«-	BH	C ₂	227,0	3,63	825,0	0,18	0,65	0,980	0,885	84,0	0,3	25,0				-	-	-			
Итого по палеогену по категории C ₂											Σ	212,0	63,0									
K _{1al1}	II	H	A	641,0	11,12	7125,0	0,32	0,80	0,928	0,899	1522,0	0,604	919,0				29,0	44,0	27,0			
-«-	-«-	BH	A	299,0	5,17	1549,0	0,32	0,80	0,928	0,899	331,0	0,604	200,0				29,0	10,0	6,0			
Итого по нижнеальбскому горизонту по категории A											Σ	1853,0	1119,0					54,0	33,0			
K _{1a}	II	H	A	893,0	4,25	3798,0	0,30	0,70	0,943	0,898	675,0	0,552	373,0				32,5	22,0	12,0			
-«-	-«-	BH	A	197,0	3,19	628,0	0,30	0,70	0,943	0,898	112,0	0,552	62,0				32,5	4,0	2,0			
Итого по аптскому горизонту по категории A											Σ	787,0	435,0					26,0	14,0			
K _{1nc}	II	H	A	104,0	12,46	1295,0	0,32	0,80	0,943	0,896	280,0	0,552	155,0				85,0	24,0	13,0			
-«-	-«-	BH	A	217,0	5,74	1244,0	0,32	0,80	0,943	0,896	269,0	0,552	148,0				85,0	23,0	13,0			
Итого по неокомскому горизонту по категории A											Σ	549,0	303,0					47,0	26,0			
Итого по II-участку по категории A											Σ	3189,0	1857,0					127,0	73,0			
Итого по II-участку по категории C ₂											Σ	212,0	63,0					-	-			
P	III	H	C ₂	88,0	4,8	422,0	0,18	0,65	0,98	0,885	43,0	0,3	13,0				-	-	-			
-«-	-«-	BH	C ₂	43,0	2,13	91,0	0,18	0,65	0,98	0,885	9,0	0,3	3,0				-	-	-			
Итого по палеогену по категории C ₂											Σ	52,0	16,0				-	-	-			
K _{1al1}	III	H	A	574,0	5,09	2925	0,32	0,80	0,928	0,899	625,0	0,520	325,0				29,0	18,0	9,0			
-«-	-«-	BH	A	211,0	3,66	773	0,32	0,80	0,928	0,899	165,0	0,520	86,0				29,0	5,0	2,0			
Итого по нижнеальбскому горизонту по категории A											Σ	790,0	411,0					23,0	11,0			
K _{1nc} р-н скв. 125	III верхн. пласт	BH	C ₁	53,0	3,72	199,0	0,32	0,80	0,928	0,899	43,0	0,503	22,0				29,0	1,0	1,0			
	III нижн. пласт	H	C ₁	6,0	5,0	32,0	0,32	0,80	0,928	0,899	7,0	0,503	4,0				29,0	-	-			
	III нижн. пласт	BH	C ₁	21,0	3,3	69,0	0,32	0,80	0,928	0,899	15,0	0,503	8,0				29,0	-	-			
Итого по нижнему пласту неокомского горизонта по категории C ₁											Σ	22,0	12,0					-	-			
Итого по неокомскому горизонту по категории C ₁											Σ	65,0	34,0					1,0	1,0			
J	III	H	A	535,0	3,47	1855,0	0,30	0,70	0,880	0,833	286,0	0,510	146,0				98,0	28,0	14,0			
-«-	-«-	BH	A	75,0	2,45	185,0	0,30	0,70	0,880	0,833	28,0	0,510	14,0				98,0	3,0	1,0			
Итого по юрскому горизонту по категории A											Σ	314,0	160,0					31,0	15,0			
Итого по III-участку по категории A											Σ	1104,0	571,0					54,0	26,0			
по категории C ₁											Σ	65,0	34,0					1,0	1,0			
по категории C ₂											Σ	52,0	16,0					-	-			

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22	23	24		
P	V	H	C ₂	305,0	9,47	2885,0	0,18	0,65	0,980	0,885	293,0	0,3	88,0				-	-	-					
-«-	-«-	BH	C ₂	143,0	5,16	738,0	0,18	0,65	0,980	0,885	75,0	0,3	23,0				-	-	-					
Итого по палеогену по категории C ₂											Σ	368,0		111,0				-	-	-				
K _{2m}	V	H	C ₂	152,0	13,1	1991,0	0,18	0,65	0,980	0,885	202,0	0,3	61,0				-	-	-					
Итого по маастрихтскому горизонту по категории C ₂											Σ	202,0		61,0				-	-	-				
K _{1al3}	V	H	A	42,0	10,29	436,0	0,32	0,80	0,952	0,907	96,0	0,522	50,0				10,0	1,0	1,0					
-«-	-«-	BH	A	82,0	4,99	407,0	0,32	0,80	0,952	0,907	90,0	0,522	47,0				10,0	0,9						
Итого по верхнеальбскому горизонту по категории A											Σ	186,0		97,0						1,9	1,0			
K _{1al2}	V	H	A	34,0	20,03	676,0	0,32	0,80	0,952	0,907	149,0	0,522	78,0				13,0	1,9	1,0					
-«-	-«-	BH	A	182,0	8,46	1543,0	0,32	0,80	0,952	0,907	341,0	0,522	178,0				13,0	4,4	2,0					
Итого по среднеальбскому горизонту по категории A											Σ	490,0		256,0						6,3	3,0			
K _{1al1}	V	H	A	98,0	18,89	1855,0	0,32	0,80	0,952	0,915	414,0	0,522	216,0				17,5	7,2	4,0					
-«-	-«-	BH	A	237,0	9,43	2236,0	0,32	0,80	0,952	0,915	499,0	0,522	260,0				17,5	8,7	5,0					
Итого по нижнеальбскому горизонту по категории A											Σ	913,0		476,0						15,9	9,0			
K _{1a}	V	H	A	833,0	3,97	3310,0	0,30	0,70	0,952	0,895	592,0	0,444	263,0				36,0	21,0	9,0					
-«-	-«-	BH	A	132,0	2,49	328,0	0,30	0,70	0,952	0,895	59,0	0,444	26,0				36,0	2,1	1,0					
Итого по аптскому горизонту по категории A											Σ	651,0		289,0						23,1	10,0			
K _{1nc}	V	H	A	567,0	20,42	11577,0	0,32	0,80	0,952	0,895	2525,0	0,444	1121,0				48,0	121,2	54,0					
-«-	-«-	BH	A	354,0	11,1	3930,0	0,32	0,80	0,952	0,895	857,0	0,444	381,0				48,0	41,1	18,0					
Итого по неокомскому горизонту по категории A											Σ	3382		1502,0						162,3	72,0			
J	V	H	B	113,0	2,29	259,0	0,30	5,0	0,952	0,818	42,0	0,360	15,0				109,0		2,0					
-«-	-«-	BH	B	18,0	1,55	27,0	0,30	0,70	0,952	0,818	4,0	0,360	1,0				109,0	-	-					
Итого по юрскому горизонту по категории B											Σ	46,0		16,0						5,0	2,0			
J	V	H	C ₁	287,0	2,85	820,0	0,30	0,70	0,952	0,818	134,0	0,360	48,0				109,0	15,0	5,0					
-«-	-«-	BH	C ₁	19,0	2,0	37,0	0,30	0,70	0,952	0,818	6,0	0,360	2,0				109,0	1,0						
Итого по юрскому горизонту по категории C ₁											Σ	140,0		50,0						16,0	5,0			
Итого по V-участку по категории A											Σ	5622,0		2620,0						209,5	95,0			
												Σ	46,0		16,0					5,0	2,0			
												Σ	140,0		50,0					16,0	5,0			
												Σ	570,0		172,0					-				
K _{1a2} P-н скв.64	VI	H	C ₁	55,0	3,81	209,0	0,30	0,70	0,911	0,875	35,0	0,538	19,0				42,0	1,0	1,0					
		BH	C ₁	34,0	3,69	126,0	0,30	0,70	0,911	0,875	21,0	0,538	11,0				42,0	1,0	-					
Итого по верхнеаптскому горизонту по категории C ₁											Σ	56,0		30,0						2,0	1,0			
K _{1nc}	верх пласт	H	A	177,0	18,39	3250,0	0,32	0,80	0,911	0,882	669,0	0,538	360,0				41,0	27,0	15,0					
		BH	A	163,0	5,71	932,0	0,32	0,80	0,911	0,882	192,0	0,538	103,0				41,0	8,0	4,0					
	Итого по верхнему пласту неокомского горизонта по категории A										Σ	861,0		463,0					35,0	19,0				
	нижний пласт	H	C ₂	38,0	6,58	249,0	0,32	0,80	0,911	0,882	51,0	0,538	27,0				41,0	2,0	1,0					
BH		C ₂	32,0	4,22	134,0	0,32	0,80	0,911	0,882	28,0	0,538	15,0				41,0	1,0	1,0						
Итого по нижнему пласту неокомского горизонта по категории C ₂											Σ	79,0		42,0						3,0	2,0			
K _{1nc} Нижний неоком	VI	H	C ₁	108,0	9,68	1047,0	0,32	0,80	0,911	0,882	215,0	0,538	116,0				41,0	9,0	5,0					
	-«-	BH	C ₁	59,0	4,84	284,0	0,32	0,80	0,911	0,882	58,0	0,538	31,0				41,0	2,0	1,0					
Итого по нижнеокомскому горизонту по категории C ₁											Σ	273,0		147,0						11,0	6,0			
Итого по VI-участку											Σ	861,0		463,0					35,0	19,0				
											Σ	329,0		177,0					13,0	7,0				
											Σ	79,0		41,0					3,0	2,0				
Всего по месторождению				по категории A							Σ	11710,0		6029,0				460,5	233,0					
				по категории B							Σ	46,0		16,0				5,0	2,0					
				по категории C ₁							Σ	534,0		261,0				30,0	13,0					
				по категории A+B+ C ₁							Σ	12290,0		6306,0				495,5	248,0					
				по категории C ₂							Σ	913,0		293,0				3,0	2,0					

Таблица 2.5.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов по месторождению Каратон по состоянию на 01.01.2011 г.

Горизонт	Блок (участок)	Зона	Категория	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, доли ед		Пластовое давление, МПа		Поправка за отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэффициент перевода технических атмосфер в физические	Начальные геологические запасы пластового газа, млн.м ³	Добыча дату проектного документа,млн.	Остаточные балансовые запасы газа млн.м ³
							пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальная	конечная					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K _{1a}	III	Г	C ₂	105	7,13	750	0,30	0,70	81	1	1,14	1	0,95	0,97	15		
		ГВ	C ₂	56	4,09	228	0,30	0,70	81	1	1,14	1	0,95	0,97	5		
Итого по III – участку K _{1a} по категории C ₂															20		
K _{1a}	VI	Г	C ₁	68	4,61	315	0,30	0,70	81	1	1,14	1	0,95	0,97	6		
		ГВ	C ₁	56	2,53	143	0,30	0,70	81	1	1,14	1	0,95	0,97	3		
Итого по VI – участку K _{1a} по категории C ₁															9		
Всего по месторождению по категории C ₁															9		
по категории C ₂															20		

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

Анализ результатов проведенных на месторождении гидродинамических исследований скважин и пластов в данном разделе представлен для дальнейшего регулирования процесса разработки. Результаты гидродинамических исследований были предоставлены НГДУ «Жылыоймунайгаз».

В 2015г было проведено одно исследование МУО по скважине №433. За период 2020-2022гг другие гидродинамические исследования скважин (ГДИС) не проводились. Режимное исследование МУО производилось по общепринятой методике, при работе скважины на 3 режимах с построением индикаторной кривой и определением по ее наклону коэффициента продуктивности.

По скважинам I и II объектов 2 участка, II объекта 5 участка с начала промышленной разработки по настоящее время (01.01.2022г) ГДИС не проводились. Весь комплекс исследований заключается в замере статических и динамических уровней, по результатам которых производится расчет пластового и забойного давлений. В связи с отсутствием ГДИС, оценить текущие фильтрационные свойства пластов не представляется возможным, поэтому ниже описаны результаты опробования.

2 участок

По I объекту на данном участке предусмотрена разработка альбских горизонтов. Нижне-альбский горизонт опробован в 31 скважине, из них в 29 скважинах получен приток нефти. Среднесуточные дебиты нефти колебались от 11,1 до 67 м³/сут. Коэффициент продуктивности определен в по скважине №205 и составил 2,78 м³/(МПа*сут).

По II объекту на данном участке предусмотрена разработка апт-неокомских горизонтов. Аптский горизонт опробован в 19 скважинах. В результате опробования получены дебиты нефти от 0,2 до 37,9 м³/сут. Неокомский горизонт впервые был опробован скважиной №224 в 1949г. При опробовании получено 22,3 м³/сут нефти. В начальной стадии разработки горизонта пластовое давление составляло 5,7 МПа.

5 участок

По I объекту на данном участке предусмотрена разработка альбских горизонтов.

Нижне-альбский горизонт опробован в 11 скважинах. Среднесуточные дебиты нефти по скважинам колебались от 3,8 до 27 м³/сут. Начальное пластовое давление по данному объекту составляло 6,4 МПа. Средне-альбский горизонт опробован в 7 скважинах. Начальные среднесуточные дебиты нефти по скважинам колебались от 0,4 до 43,5 м³/сут.

В 1954г верхне-альбский горизонт опробован в скважинах №№ 102, 106. В результате опробования среднесуточный дебит скважины №102 составил 2 м³/сут, по скважине №106 – 3,0 м³/сут.

Как указано выше, за последние семь лет было проведено одно исследование МУО по скважине №433. Результаты данного исследования приведены в таблице 3.1.1. Как видно из данной таблицы, коэффициент продуктивности по нефти составляет 6,1 м³/(сут*МПа), удельный коэффициент продуктивности равен 0,4 м³/(сут*МПа*м).

Таблица 3.1.1 – Результаты исследований МУО

№ скв.	Дата иссл.	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, м ³ /сут	Давление		Кпрод., м ³ /(сут*МПа)	Удельный Кпрод., м ³ /(сут*МПа*м)
				Рпл, МПа	Рзаб, МПа		
433	20.09.2015	33	0,99	5,39	5,2	6,1	0,4
		43,3	1,3		5,18		
		28,8	0,86		5,25		

По II объекту на данном участке предусмотрена разработка альбских горизонтов. Неокомский горизонт опробован в 37 скважинах. Среднесуточные дебиты нефти по скважинам колебались от 9,0 до 35,8 м³/сут, начальные газовые факторы по скважинам колебались от 11,4 до 157 м³/т. Начальное пластовое давление составляло 9,3 МПа.

3.1.1 Характеристика энергетического состояния залежей

Оценка энергетического состояния залежей месторождения Каратон проводилась с использованием результатов замеров статических и динамических уровней. Значения пластовых давлений сначала были рассчитаны на середину интервала перфорации и далее на отметку ВНК по каждому соответствующему горизонту. Значения забойных давлений были приведены на середину интервала перфорации.

На дату проектирования из 5-ти участков месторождения в разработке находятся 2 (горизонты альбский, апт-неокомский) и 5 участки (горизонты альбский, апт-неокомский). За период 2017-2022гг по месторождению в целом было проведено 122 замера статических уровней и 1123 замера динамических уровней по 21 скважине. Количество проведённых замеров по эксплуатационным объектам приведено в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Количество проведенных замеров по объектам

Участки		2 участок		5 участок	
Объекты		I объект	II объект	I объект	II объект
Нстат	кол-во замеров	26	28	58	10
	кол-во скважин	4	4	11	2
Ндин	кол-во замеров	202	231	607	83
	кол-во скважин	4	4	11	2
Всего	кол-во замеров	228	259	665	93
	кол-во скважин	4	4	11	2

Ниже приводится анализ энергетического состояния по участкам и по эксплуатационным объектам.

2 участок

I объект

На дату проектирования в эксплуатационном фонде данного объекта числятся 4 нагнетательные и 3 добывающие скважины. На начальной стадии разработки пластовое давление по данному объекту составляло 7,9 МПа. Рассчитанные значения текущих пластовых давлений по результатам проведенных замеров статических уровней были приведены на отметку ВНК. На дату проектирования значение текущих пластовых давлений в добывающих скважинах изменяются от 5,5 МПа (скв. №205) до 6,7 МПа (скв. №232), составляя в среднем 6,4 МПа. Следует отметить, что значительного снижения пластового давления не наблюдается, что свидетельствует о благоприятном влиянии активности законтурных вод и системы ППД на поддержание пластового давления.

На дату проектирования значения текущих забойных давлений добывающих скважин были приведены на середину интервала перфорации. Величины изменяются от 1,9 МПа (скв. №223) до 6,3 МПа (скв. №205), в среднем составляя 5,9 МПа.

По результатам последних замеров статических уровней построена карта изобар (граф. прилож. №61). Как видно из карты изобар, распределение пластового давления по площади равномерное.

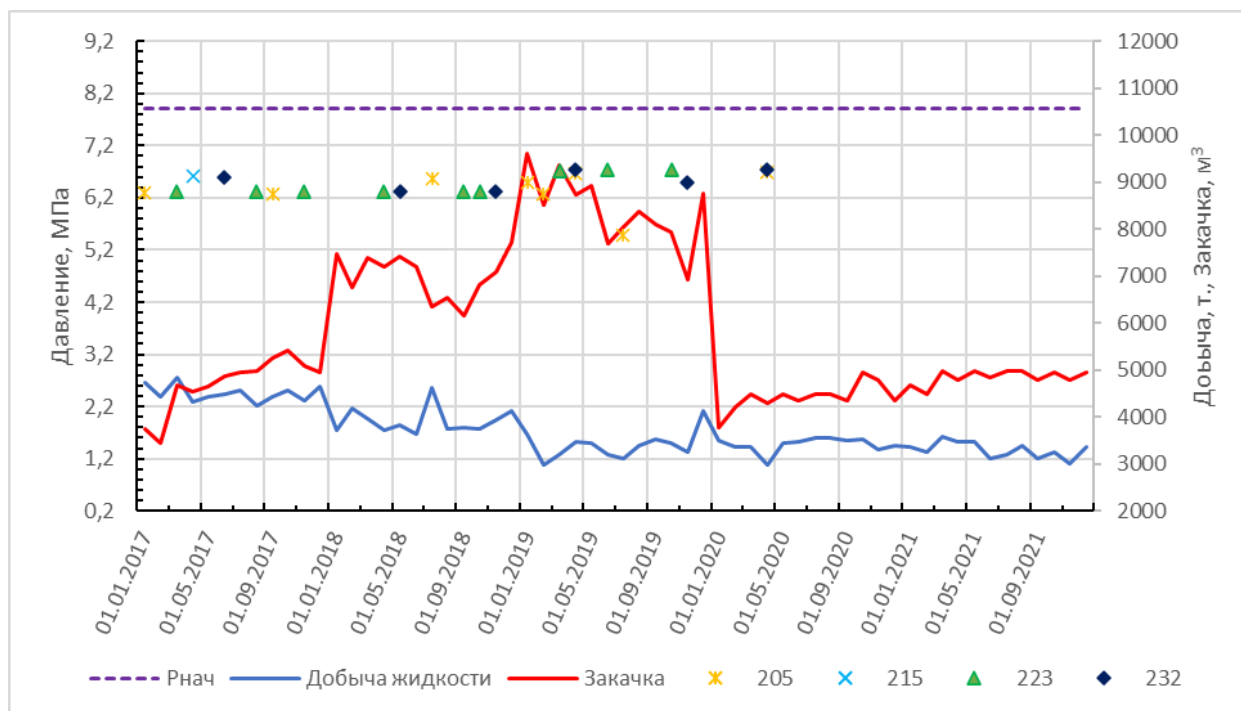


Рис. 3.1.1 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по I объекту 2 участка

II объект

На дату проектирования II объект разрабатывается 3 добывающими скважинами (№№ 204, 282, 287). Начальное пластовое давление по данному объекту составляет 8,1 МПа. За период 2017-2022гг определены величины текущего пластового давления на отметке ВНК, значения которого в среднем составили 7,0 МПа.

Наибольшее пластовое давление (> 8 МПа) получено по скважинам №№ 204, 228, 282, 287. На рисунке 3.1.2 показана динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки.

На дату проектирования значения забойных давлений добывающих скважин приведены к середине интервала перфорации, полученные величины которых варьируют в пределах от 2,7 МПа (скв. №287) до 7,8 МПа (скв. №228), в среднем составляя 5,3 МПа.

На дату проектирования построена карта изобар (граф. прилож. №62). Как видно из карты изобар, сравнительно наименьшее пластовое давление (7,2 МПа) наблюдается в южной части объекта, в районе скважины №287. Наибольшее пластовое давление наблюдается в северной части объекта в районе скважины №228 и составляет 8,1 МПа, что говорит о благоприятном воздействии нагнетательной скважины №202, а также активности законтурных вод.

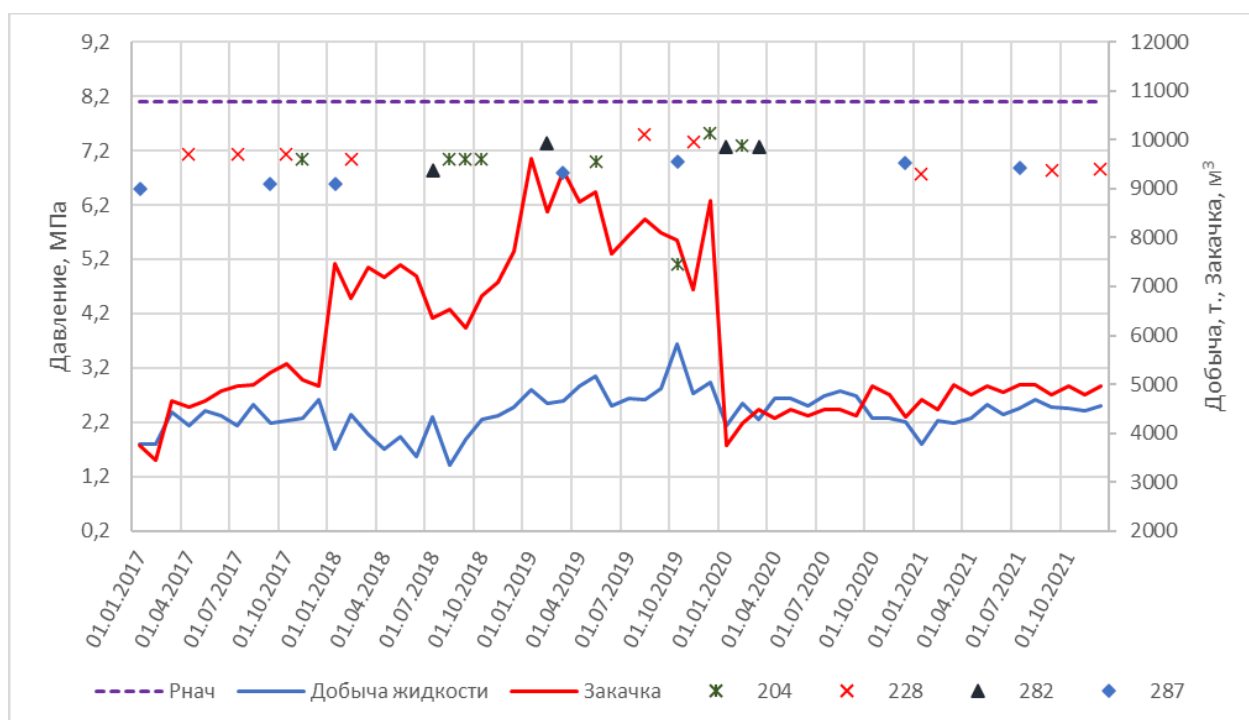


Рис. 3.1.2 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по II объекту 2 участка

На рисунке 3.1.3 представлена динамика изменения пластового давления и добычи жидкости по объектам второго участка.

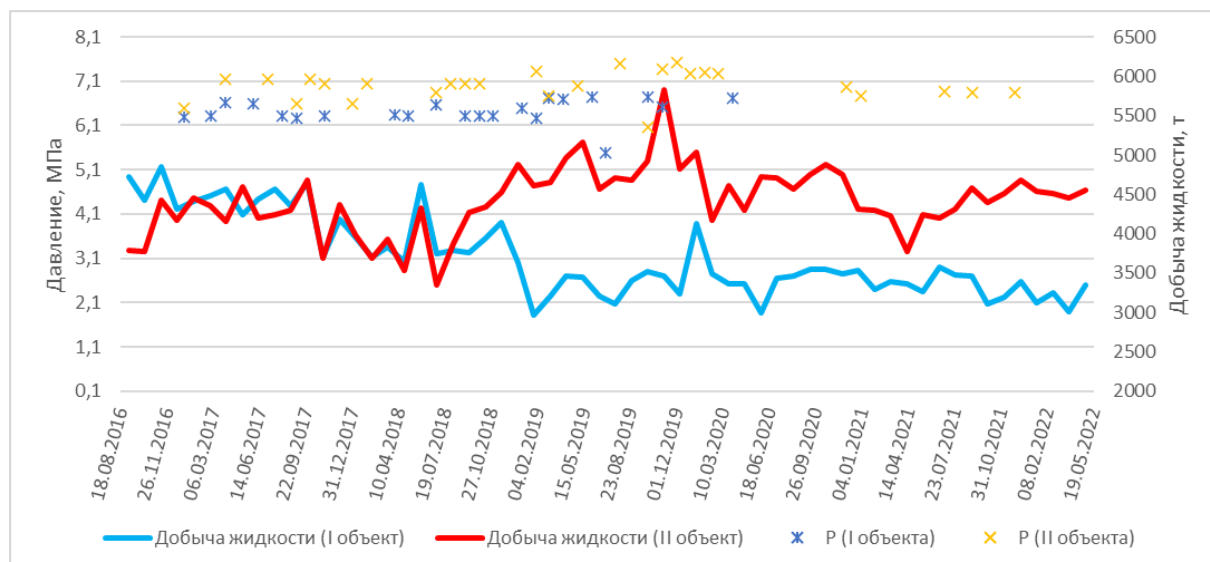


Рис. 3.1.3 - Динамика пластового давления, добычи жидкости по объектам II участка

5 участок

I объект

Объект разрабатывается 10 добывающими и 5 нагнетательными скважинами. Начальное пластовое давление составляет 6,4 МПа. Значения текущего пластового давления определены по действующим скважинам на отметке ВНК и изменяются от 4,1 до 6,4 МПа, составляя в среднем 5,6 МПа. Как видно из рисунка 3.1.4 текущее пластовое давление по объекту находится на уровне начального.

На 01.01.2022г построена карта изобар (граф. прилож. №63). Как видно из карты изобар, наименьшее пластовое давление (4,9 МПа) наблюдается в северо-восточной части объекта, в районе скважины №415. В центральной части объекта, в районе скважин №№ 337, 427, 433, 501, 502, 503 пластовое давление выше и изменяется в интервале 5,2-6,4 МПа. Наибольшее пластовое давление (6,4 МПа) определено по добывающим скважинам близ нагнетательных скважин, в юго-восточной части объекта, в районе скважины №503, что говорит об эффективности системы ППД.

Значения забойных давлений добывающих скважин приведены на середину интервала перфорации, полученные величины которых варьируются в интервале от 2,7 до 6,0 МПа, в среднем составляя 4,8 МПа.

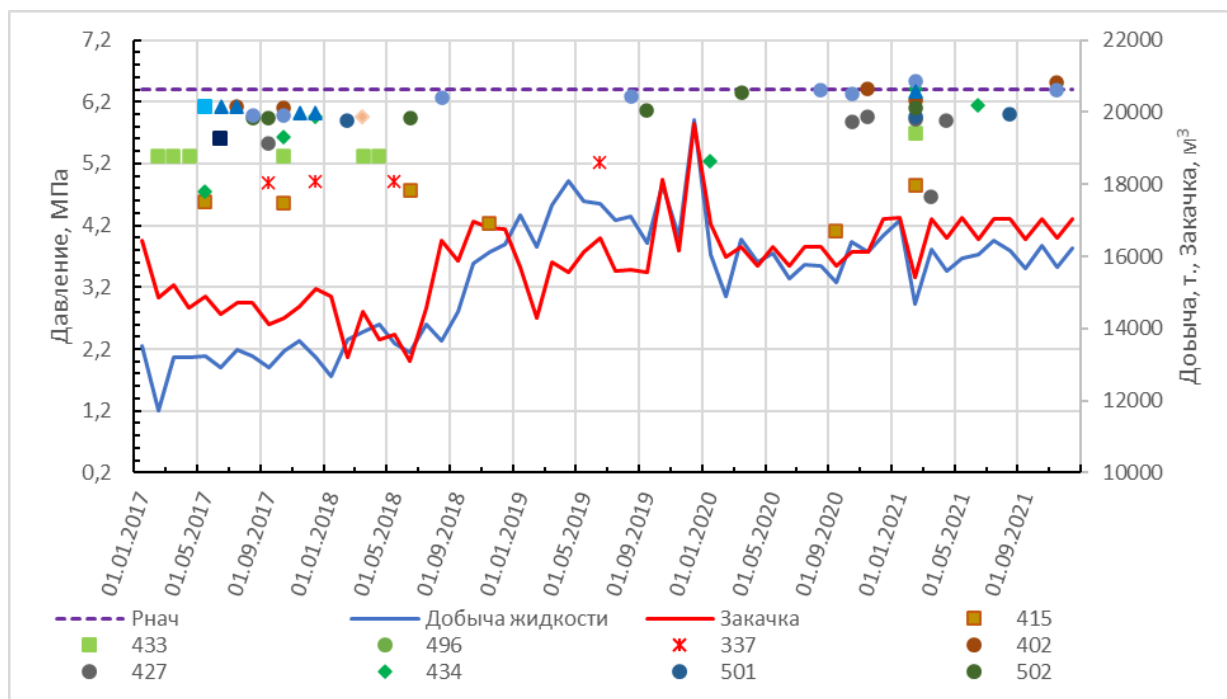


Рис. 3.1.4 - Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по I объекту 5 участка

II объект

Данный горизонт на дату проектирования разрабатывается одной добывающей скважиной (№491). С 2016г нагнетательная скважина №482 находится в бездействии. В итоге, на дату проектирования действующий нагнетательный фонд отсутствует. Начальное пластовое давление приведенное к отметке ВНК составляет 9,2 МПа. Значительное снижение текущего пластового давления от начального на дату проекта не наблюдается. Пластовое давление варьирует в интервале от 6,0 до 7,2 МПа, в среднем составляя 7,1 МПа. Учитывая отсутствие действующих нагнетательных скважин, стабильное состояние залежи объясняется воздействием законурных вод и незначительным отбором при работе двух добывающих скважин. Забойные давления добывающих скважин приведены на середину интервала перфорации. Полученные значения составили: по скважине №465 – 5,2 МПа, по скважине №491 – 4,9 МПа.

Как видно из карты изобар (граф. прилож. №55), распределение пластового давления по площади равномерное.

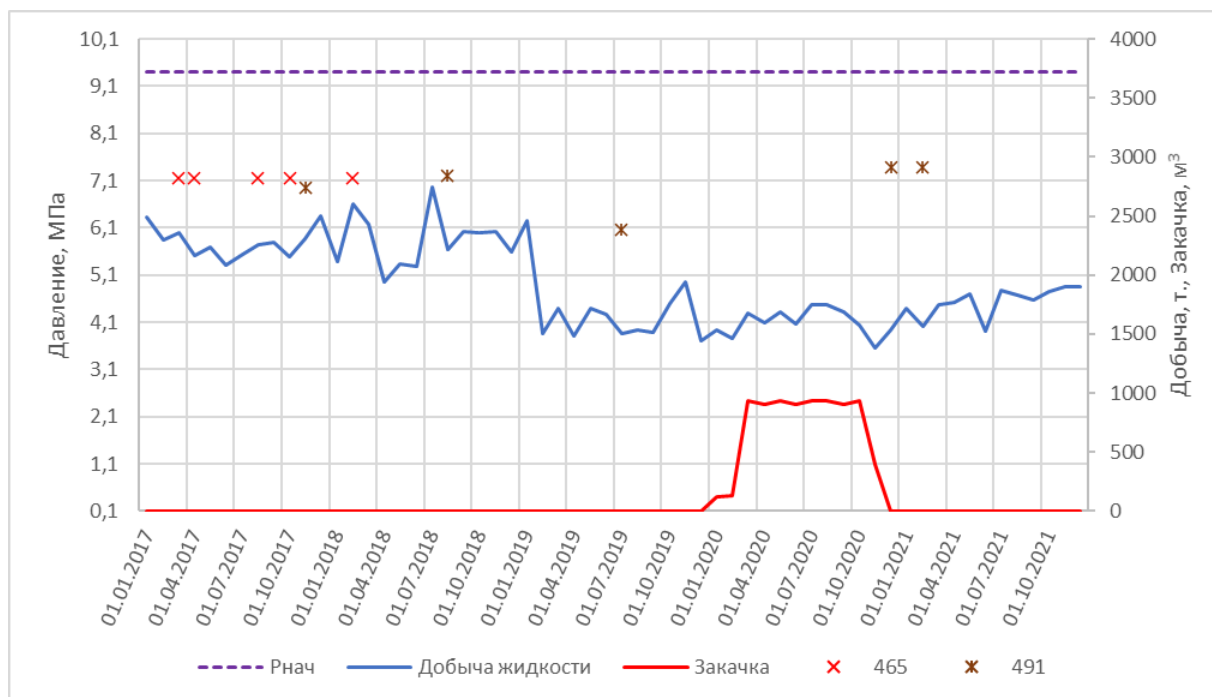


Рис. 3.1.5 – Динамика пластового давления, добычи жидкости и закачки по II объекту 5 участка

На рисунке 3.1.6 представлена динамика изменения пластового давления и добычи жидкости по объектам пятого участка.

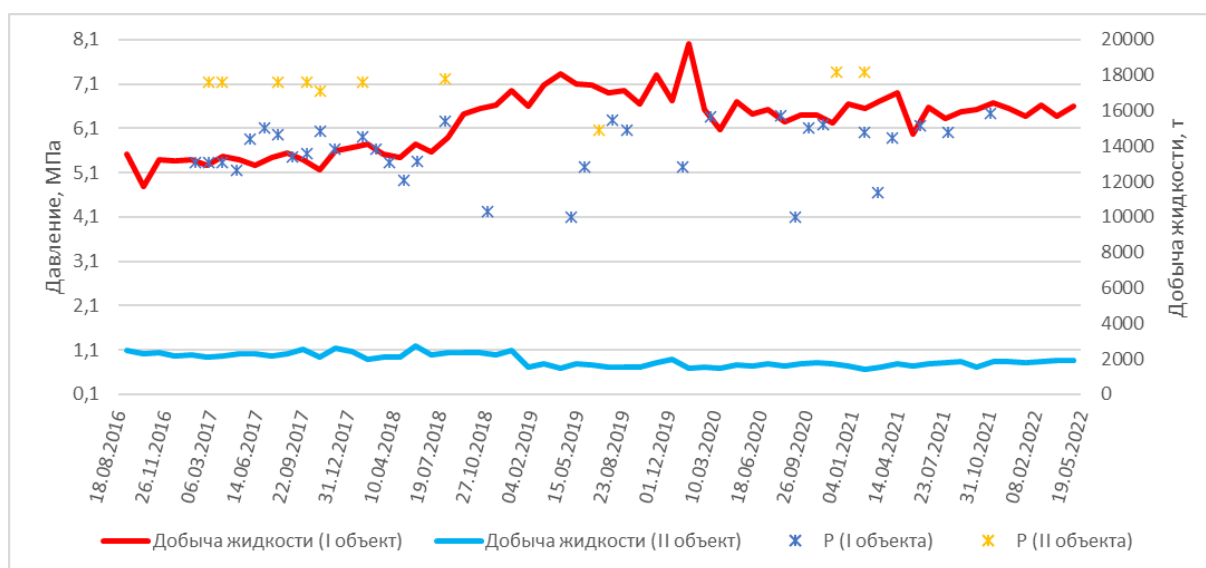


Рис. 3.1.6 - Динамика пластового давления, добычи жидкости по объектам 5 участка

На втором участке месторождения снижение текущего пластового давления от начального определено по I объекту – на 1,2 МПа, по II объекту – на 1,3 МПа. За период 2017-2022гг текущие пластовые давления по объектам пятого участка снижаются незначительно. По I объекту снижения пластовое давление не наблюдается, по II объекту снижение составило всего 1,8 МПа.

Таблица 3.1.3 – Распределение начального и текущего пластовых давлений по эксплуатационным объектам

Участки	Объекты	Начальное пластовое давление, МПа	Тек. пластовое давление, МПа	Снижение от начального, МПа
2	I	7,9	6,7	1,2
	II	8,1	6,8	1,3
5	I	6,4	6,4	0
	II	9,2	7,4	1,8

В целом, длительный период разработки месторождения стал причиной падения текущего пластового давления от начального. Несмотря на это, энергетическое состояние залежей месторождения достаточно стабильное, что свидетельствует о высокой активности законтурных вод и положительном воздействии работы нагнетательных скважин на поддержание пластового давления.

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На месторождении Каратон залежи нефти установлены в отложениях альба, апт-неокома и юры и разделены на 5 промышленных участков:

- **1 участок** – альбский, аптский и неокомский горизонты;
- **2 участок** – альбский, аптский и неокомский горизонты;
- **3 участок** – альбский, промежуточный и юрский горизонты;
- **5 участок** – альбские (верхнеальбский, среднеальбский и нижнеальбский), аптский, неокомский и юрский горизонты.
- **6 участок** – верхнеаптский, неокомский и нижненеокомский горизонты.

Скважины 1, 3 и 6 участков были ликвидированы по причине нерентабельности их эксплуатации.

Промышленная разработка месторождения ведется с 1949г. В рамках технологического проектного документа «Проект разработки месторождения Каратон» 1988г (ПР-1988г), утвержденного протоколом НТС ПО «Тенгизнефтегаз» от 08.02.1988г, продуктивные горизонты месторождения были объединены в 3 эксплуатационных объекта:

- **I объект** – альбские отложения;
- **II объект** – апт-неокомские отложения;
- **III объект** – юрские отложения.

Согласно принятому к реализации II варианту проекта предусматривалось пробурить 44 добывающие скважины в течение 1989-1992гг, в том числе: 6 ед. на 1 участок, 3 ед. на 2 участок, 25 ед. на 5 участок и 10 ед. на 6 участок. Однако проектные решения были выполнены не полностью, из 44 скважин были пробурены только 2 ед. (№№ 332, 337) со значительным отставанием в сроках (в 1997г).

Также следует отметить, что в отчете «Анализ экономической эффективности эксплуатации месторождения Каратон» (2001г) по 2 варианту предусматривалось бурение дополнительных добывающих скважин: на 1 участке в апт-неокомском горизонте – 10 ед., на 3 участке в горизонтах альбском 32 ед. и юрском 18 ед., на 5 участке в горизонтах аптском 9 ед. и альбском 10 ед., на 6 участке – в горизонтах апт-неокомском 10 ед. и нижненеокомском – 4 ед. Однако данные рекомендации не были выполнены и продолжилось отставание фактических отборов нефти и жидкости от проектных величин.

В 2011г ТОО «Танаис» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон». В данном отчете с учетом фактического состояния разработки месторождения было выполнено уточнение технологических показателей разработки на 2011-2013гг.

В 2014г и 2016г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» были выполнены работы по Анализу разработки месторождения Каратон [13, 14]. В отчетах была произведена оценка эффективности ранее принятых проектных решений, уточнены технологические показатели разработки на 2014-2016гг и 2016-2018гг соответственно.

В 2018г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон», в котором были уточнены показатели разработки на 2018-2020гг.

В 2020г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Каратон», в котором были уточнены показатели на 2020-2022гг. В настоящее время на основе данных утвержденных технологических показателей ведется разработка месторождения.

На дату составления настоящего проекта пробуренный фонд месторождения составил 207 ед.

По состоянию на 01.01.2022г эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 18 ед (таблица 3.2.1). Нагнетательный фонд составляет 10 ед., в т.ч. действующий фонд составляет 9 ед., в бездействии находятся 2 скважины (№№ 215, 219). Фонд контрольных скважин составляет 7 ед., все из которых наблюдательные. В консервации находятся 20 скважин. Ликвидированный фонд скважин составляет 152 ед., из них по геологическим причинам – 122 ед., по техническим причинам – 30 ед.

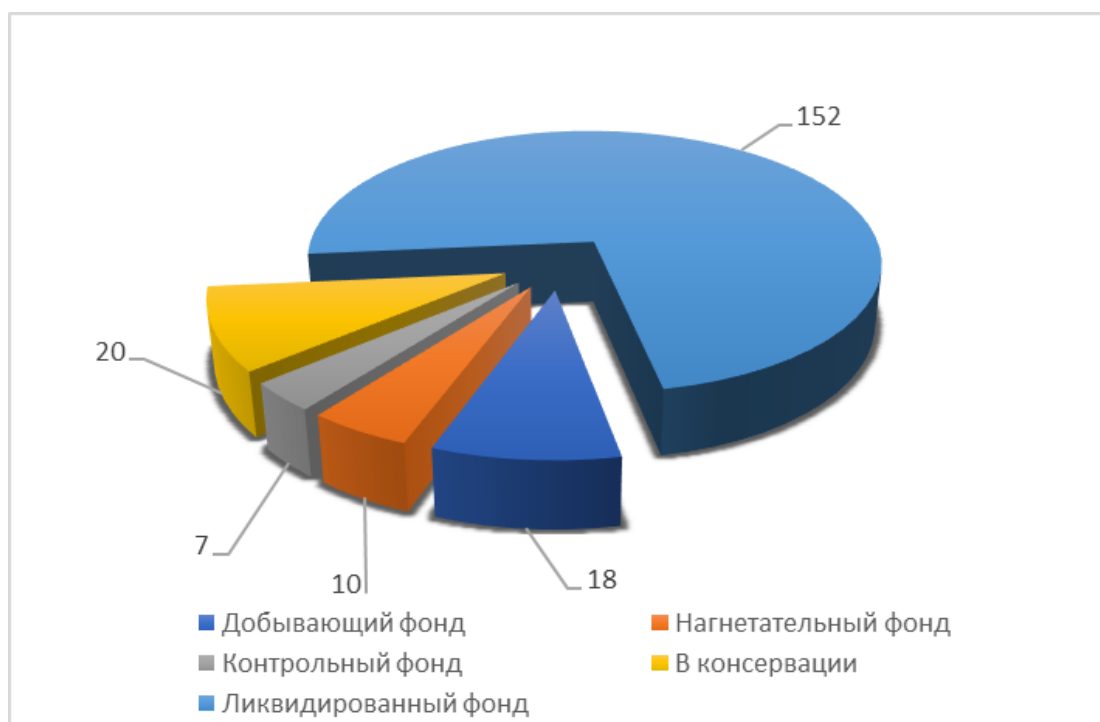


Рис. 3.2.1 – Характеристика фонда на 01.01.2022г

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин по месторождению в целом на 01.01.2022г

№№ п/п	Фонд	Участки	1 участок		2 участок		3 участок		5 участок			6 участок	Всего
		Объекты	I	II	I	II	I	II	I	II	III	I	
1	Добывающий фонд	Всего	-	-	4	3	-	-	10	1	-	-	18
		в том числе: дающих продукцию	-	-	4	3	-	-	10	1	-	-	18
		ШГН	-	-	4	3	-	-	10	1	-	-	18
		в простое	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
		в бездействии	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
2	В ожидании ликвидации		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
3	Фонд нагнетательных скважин	Всего	-	-	5	-	-	-	5	-	-	-	10
		в том числе: действующих	-	-	4	-	-	-	5	-	-	-	9
		в простое	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
		в бездействии	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
4	В консервации		-	-	-	1	1	-	5	12	-	1	20
5	Фонд контрольных скважин		-	-	2	-	-	-	-	4	1	-	7
6	Фонд ликвидированных скважин		14	16	21	17	9	10	7	35	3	20	152
7	Итого пробуренный фонд		14	16	32	21	10	10	27	52	4	21	207

Распределение действующего фонда скважин по среднегодовым дебитам нефти и жидкости в динамике за 2017-2021гг по месторождению в целом и по среднемесячным дебитам за декабрь 2021г по эксплуатационным объектам представлено в таблицах 3.2.2-3.2.3. Как видно из данных таблиц, большинство скважин месторождения являются малодебитными, с дебитами нефти до 2,0 т/сут. По объектам наиболее высокие среднемесячные дебиты нефти за декабрь 2021г получены по скважинам I_2, II_2, I_5 и II_5 эксплуатационных объектов (таблицы 3.2.4-3.2.5).

Из распределения скважин по обводненности продукции видно, что по месторождению все скважины работают с высокой обводненностью, которая в среднем варьирует в пределах 97-98% (таблицы 3.2.6-3.2.7).

Таблица 3.2.2 - Динамика распределения фонда скважин месторождения Каратон по дебитам нефти за период 2017г-01.01.2022г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут	Диапазон измен-я дебитов нефти, т/сут				
				<0,5	0,5-0,75	0,75-1	1-1,5	>1,5
	эксп.	действ.	нефти	н	н	н	н	н
2017	21	21	0,9	1	7	6	5	0
2018	20	20	1,0	1	6	7	2	4
2019	19	18	1,2	0	0	5	10	3
2020	18	17	1,2	0	2	8	5	2
2021	18	17	1,2	0	2	9	2	4

Таблица 3.2.3 - Динамика распределения фонда скважин месторождения Каратон по дебитам жидкости за период 2017г-01.01.2022г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средний дебит, т/сут	Диапазон измен-я дебитов жидкости, т/сут				
				<20	20-40	40-60	60-80	>80
	эксп.	действ.	жидкости	ж	ж	ж	ж	ж
2017	21	21	41,3	0	10	10	0	0
2018	20	20	42,2	0	7	11	1	1
2019	19	18	51,9	0	1	8	8	0
2020	18	17	48,0	0	7	8	3	0
2021	18	17	48,1	0	9	4	4	0

Таблица 3.2.4 – Распределение фонда скважин по дебитам нефти на 01.01.2022г

Объекты_участки	Фонд доб. скв.		Средний дебит, т/сут	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут				
				<0,5	0,5-0,75	0,75-1	1-1,5	>1,5
	экспл.	действ.	нефти	н	н	н	н	н
I_2	4	3	0,9	0	1	1	0	0
II_2	3	3	1,0	0	1	2	0	1
I_5	10	10	1,3	0	0	6	1	3
II_5	1	1	1,1	0	0	0	1	0

Таблица 3.2.5 – Распределение фонда скважин по дебитам жидкости на 01.01.2022г

Объекты_участки	Фонд доб. скв.		Средний дебит, т/сут	Диапазон изменения дебитов жидкости, т/сут				
				<20	20-40	40-60	60-80	>80
	экспл.	действ.	жидкости	ж	ж	ж	ж	ж
I_2	4	3	36,1	0	2	1	0	0
II_2	3	3	36,7	0	4	0	0	0
I_5	10	10	52,4	0	3	3	3	0
II_5	1	1	61,4	0	0	0	1	0

Таблица 3.2.6 - Динамика распределения фонда добывающих скважин месторождения Каратон по обводненности за период 2017г-01.01.2022г

Годы	Фонд добывающих скважин		Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %			
	эксп.	действ.		96	96-97	97-98	>98
2017	21	21	98,0	2	1	10	8
2018	20	20	97,8	1	1	9	9
2019	19	18	97,8	1	1	10	6
2020	18	17	97,7	2	0	11	5
2021	18	17	97,8	1	3	7	7

Таблица 3.2.7 – Распределение фонда скважин эксплуатационных объектов по обводненности продукции на 01.01.2022г.

Объекты_участки	Фонд добывающих скважин		Средняя обводн-сть, %	Диапазон изменения обводненности, %			
	эксп.	действ.		96	96-97	97-98	>98
I_2	4	3	97,6	0	1	1	1
II_2	3	3	97,4	0	1	2	1
I_5	10	10	97,6	1	1	4	4
II_5	1	1	98,2	0	0	0	1

3.2.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

Кк было указано выше, месторождение Каратон вступило разработку в 1949г.

На месторождении в разработке находились 5 промышленных участков (без учета участка Кошкимбет), с выделением следующих нефтяных горизонтов: альбский, апт-неокомский и юрский. На сегодня разработка 1, 3 и 6 участков не ведется по причине экономической нецелесообразности.

В настоящее время разрабатываются альбские и апт-неокомские горизонты 2 и 5 участков месторождения. Распределение добычи нефти по разрабатываемым участкам за 2021г показано на рисунке 3.2.2, из которого видно, что основная выработка запасов ведется из пластов 5 участка, на долю которого приходится 70% всей накопленной

добычи нефти. Распределение накопленной нефти по всем участкам представлено на рисунке 3.2.3.



Рис. 3.2.2 - Распределение добычи нефти по разрабатываемым участкам за 2021г.

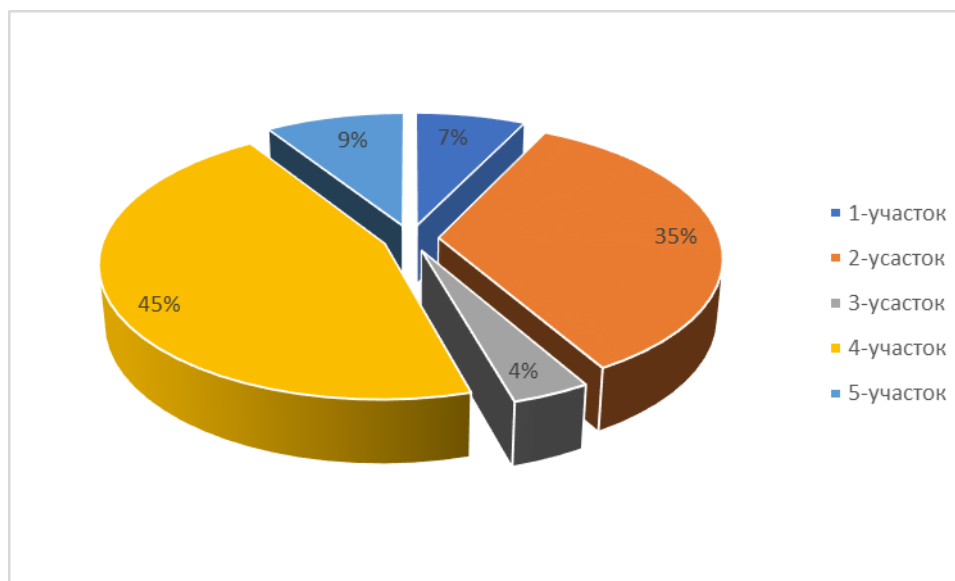


Рис. 3.2.3 – Распределение накопленной добычи нефти по участкам на 01.01.2022г.

Как видно из рисунка 3.2.4 в период с 1955 по 1961гг наблюдается резкое снижение уровня годовой добычи нефти, при этом среднегодовая обводненность продукции достигает уровня 90%. В последующие годы добыча нефти постепенно снижается по мере сокращения фонда добывающих скважин. На 01.01.2022г по месторождению с начала разработки добыто 4676,1 тыс.т нефти и 93077,9 тыс.т жидкости. За 2021г по месторождению добыто 7,7 тыс.т. нефти и 305,6 тыс.т жидкости при работе 18 добывающих скважин.

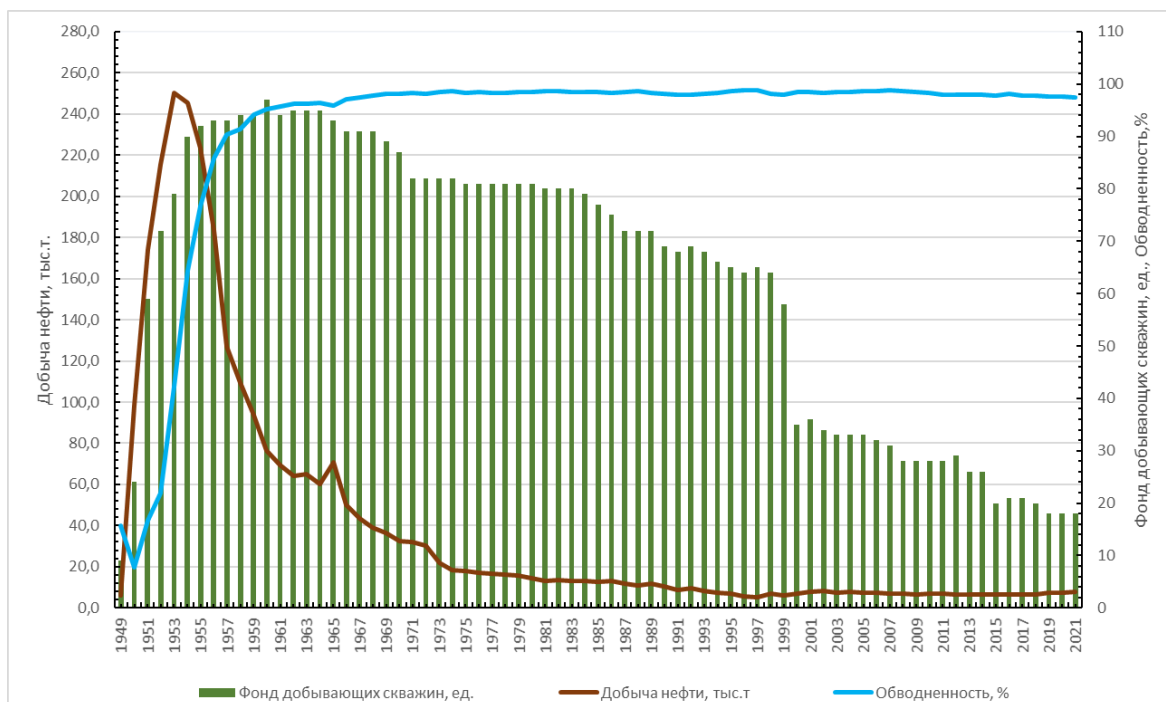


Рис. 3.2.4 – Динамика основных технологических показателей с начала разработки

Ниже приводится характеристика отборов нефти и воды по разрабатываемым объектам на 01.01.2022г.

I объект, 2 участок (нижнеальбский горизонт) вступил в разработку 15 апреля 1949г с вводом скважины №29 с начальным дебитом 61 т/сут чистой нефти.

За период 2017-2022гг средние дебиты добывающих скважин изменяются в пределах от 0,4 до 2,3 т/сут по нефти и от 25,0 до 55,2 т/сут по жидкости. Обводненность продукции за 2020-2021гг находится на уровне 97,8%.

По объекту наблюдается стабильный уровень обводненности, что связано с проведением геолого-технических мероприятий. Также отмечается увеличение среднего дебита нефти скважин, которое наблюдается после усиления системы ППД на объекте. Скважина №284 была повторно введена в эксплуатацию переводом со II объекта в 2018г, в результате чего в нагнетательном фонде на дату проекта находятся 5 скважин, одна из которых (№200) находится в бездействии.

II объект, 2 участок (апт–неокомский горизонт) разрабатывается с 1949г. Аптский и неокомский горизонты до 1965г разрабатывались как самостоятельные горизонты. Аптский горизонт вступил в разработку 25 августа 1949г вводом в эксплуатацию скважины №215 с начальным дебитом 34 т/сут нефти, а неокомский горизонт 22 сентября 1949г вводом скважины №224 с дебитом нефти 20 т/сут. После объединения в единый апт-неокомский горизонт, добыча учитывалась совместно.

На 01.01.2021г на данном объекте среднесуточные дебиты по нефти варьировали

в пределах от 0,1 до 1,2 т/сут, по жидкости – от 18,4 до 56,1 т/сут. Обводненность продукции за 2020-2021гг находилась на уровне 97,8-98,0%.

I объект, 5 участок (альбские горизонты) вступил в разработку в 1952г. Начальные дебиты нефти по скважинам колебались от 3,5 т/сут (скв. №505) до 25т/сут (скв. №503). Объект объединяет в себе верхнеальбский, среднеальбский и нижнеальбский горизонты.

За период 2017-2022гг среднесуточные дебиты добывающих скважин колеблются от 0,4 т/сут (скв. №496) до 2,5 т/сут (скв. №427) по нефти и от 0,9 до 93,7 т/сут по жидкости. За данный период обводненность продукции находилась в пределах от 97,7 до 97,6%.

II объект, 5 участок (апт-неокомский горизонт) вступил в разработку 4 июня 1951г. Начальные дебиты нефти по скважинам аптского горизонта колебались от 8 до 38 т/сут, а дебиты нефти неокомского горизонта колебались от 10 до 70 т/сут.

Текущие среднесуточные дебиты по нефти добывающих скважин изменяются от 0,4 до 1,4 т/сут, по жидкости от 29,0 до 62,7 т/сут. Обводненность за последние 2 года была в пределах от 98,1 до 97,9%.

Технологические показатели разработки по объектам и по месторождению в целом представлены в таблицах 3.2.8-3.2.12. Распределение добычи нефти по объектам на разрабатываемых участках за 2021г представлено на рисунке 3.2.5.

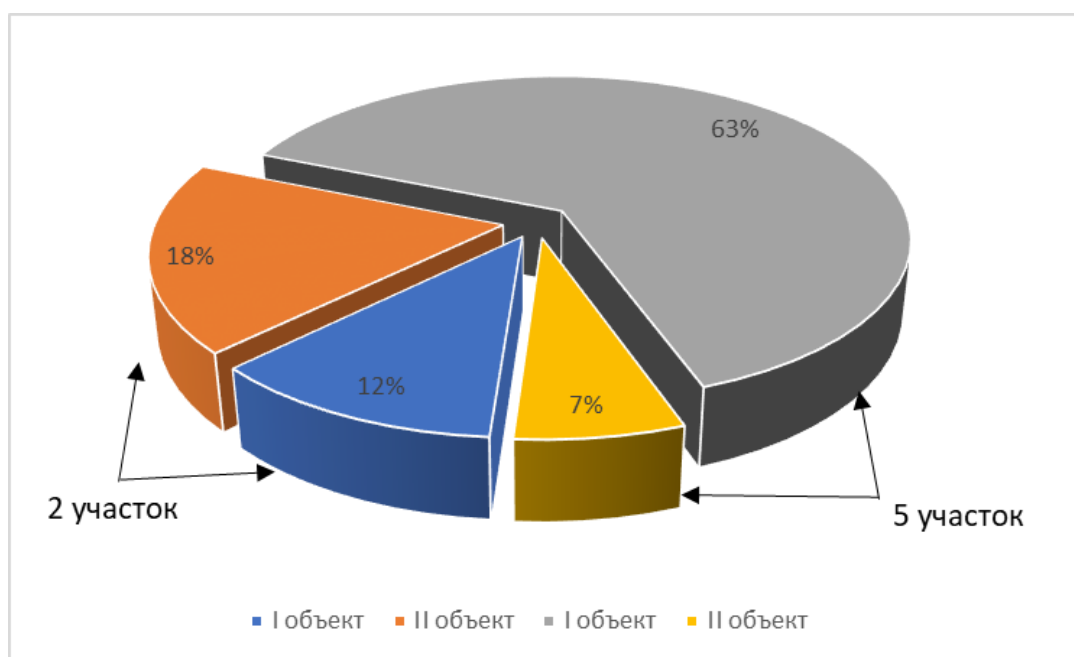


Рис. 3.2.5 – Распределение добычи нефти по объектам на разрабатываемых участках за 2021г.

Таблица 3.2.8 - Динамика основных технологических показателей разработки I объекта 2 участка

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Добыча нефти. тыс.т	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	<i>мехспособом</i>	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	933,8	934,8	935,7	936,6	937,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	933,8	934,8	935,7	936,6	937,5
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	83,4	83,5	83,6	83,7	83,8
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,50	0,50	0,50	0,51	0,51
11	Добыча жидкости. тыс.т	54,0	47,0	40,8	40,9	39,6
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	54,0	47,0	40,8	40,9	39,6
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	16441,2	16488,3	16529,1	16570,0	16609,6
15	Обводненность продукции (по весу). %	98,0	97,8	97,8	97,7	97,8
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	56,6	84,1	101,0	53,1	58,2
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	1171,1	1255,2	1356,2	1409,3	1467,5
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	104,9	178,9	247,7	129,8	147,2
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	7,1	7,6	8,2	8,5	8,8
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0	1	0	0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0	1	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4	4	4	4
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4	4	4	3
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	1	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин. ед.	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	4	5	5	5	5
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	3	4	4	4	4
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
33	по жидкости	38,2	34,3	38,4	37,3	36,2
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0	0	0	0
35	по жидкости	0	0	0	0	0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	51,7	57,6	69,2	45,0	53,2
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	0,92	0,94	0,94	0,97	0,97
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,92	0,94	0,94	0,97	0,97
39	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	-	-	-	-	-
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00

Таблица 3.2.9 - Динамика основных технологических показателей разработки II объекта 2 участка

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Добыча нефти. тыс.т	1,0	1,0	1,2	1,6	1,4
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,0	1,0	1,2	1,6	1,4
4	<i>мехспособом</i>	1,0	1,0	1,2	1,6	1,4
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	669,3	670,4	671,6	673,2	674,6
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	669,3	670,4	671,6	673,2	674,6
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,13	0,1	0,2	0,2	0,2
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	1,38	1,52	1,78	2,47	2,20
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	90,7	90,8	91,0	91,2	91,4
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,501	0,502	0,503	0,504	0,505
14	Добыча жидкости. тыс.т	51,1	47,9	58,8	54,3	52,8
15	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0
16	<i>из переходящих скважин</i>	51,1	47,9	58,8	54,3	52,8
17	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	14082,4	14130,3	14189,1	14243,4	14296,2
18	Обводненность продукции (по весу). %	98,1	97,8	98,0	97,0	97,3
19	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	<i>переходящих скважин</i>	98,1	97,8	98,0	97,0	97,3
21	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	26,4	0,0	0,0	19,0	15,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	1114,4	1114,4	1114,4	1133,4	1148,4
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	51,7	0,0	0,0	34,9	28,4
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	7,9	7,9	7,8	7,9	8,0
25	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
26	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0	0	0	0
27	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0	1	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4	3	3	3
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4	3	3	3
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин. ед.	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	1	0	0	0	0
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	1	0	0	0	0
35	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,7	0,8	0,9	1,2	1,0
36	по жидкости	37,4	34,5	43,4	40,0	38,9
37	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0,0	0	0	0,0	0
38	по жидкости	0,0	0	0	0,0	0
39	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	72,658	0	0	52,273	41,311
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	0,94	0,95	0,93	0,93	0,93
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,94	0,95	0,93	0,93	0,93
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	0,99	0,00	0,00	0,99	0,99
44	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	0,99	0,00	0,00	0,99	0,99

Таблица 3.2.10- Динамика основных технологических показателей разработки I объекта 5 участка

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Добыча нефти. тыс.т	3,9	4,0	5,0	4,4	4,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0	0
3	<i>из переходящих скважин</i>	3,9	4,0	5,0	4,4	4,9
4	<i>мехспособом</i>	3,9	4,0	5,0	4,4	4,9
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	751,2	755,2	760,3	764,6	769,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	751,2	755,2	760,3	764,6	769,5
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	4,8	5,1	6,8	6,3	7,6
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	90,6	91,1	91,7	92,2	92,8
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48
14	Добыча жидкости. тыс.т	157,6	171,8	208,7	190,6	192,0
15	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0	1
16	<i>из переходящих скважин</i>	157,6	171,8	208,7	190,6	191,0
17	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	23013,2	23185,0	23393,7	23584,3	23776,3
18	Обводненность продукции (по весу). %	97,5	97,7	97,6	97,7	97,5
19	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	<i>переходящих скважин</i>	97,5	97,7	97,6	97,7	97,5
21	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	177,9	180,6	194,8	194,5	200,8
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	1444,7	1625,3	1820,1	2014,5	2215,3
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	112,9	105,2	93,4	102,1	104,6
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	6,3	7,0	7,8	8,5	9,3
25	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
26	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0	0	0	0
27	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	1	0	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	11	10	10	10	10
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	11	10	10	10	10
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин. ед.	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	4	4	4	0	0
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	4	4	4	0	0
35	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	1,1	1,1	1,4	1,2	1,4
36	по жидкости	44,4	48,8	59,0	53,9	54,3
37	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0,0	0	0	0,0	0
38	по жидкости	0,0	0	0	0,0	0
39	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	121,8	124,5	133,9	129,9	111,5
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	0,88	0,91	0,97	0,97	0,97
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,88	0,91	0,97	0,97	0,97
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	0,00	0,00	0,98	0,99
44	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	0,00	0,00	0,98	0,99

Таблица 3.2.11 - Динамика основных технологических показателей разработки II объекта 5 участка

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Добыча нефти. тыс.т	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0	0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5
4	<i>мехспособом</i>	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	1323,2	1323,7	1324,2	1324,6	1325,1
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	1323,2	1323,7	1324,2	1324,6	1325,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,031	0,030	0,024	0,027	0,028
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,118	0,113	0,092	0,105	0,108
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	73,9	73,9	73,9	74,0	74,0
10	Коэффициент извлечения нефти, дои ед.	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
14	Добыча жидкости. тыс.т	27,3	27,5	20,2	19,2	21,3
15	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0	0	0	0,0
16	<i>из переходящих скважин</i>	27,3	27,5	20,2	19,2	21,3
17	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	22973,4	23000,9	23021,1	23040,3	23061,6
18	Обводненность продукции (по весу). %	98,0	98,1	97,9	97,4	97,6
19	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	<i>переходящих скважин</i>	98,0	98,1	97,9	97,4	97,6
21	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	1057,4	1057,4	1057,4	1065,4	1065,4
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	0,0	0,0	0,0	41,6	0,0
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
25	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6
26	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0	0	0	0
27	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0	1	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	2	2	2	1	1
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	2	2	1	0	1
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин. ед.	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	3	3	3	3	3
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	0	0	0	0	0
35	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,8	0,8	1,1	1,3	1,4
36	по жидкости	39,4	39,8	52,4	52,5	58,3
37	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0,0	0	0	0,0	0
38	по жидкости	0,0	0	0	0,0	0
39	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	0,0	0,0	0,0	29,1	0,0
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,95	0,91	1,00	1,00
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,95	0,91	1,00	1,00
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00
44	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	0,00	0,00	0,00	0,82	0,00

Таблица 3.2.12 - Динамика основных технологических показателей разработки по месторождению в целом

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Добыча нефти. тыс.т	6,5	6,6	7,6	7,4	7,7
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	6,5	6,6	7,6	7,4	7,7
4	<i>мехспособом</i>	6,5	6,6	7,6	7,4	7,7
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	4646,8	4653,4	4661,0	4668,4	4676,1
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	4646,8	4653,4	4661,0	4668,4	4676,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,103	0,105	0,120	0,118	0,122
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,390	0,397	0,457	0,450	0,469
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	73,7	73,8	73,9	74,0	74,2
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,378	0,379	0,379	0,380	0,380
14	Добыча жидкости. тыс.т	290,1	294,3	328,6	305,0	305,6
15	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0
16	<i>из переходящих скважин</i>	290,1	294,3	328,6	305,0	305,6
17	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	91844,3	92138,6	92467,2	92772,2	93077,9
18	Обводненность продукции (по весу). %	97,8	97,8	97,7	97,6	97,5
19	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	<i>переходящих скважин</i>	97,8	97,8	97,7	97,6	97,5
21	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	260,9	264,7	295,7	274,5	274,0
22	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	6701,4	6966,1	7261,8	7536,3	7810,3
23	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	90,0	90,0	90,1	90,1	89,7
24	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	7,3	7,5	7,8	8,1	8,4
25	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4
26	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0	1	0	0
27	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	1	3	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	21	20	19	18	18
30	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	21	20	18	17	18
31	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	1	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин. ед.	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	12	12	12	8	8
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	8	8	8	4	4
35	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,9	0,9	1,2	1,2	1,2
36	по жидкости	41,3	42,2	51,8	48,0	48,1
37	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	по жидкости	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	89,4	90,9	101,5	82,9	84,1
40	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	0,92	0,93	0,95	0,94	0,97
41	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,92	0,93	0,95	0,94	0,97
42	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,96	0,99
44	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1,00	1,00	1,00	0,96	0,99

В 2017г на конец года по месторождению в целом добывающий фонд составил 21 ед., из них 20 действующих, 1 в простое (№402). За счет выбытия простаивающих и бездействующих скважин коэффициент эксплуатации за период 2017-2022гг достиг значения 0,92 д. ед. Годовая добыча нефти увеличилась на 3,1%, в то время как добыча жидкости сократилась на 12%.

В скважине №434 проводилось ГТМ по оптимизации режима работы скважины. В результате дебит нефти увеличился с 0,3 до 0,9 т/сут. А вот обработка призабойной зоны пласта, проведенная в скважинах №№ 282, 284, 287, 337, 402, 427, 501, 503, 504 не была столь успешной, дебиты и обводненность продукции этих скважин остались неизменными.

В 2018г добывающий фонд составил 20 ед., все из них действующие. В данном году было произведено выбытие одной добывающей скважины (№496) в консервацию по причине снижения продуктивности и интенсивного роста обводненности. Из-за простаивающих и бездействующих скважин коэффициент эксплуатации снизился до 0,93 д. ед. Годовые величины добычи нефти и жидкости увеличились незначительно – всего на 1,4% и 1,5% соответственно.

В 2019г из фонда добывающих скважин выбыла 1 скважина (№215) в нагнетательный фонд. На конец года добывающий фонд составил 20 ед., из них 19 действующих. Из-за простаивающих и бездействующих скважин коэффициент эксплуатации достиг значения 0,95 д.ед. За счет успешного проведения геолого-технических мероприятий годовая добыча нефти увеличилась на 14,6%, по сравнению с предыдущим годом.

В 2020г на конец года добывающий фонд составил 18 скважин, из них 17 действующих, 1 в простое (№491). По этой причине уровень добычи нефти был получен меньше, чем в предыдущем году на 0,2 тыс.т, в то время как добыча жидкости уменьшилась на 3,6 тыс.т за счет простоя одной скважины. При этом коэффициент эксплуатации снизился до отметки 0,94 доли ед.

В 2021г на конец года добывающий фонд составил 18 скважин, из них все 18 действующих. За счет работы всех скважин коэффициент эксплуатации достиг значения 0,97 д. ед., благодаря чему наблюдается увеличение добычи нефти на 0,3 тыс.т и добычи жидкости на 0,6 тыс.т. Благодаря простоя скважины №491 обводненность продукции за 2021г снизилась на 0,1%.

3.2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

В настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с утвержденным отчетом «Анализ разработки месторождения Каратон» 2020г (АР-2020г). В таблицах 3.2.13-3.2.16 представлено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. Показатели 2017-2018г взяты из ранее утвержденного отчета по Анализу разработки (АР-2016г), проектные значения 2019-2021гг – из действующего отчета АР-2020г. На рисунках 3.2.6-3.2.10 представлены графики сравнения проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

2 участок

1 объект (нижнеальбский горизонт)

В 2017г фактические показатели добычи получены ниже проектных. Расхождения по фонду добывающих скважин не наблюдается. Среднегодовые дебиты добывающих скважин данного объекта выше проектных, но коэффициенты использования и эксплуатации ниже, и-за чего добыча нефти получена меньше.

В 2018г фактические показатели добычи находятся на уровне проектных. Однако, расхождения наблюдаются по фонду добывающих скважин. Согласно АР-2018г, скважина №228 предусмотрена к эксплуатации на данном объекте путем перевода со II-го объекта. По факту мероприятие не было осуществлено, вследствие чего отклонение фактического фонда от проектного составляет одна единица. Среднегодовые дебиты добывающих скважин данного объекта соответствуют проектным.

В 2019г наблюдается незначительное отставание фактической добычи (0,92 тыс.т) от проектной (1,07 тыс.т) на 14,4% (-0,15 тыс.т), что обусловлено выбытием одной скважины (№215) в наблюдательный фонд. Также был осуществлен ввод скважины №228 переводом со II-го объекта, предусмотренный годом ранее. Так как перевод был осуществлен в декабре 2019г, на годовую добычу в целом данный перевод влияния не оказал.

В 2020г наблюдается отставание фактической добычи (0,92 тыс.т) от проектной (1,75 тыс.т) на 47,5% (-0,83 тыс.т), что обусловлено более высоким значением обводненности продукции скважин, по сравнению с проектной. Если дебит нефти одной скважины по проекту имеет значение 1,2 т/сут, то фактический дебит составил 0,8 т/сут.

В 2021г наблюдается отставание фактической добычи нефти (0,89 тыс.т) от проектной (1,95 тыс.т) на 54,4% (-1,06 тыс.т), что обусловлено невыполнением проектных решений АР-2020г по вводу из бурения одной добывающей скважины. Дебит нефти одной скважины составил 0,8 т/сут, при проектном дебите равном 1,2 т/сут.

Фактические значения среднегодовых дебитов отличаются от проектных. Так, дебит нефти получен равным 0,83 т/сут при проектном 1,1 т/сут, а дебит жидкости – 37,2 т/сут при проектном – 42,5 т/сут.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту приведено в таблице 3.2.13 и на рисунке 3.2.6.

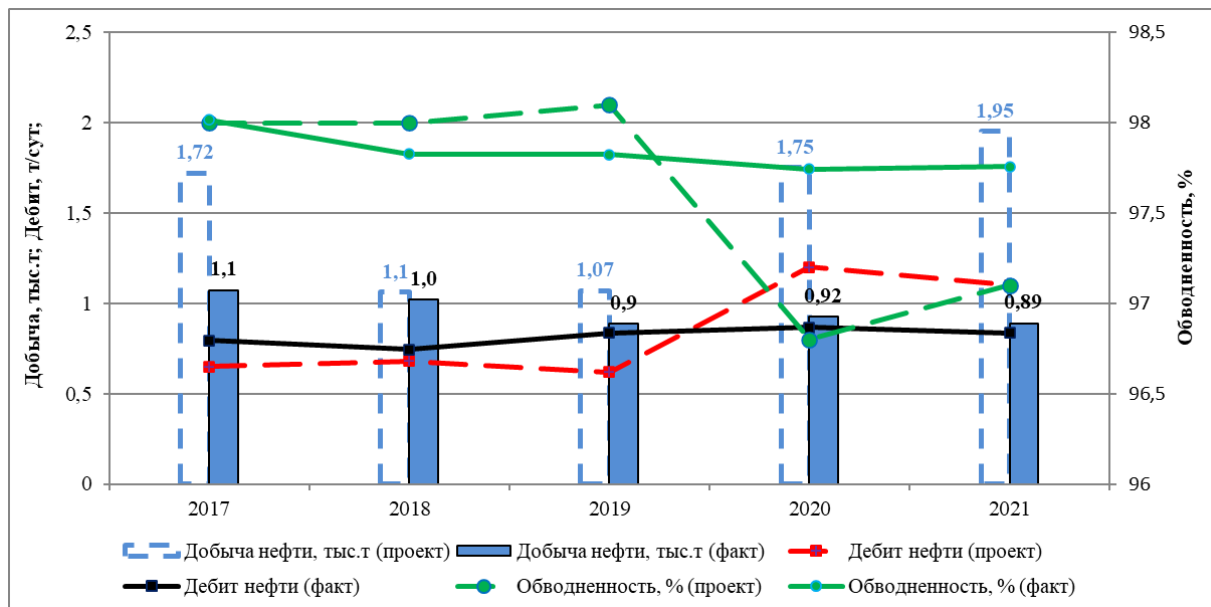


Рис. 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 2 участка

II объект (апт–неокомский горизонт)

В 2017г наблюдается незначительное превышение фактической добычи (0,96 тыс.т) от проектной (0,92 тыс.т) на 4,3%, что обусловлено несоответствием количества фактического дебита нефти добывающих скважин с проектным. Средний дебит нефти составляет 0,7 т/сут при проектном 0,66. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 98,1%.

В 2018г наблюдается незначительное превышение фактической добычи (1,04 тыс.т) от проектной (0,92 тыс.т) на 13,3%, что обусловлено несоответствием количества фактического фонда добывающих скважин с проектным. Добывающий фонд на конец периода составляет 4 ед при проекте 3 ед. В данном году в нагнетательном фонде состоялись некоторые изменения: выбыла скважина №284 на II объект, в итоге фактическое количество скважин нагнетательного фонда равно нулю при проекте, равный 1 ед.. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 97,8%. Фактическое значение среднесуточного дебита нефти соответствует проектному и составляет 0,75 т/сут.

В 2019г, как и в предыдущем году, наблюдается превышение фактической

добычи (1,18 тыс.т) от проектной (0,87 тыс.т) на 35,1%. Такое значительное расхождение обусловлено успешным проведением геолого-технических мероприятий. В данном году скважина №228 была переведена на вышележащий нижеальбский горизонт (I объект). В итоге добывающий фонд скважин к концу года составил 3 ед, что соответствует проекту. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 98,0%.

В 2020г, как и в предыдущем году, наблюдается превышение фактической добычи (1,64 тыс.т) от проектной (0,87 тыс.т) на 88,5%, что обусловлено несоответствием количества фактического дебита нефти добывающих скважин с проектным. Средний дебит нефти составляет 1,2 т/сут при проектном 0,8 Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 97,0%.

В 2021г, как и в предыдущем году, наблюдается превышение фактической добычи (1,42 тыс.т) от проектной (0,61 тыс.т) на 132,8%, что обусловлено несоответствием количество добывающих скважин 3 ед. при проектном 2ед. Проекте рассчитали выбытие одной скважины по факту выбытие не было. Среднегодовая обводненность находится ниже уровня проекта и составляет 97,3%.

Фактические значения среднесуточных дебитов значительно отличаются от проектных значений: по нефти – 1,0 т/сут при проекте 0,7 т/сут, по жидкости – 38,9 т/сут при проекте 36 т/сут.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту приведено в таблице 3.2.14 и в рисунке 3.2.7

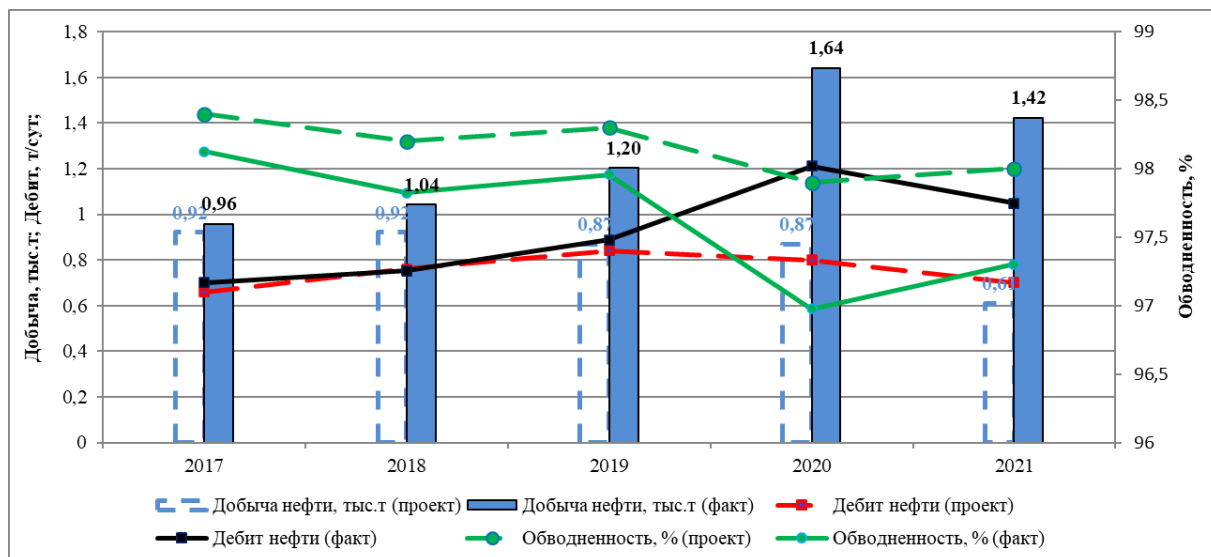


Рис. 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 2 участка

5 участок

I объект (альбские горизонты)

В 2017г фактические уровни добычи нефти, обводненности и фонда добывающих скважин ниже проектного. Добыча нефти составляет 3,9 тыс.т при проекте 4,15 тыс.т. несмотря на добывающий фонд больше проектного. Причиной этого стало дебит нефти ниже проектного 1,1т/сут при проектном 1,18т/сут и меньшим коэффициентом использования 0,9 д.ед при 0,95 д.ед.

В 2018г фактические уровни добычи нефти, обводненности и фонда добывающих скважин соответствуют проекту. Добыча нефти составляет 4,0 тыс.т при проекте 4,04 тыс.т. В данном году было произведено выбытие скважины №496 в консервацию, в итоге фонд добывающих скважин к концу года составил 10 ед, равный проекту.. Нагнетательный фонд остался без изменений и составляет 4 ед.. Среднегодовая обводненность равна проекту и составляет 97,7%.

Фактические значения среднесуточных дебитов находятся на уровне проектных значений и составляют: по нефти – 1,14 т/сут, по жидкости – 48,8 т/сут.

В 2019г наблюдается превышение фактического уровня добычи нефти от проектного на 61% или 1,9 тыс.т. Добыча нефти составила 5,04 тыс.т при проекте 3,13 тыс.т., жидкости – 208,7 тыс.т при проекте 152,7 тыс.т. Добывающий и нагнетательный фонды остались без изменений. Фактическое значение среднегодовой обводненности находится на уровне проекта и составляет 97,6%.

В 2020г наблюдается превышение фактического уровня добычи нефти от проектного на 2% или 0,09 тыс.т. Добыча нефти составила 4,4 тыс.т при проекте 4,31 тыс.т., жидкости – 190,6 тыс.т при проекте 183,3 тыс.т. Добывающий и нагнетательный фонды остались без изменений. Фактическое значение среднегодовой обводненности находится на уровне проекта и составляет 97,7%.

В 2021г наблюдается превышение фактического уровня добычи нефти от проектного на 16,1% или 0,68 тыс.т. Добыча нефти составила 4,9 тыс.т при проекте 4,22 тыс.т., жидкости – 192,0 тыс.т при проекте 198,4 тыс.т. Добывающий и нагнетательный фонды остались без изменений. Фактическое значение среднегодовой обводненности находится на уровне проекта и составляет 97,5%.

Фактические значения среднесуточных дебитов отличаются от проектных: по нефти – 1,4 т/сут при проекте 1,2 т/сут, по жидкости – 54,3 т/сут при проекте 56,6 т/сут.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту приведено в таблице 3.2.15 и в рисунке 3.2.8

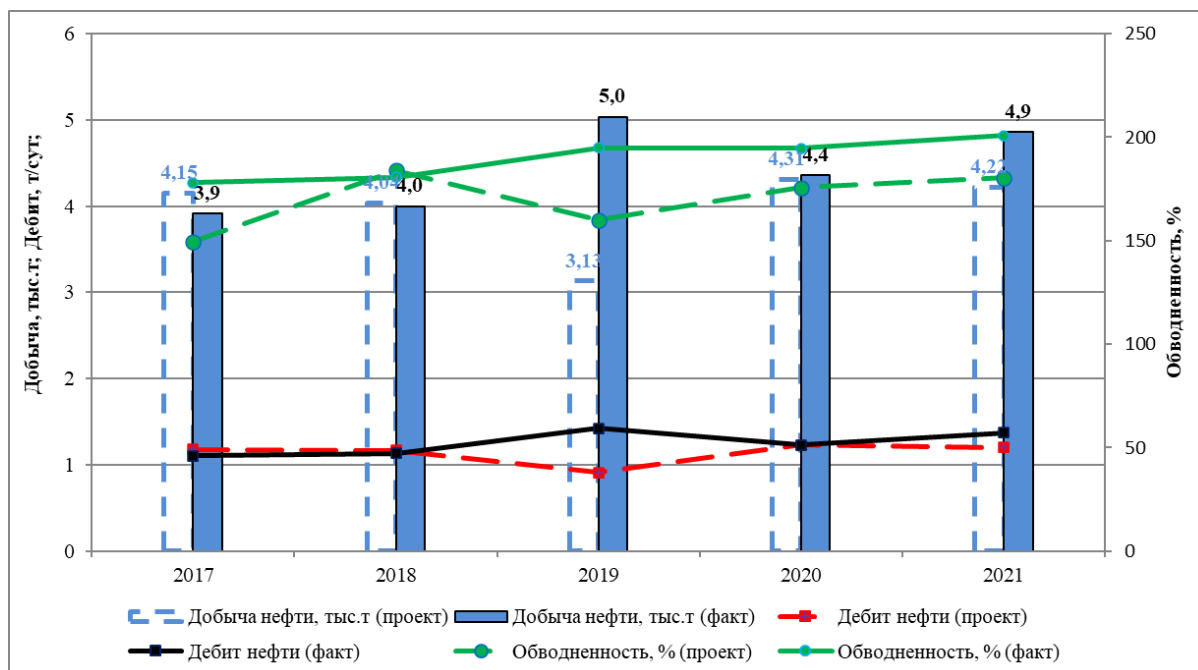


Рис. 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 5 участка

II объект (апт – неокомский горизонт)

В 2017г фактическая добыча (0,6 тыс.т) выше проектного (0,44 тыс.т). Фактическое количество скважин добывающего фонда на конец периода равняется проектному и составляет 2 ед. Нагнетательный фонд на конец периода составляет 3 ед., все находятся в бездействии. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 98,0%, что ниже проектного на 0,6%.

В 2018г фактическая добыча (0,53 тыс.т) соответствует проекту (0,54 тыс.т). Фактическое количество скважин добывающего фонда на конец периода равняется проектному и составляет 2 ед. Нагнетательный фонд на конец периода составляет 3 ед., все находятся в бездействии. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 98,1%.

Фактические значения среднесуточных дебитов также находятся на уровне проектных значений и составляют: по нефти – 0,77 т/сут, по жидкости – 39,8 т/сут.

В 2019г фактическая добыча нефти уступает проектному на 19,1%, что связано с отсутствием эксплуатации скважины №465 с февраля 2019г, выбытие которой планировалось во второй половине 2019г. Согласно проектным решениям, выбытие скважины №465 предполагалось на вышележащий горизонт, однако, по факту скважина находится в бездействующем фонде добывающих скважин на конец периода. Среднегодовая обводненность находится на уровне проекта и составляет 97,9%. В результате выбытия низкодебитной скважины наблюдается незначительный рост

дебитов нефти по сравнению с прошлым годом. Значение среднесуточных дебитов нефти и жидкости составляет 1,11 и 52,4 т/сут соответственно.

В 2020г фактическая добыча нефти уступает проектному на 6,8%, обусловлена тем что коэффициент эксплуатаций 0,9 д.ед при проектном 0,95д.ед. выбитые одной скважины не было как запланировано, обусловлено тем что дебит нефти выше планированного получился 1,5т/сут при проектном 1т/сут.

В 2021г фактическая добыча нефти выше проектного на 78,4%, несмотря коэффициент эксплуатаций меньше проектного 0,9 д.ед при проектном 1д.ед, это обусловлена тем дебит нефти выше проектного 1,5 т/сут при проектном 0,8 т/сут. Добыча нефти составило 0,5 тыс.т при проектном 0,29 тыс.т, жидкости 21,3 тыс.т при проектном 11,7 тыс.т.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту приведено в таблице 3.2.16 и в рисунке 3.2.9

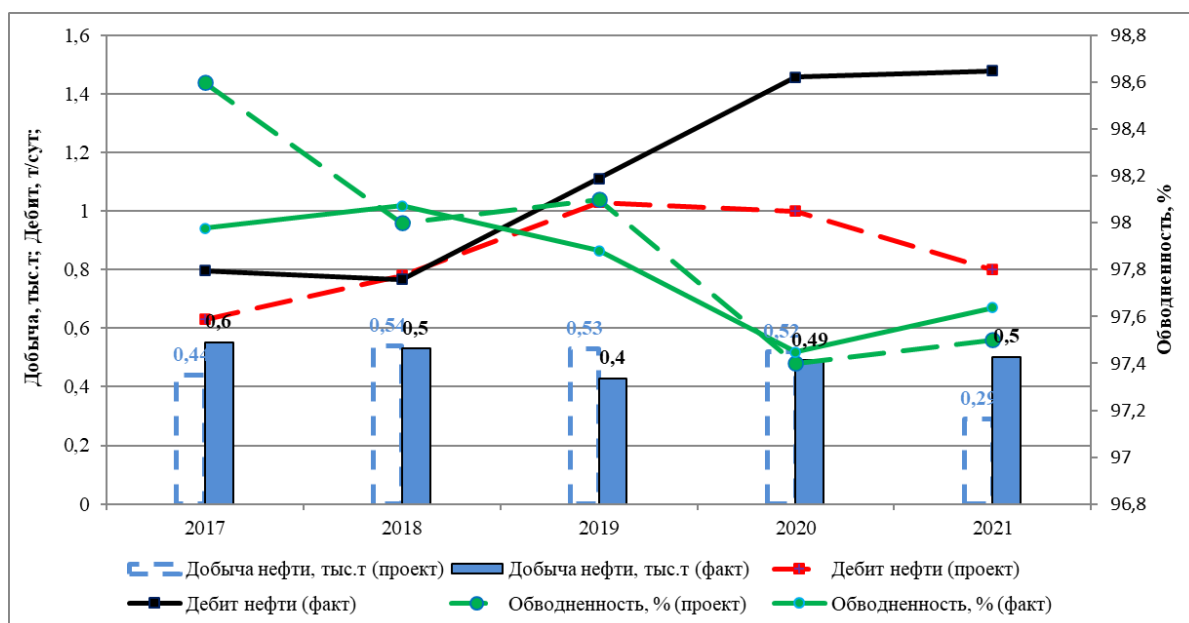


Рис. 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 5 участка

По месторождению в целом

В 2017г фактическая добыча нефти меньше проектного 6,5 тыс.т при проектном 7,23 тыс.т, это обусловлена меньшим коэффициентом эксплуатаций скважин. При этом количество добывающих и нагнетательных скважин больше проектного.

В 2018г фактические показатели разработки, в том числе уровни годовых отборов, дебитов и обводненность скважин, соответствуют проектным показателям. В 2018г по причине обводнения скважина №496 была переведена в консервацию. Фонд добывающих скважин на конец года составил 20 ед, что соответствует проекту.

В 2019г наблюдается превышение фактического уровня добычи нефти от проекта на 14,6% или 1,96 тыс.т., что обусловлено проведением геолого-технических мероприятий. На конец года фонд добывающих скважин сократился на одну единицу по сравнению с предыдущим годом, вследствие выбытия добывающей скважины №215 в наблюдательный фонд. Также, действующая добывающая скважина №465 переведена в бездействующий фонд по причине полного обводнения (100%).

В 2020г фактический добыча на уровне проектного несмотря на то что одна добывающая скважина было в простое и 4 нагнетательных скважин тоже был простое. Это объясняется тем что коэффициент эксплуатаций больше проектного. Выбитые 4 нагнетательных скважин не было вместо этого они находятся простое.

В 2021г фактический уровень добычи нефти больше проектного это связано тем что коэффициент использование больше проектного и дебит нефти выше проектного.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по объекту приведено в таблице 3.2.17 и в рисунке 3.2.10

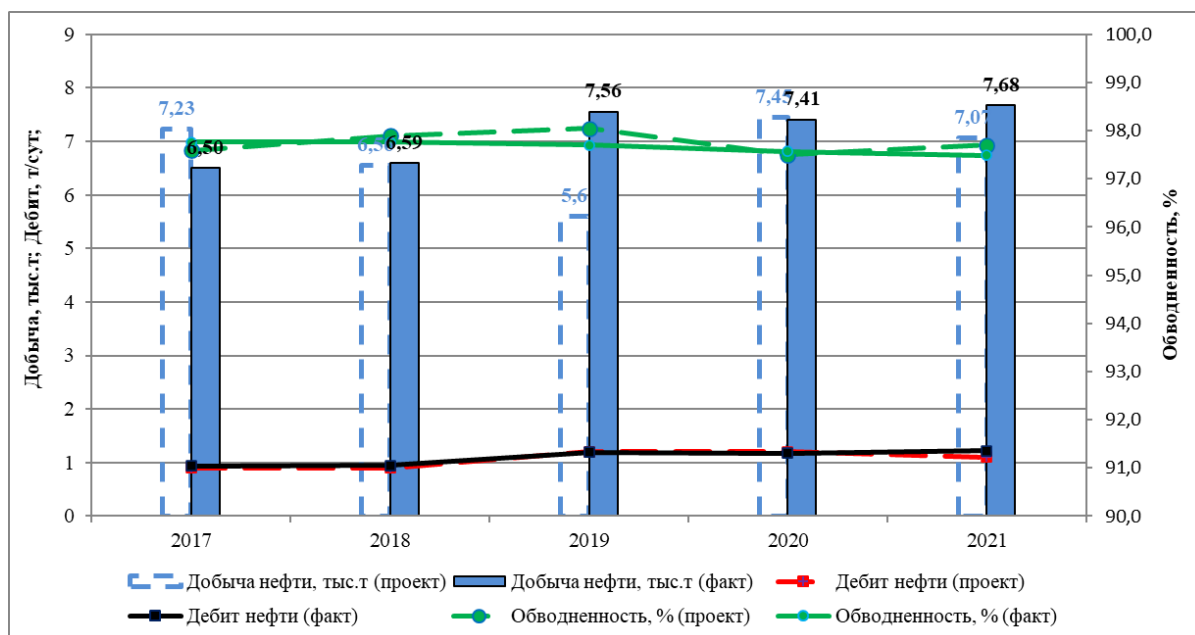


Рис. 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки целом по месторождению.

Таблица 3.2.6 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 2 участка

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2017		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти. тыс.т	1,72	1,1	1,1	1,0	1,07	0,9	1,75	0,92	1,95	0,89
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	1,72	0,0	1,1	0,0	1,07	0,0	1,75	0,0	1,95	0,0
4	<i>мехспособом</i>	1,72	1,1	1,1	1,0	1,07	0,9	1,75	0,92	1,95	0,89
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	930,4	933,8	933,6	934,8	934,7	935,7	936,3	936,6	938,2	937,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	930,4	933,8	933,6	934,8	934,7	935,7	936,3	936,6	938,2	937,5
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,08	0,1	0,09	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,48	0,6	0,57	0,6	0,58	0,5	0,9	0,5	1,1	0,5
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	83,2	83,4	83,4	83,5	83,5	83,6	83,7	83,7	83,8	83,8
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,503	0,504	0,504	0,504	0,504	0,505	0,505	0,505	0,506	0,506
11	Добыча жидкости. тыс.т	54,4	54,0	54	47,0	55,6	40,8	54,2	40,9	67	39,6
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	54,4	54,0	54	47,0	55,6	40,8	54,2	40,9	67	39,6
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	16176,2	16441,2	16362,5	16488,3	16418,1	16529,1	16451	16570,0	16518	16609,6
15	Обводненность продукции (по весу). %	98	98,0	98	97,8	98,1	97,8	96,8	97,7	97,1	97,8
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	100	100,0	98	100,0	98,1	100,0	96,8	100,0	97,1	100,0
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	63,5	56,6	53,1	84,1	54,7	101,0	63,4	53,1	72	58,2
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	2788	1171,1	2826	1255,2	2880,7	1356,2	3021,3	1409,3	3093,3	1467,5
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	124,7	104,9	105	178,9	105	247,7	125	129,8	115	147,2
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	18,3	7,1	18,3	7,6	18,6	8,2	18,3	8,5	18,7	8,8
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0,0	1	0,0	0	1,0	0	0,0	1	0,0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	0,0	0	1,0	0	0,0	0	0,0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4,0	5	4,0	5	4,0	4	4,0	5	4,0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4,0	5	4,0	5	4,0	4	4,0	5	3,0
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0,0	0	1,0	0	0,0	1	0,0	0	0,0
29	<i>Выбытие нагнетательных скважин. ед.</i>	0	0,0	0	0,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	3	4,0	5	5,0	4	5,0	5	5,0	5	5,0
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	3	3,0	5	4,0	4	4,0	5	4,0	5	4,0
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,65	0,8	0,68	0,7	0,62	0,83	1,2	0,87	1,1	0,83
33	по жидкости	39,2	40,0	34,8	34,3	32,1	38,4	37,9	38,3	42,5	37,2
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0	0,0
35	по жидкости	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	61	53,7	29,4	57,6	33,6	69,2	36,9	45,0	41,5	53,2
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1	0,92	1	0,9	1	0,94	1	0,97	1	0,97
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,92	0,95	0,94	0,95	0,94	0,95	0,97	0,95	0,97
39	в т.ч.: новых скважин	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1	0,96	1,0	1,00	1,0	1,00	1,0	0,97	1,0	1,00
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1	0,96	1	1,00	1	1,00	1	0,97	1	1,00

Таблица 3.2.7 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 2 участка

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2017		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти. тыс.т	0,92	0,96	0,92	1,04	0,87	1,20	0,87	1,64	0,61	1,42
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	0,92	1,0	0,92	1,0	0,87	1,2	0,87	1,6	0,61	1,4
4	<i>мехспособом</i>	0,92	1,0	0,92	1,0	0,87	1,2	0,87	1,6	0,61	1,4
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	668,8	669,3	671,7	670,4	672,5	671,6	673,8	673,2	674,5	674,6
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	668,8	669,3	671,7	670,4	672,5	671,6	673,8	673,2	674,5	674,6
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,12	0,1	0,12	0,1	0,12	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	1,3	1,4	1,37	1,5	1,31	1,8	1,3	2,5	1	2,2
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	90,6	90,7	91	90,8	91,1	91,0	91,3	91,2	91,4	91,4
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,501	0,5	0,503	0,5	0,503	0,5	0,504	0,5	0,505	0,5
11	Добыча жидкости. тыс.т	58,6	51,1	51,2	47,9	51,3	58,8	40,6	54,3	30,9	52,8
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	58,6	51,1	51,2	47,9	51,3	58,8	40,6	54,3	30,9	52,8
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	13959,5	14082,4	14165,3	14130,3	14216,6	14189,1	14261,5	14243,4	14292,3	14296,2
15	Обводненность продукции (по весу). %	98,4	98,1	98,2	97,8	98,3	98,0	97,9	97,0	98	97,3
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	98,4	98,1	98,2	97,8	98,3	98,0	97,9	97,0	98	97,3
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	16,9	26,4	47,1	0,0	47,2	0,0	0	19,0	0	15,0
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	2047,6	1114,4	2118	1114,4	2165,2	1114,4	2070,9	1133,4	2070,9	1148,4
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	31,4	51,7	100	0,0	100	0,0	0	34,9	0	28,4
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	15,8	7,9	16,1	7,9	16,4	7,8	16,4	7,9	16,4	8,0
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0,0	1	0,0	0	1,0	0	0,0	1	0,0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4,0	3	4,0	3	3,0	3	3,0	2	3,0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	4	4,0	3	4,0	3	3,0	3	3,0	2	3,0
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
29	<i>Выбытие нагнетательных скважин. ед.</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
30	<i>Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.</i>	1	1,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	1	1,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,66	0,7	0,76	0,8	0,84	0,9	0,8	1,2	0,7	1,0
33	по жидкости	42,2	37,4	42,5	34,5	49,3	43,4	39	40,0	36	38,9
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
35	по жидкости	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	48,7	72,7	130,3	0,0	130,5	0,0	0	52,3	0	41,3
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1	0,9	1	1,0	1	0,9	1	0,9	1	0,9
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,9	0,95	1,0	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	0,9
39	в т.ч.: новых скважин	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	0,0	1	0,0	1	1,0	1	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	0,0	1	0,0	1	1,0	1	1,0

Таблица 3.2.8 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по I объекту 5 участка

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2017		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти. тыс.т	4,15	3,9	4,04	4,0	3,13	5,0	4,31	4,4	4,22	4,9
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	4,15	3,9	4,04	4,0	3,13	5,0	4,31	4,4	4,22	4,9
4	<i>мехспособом</i>	4,15	3,9	4,04	4,0	3,13	5,0	4,31	4,4	4,22	4,9
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	752	751,2	755,6	755,2	758,7	760,3	764,9	764,6	769,1	769,5
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	752	751,2	755,6	755,2	758,7	760,3	764,9	764,6	769,1	769,5
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,5	0,5	0,49	0,5	0,38	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	5,06	4,8	5,22	5,1	4,26	6,8	6,3	6,3	6,6	7,6
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	90,7	90,6	91,1	91,1	91,5	91,7	92,3	92,2	92,8	92,8
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,473	0,5	0,476	0,5	0,477	0,5	0,481	0,5	0,484	0,5
11	Добыча жидкости. тыс.т	155,7	157,6	179,4	171,8	152,7	208,7	183,3	190,6	198,4	192,0
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	1,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	155,7	157,6	179,4	171,8	152,7	208,7	183,3	190,6	198,4	191,0
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	23008,5	23013,2	23208,8	23185,0	23361,5	23393,7	23593,2	23584,3	23791,6	23776,3
15	Обводненность продукции (по весу). %	97,4	97,5	97,7	97,7	98	97,6	97,7	97,7	97,9	97,5
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	97,4	97,5	97,7	97,7	98	97,6	97,7	97,7	97,9	97,5
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	149,6	177,9	183,9	180,6	159,9	194,8	175,5	194,5	180,4	200,8
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	2721,8	1444,7	2969,5	1625,3	3129,4	1820,1	3336,5	2014,5	3516,9	2215,3
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	100,3	112,9	107	105,2	109,4	93,4	100	102,1	95	104,6
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	12,3	6,3	13,3	7,0	14	7,8	14,1	8,5	14,8	9,3
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	0,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	1,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	10	11,0	10	10,0	10	10,0	10	10,0	10	10,0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	10	11,0	10	10,0	10	10,0	10	10,0	10	10,0
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
29	<i>Выбытие нагнетательных скважин. ед.</i>	1	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,0
30	<i>Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.</i>	3	4,0	3	4,0	3	4,0	4	4,0	3	4,0
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	3	4,0	3	4,0	3	4,0	4	4,0	3	4,0
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	1,18	1,1	1,17	1,1	0,91	1,4	1,23	1,2	1,2	1,4
33	по жидкости	44,9	44,4	51,7	48,8	44,3	59,0	52,3	53,9	56,6	54,3
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
35	по жидкости	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	143,8	121,8	169,6	124,5	147,5	133,9	126,5	129,9	149,8	111,5
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1	0,9	1	0,9	1	1,0	1	1,0	1	1,0
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	1,0	0,95	1,0	0,95	1,0
39	в т.ч.: новых скважин	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	0,0	1	0,0	1	1,0	1	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	0,0	1	0,0	1	1,0	1	1,0

Таблица 3.2.9 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по II объекту 5 участка

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2017		2018		2019		2020		2021	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти. тыс.т	0,44	0,6	0,54	0,5	0,53	0,4	0,52	0,49	0,29	0,5
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	0,44	0,6	0,54	0,5	0,53	0,4	0,52	0,5	0,29	0,5
4	<i>мехспособом</i>	0,44	0,6	0,54	0,5	0,53	0,4	0,52	0,5	0,29	0,5
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	1323,9	1323,2	1324,1	1323,7	1324,7	1324,2	1325,1	1324,6	1325,4	1325,1
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	1323,9	1323,2	1324,1	1323,7	1324,7	1324,2	1325,1	1324,6	1325,4	1325,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,02	0,0	0,03	0,0	0,03	0,0	0	0,0	0	0,0
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,09	0,1	0,12	0,1	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	73,9	73,9	73,9	73,9	74	73,9	74	74,0	74	74,0
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,328	0,3	0,328	0,3	0,328	0,3	0,329	0,3	0,329	0,3
11	Добыча жидкости. тыс.т	31,9	27,3	27,3	27,5	27,3	20,2	19,5	19,2	11,7	21,3
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	31,9	27,3	27,3	27,5	27,3	20,2	19,5	19,2	11,7	21,3
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	22978,8	22973,4	23003,1	23000,9	23030,4	23021,1	23043,1	23040,3	23054,9	23061,6
15	Обводненность продукции (по весу). %	98,6	98,0	98	98,1	98,1	97,9	97,4	97,4	97,5	97,6
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	98,6	98,0	98	98,1	98,1	97,9	97,4	97,4	97,5	97,6
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	9,1	8,0	5,4	0,0
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	4840,1	1057,4	4840,1	1057,4	4840,1	1057,4	4849,1	1065,4	4854,5	1065,4
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	0	0,0	0	0,0	0	0,0	50	41,6	50	0,0
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	22,9	4,6	22,8	4,6	22,8	4,6	21	4,6	21	4,6
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6	53,6
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0,0	0	0,0	1	1,0	1	0,0	0	0,0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	2	2,0	2	2,0	1	2,0	1	1,0	1	1,0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	2	2,0	2	2,0	1	1,0	1	0,0	1	1,0
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,0	1	0,0
29	<i>Выбытие нагнетательных скважин. ед.</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	3	0,0	0	0,0
30	<i>Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.</i>	3	3,0	3	3,0	3	3,0	1	3,0	1	3,0
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,0	1	0,0
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,63	0,8	0,78	0,8	1,03	1,1	1	1,5	0,8	1,5
33	по жидкости	46	39,4	39,4	39,8	53,4	52,4	39,4	57,2	33,5	62,6
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
35	по жидкости	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	0	0,0	0	0,0	0	0,0	20,7	29,1	18,6	0,0
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1	0,9	1	0,9	1	0,9	1	0,9	1	0,9
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	0,9
39	в т.ч.: новых скважин	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,8	0	0,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,8	0	0,0

Таблица 3.2.10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению

№№ п/п	Показатели	Годы									
		2017		2018		2019		2020		2021	
1	Добыча нефти. тыс.т	7,23	6,5	6,56	6,6	5,6	7,6	7,45	7,41	7,07	7,7
2	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
3	<i>из переходящих скважин</i>	7,23	6,5	6,6	6,6	5,6	7,6	7,45	7,4	7,07	7,7
4	<i>мехспособом</i>	7,23	6,5	6,6	6,6	5,6	7,6	7,45	7,4	7,07	7,7
5	Накопленная добыча нефти. тыс.т	4650,7	4646,8	4660,6	4653,4	4666,2	4661,0	4675,7	4668,4	4682,8	4676,1
6	<i>в т.ч.: мехспособом</i>	4650,7	4646,8	4660,6	4653,4	4666,2	4661,0	4675,7	4668,4	4682,8	4676,1
7	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов. %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
8	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов. %	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5
9	Отбор от начальных извлекаемых запасов. %	74	73,7	74	73,8	74	73,9	74	74,0	74	74,2
10	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
11	Добыча жидкости. тыс.т	300,6	290,1	311,9	294,3	286,9	328,6	297,6	305,0	308	305,6
12	<i>в т.ч.: из новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
13	<i>из переходящих скважин</i>	300,6	290,1	311,9	294,3	286,9	328,6	297,6	305,0	308	305,6
14	Накопленная добыча жидкости. тыс.т	77656,4	91844,3	78273,1	92138,6	78560,0	92467,2	78882,2	92772,2	79190,2	93077,9
15	Обводненность продукции (по весу). %	97,6	97,8	97,9	97,8	98,0	97,7	97,5	97,6	97,7	97,5
16	<i>в т.ч.: новых скважин</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
17	<i>переходящих скважин</i>	97,6	97,8	97,9	97,8	98,0	97,7	97,5	97,6	97,7	97,5
18	Закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	230	260,9	284,1	264,7	261,8	295,7	248	274,5	257,8	274,0
19	Накопленная закачка рабочего агента (вода). тыс.м3	12397,5	6701,4	12753,6	6966,1	13015,4	7261,8	13277,8	7536,3	13535,6	7810,3
20	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. текущая. %	76,3	90,0	90,8	90,0	91,0	90,1	83,1	90,1	83,4	89,7
21	Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях. накопленная. %	15,9	7,3	16,2	7,5	16,5	7,8	16,8	8,1	17,0	8,4
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4	125,4
23	Ввод новых добывающих скважин. ед.	0	0,0	1	0,0	1	1,0	0	0,0	1	0,0
24	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин. ед.	0	0,0	1	1,0	2	3,0	1	0,0	1	0,0
26	Фонд добывающих скважин на конец года. ед.	20	21,0	20	20,0	19	19,0	18	18,0	18	18,0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года. ед.	20	21,0	20	20,0	19	18,0	18	17,0	18	17,0
28	Ввод нагнетательных скважин под закачку. ед.	0	0,0	0	1,0	0	0,0	2	0,0	1	0,0
29	<i>Выбытие нагнетательных скважин. ед.</i>	1	0,0	0	0,0	1	0,0	4	0,0	1	0,0
30	<i>Фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.</i>	10	12,0	12	12,0	11	12,0	10	12,0	9	12,0
31	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года. ед.	7	8,0	9	8,0	8	8,0	10	8,0	9	8,0
32	Средний дебит одной добывающей скважины. т/сут: по нефти	0,9	0,9	0,9	0,9	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2
33	по жидкости	41,7	41,7	42,2	42,2	51,8	51,8	48,5	48,5	48,5	48,5
34	Средний дебит новых скважин. т/сут: по нефти	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
35	по жидкости	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
36	Средняя приемистость одной нагнетательной скважины. м3/сут	90,6	90,6	90,9	90,9	101,5	101,5	82,5	82,9	83,1	84,1
37	Коэффициент использования фонда добывающих скважин. доли ед.	1	0,9	1	0,9	1	1,0	1	1,0	1	1,0
38	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин. доли ед.	0,95	0,9	0,95	0,9	0,95	1,0	0,95	1,0	0,95	1,0
39	в т.ч.: новых скважин	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
40	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0
41	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин. доли ед.	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0	1	1,0

3.2.4 Анализ выработки запасов нефти из пластов

В настоящей работе оценка состояния выработки запасов нефти представлена на основании промысловых данных учета добычи нефти и воды по горизонтам. При этом запасы УВ приняты по состоянию на 02.01.2011г, согласно утвержденному ГКЗ РК отчету по Пересчету запасов (Протокол №1149-12-У ГКЗ от 10.01.2012г).

Оценка выработки запасов выполнена исходя из анализа динамики темпов отбора, текущего коэффициента нефтеизвлечения, а также степени охвата залежи воздействием закачиваемой воды.

По месторождению в целом запасы нефти составили: геологические по категориям $A+B+C_1$ – 12290 тыс.т, извлекаемые – 6306 тыс.т (запасы без учета участка Кошкимбет). По величине извлекаемых запасов нефти месторождение Каратон относится к средним. Как видно из рисунка 3.2.11, на котором представлено распределение запасов нефти по участкам, основными участками по добыче являются 2 и 5 промысловые участки, которые на сегодня находятся в разработке.

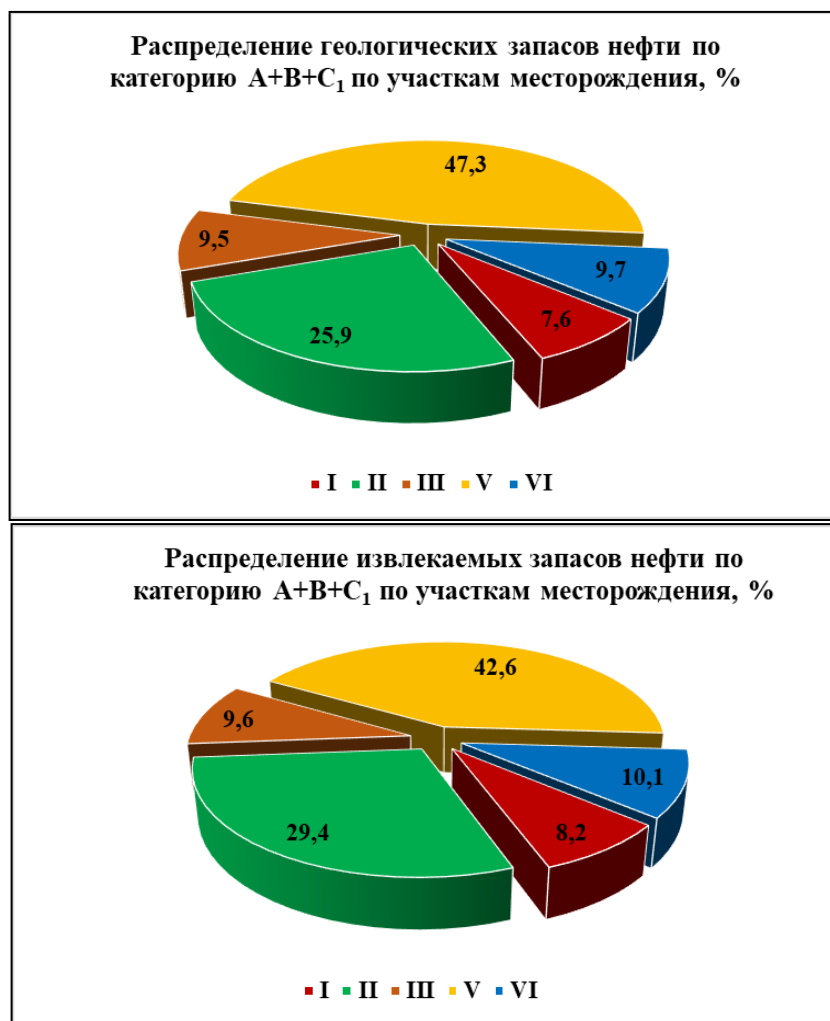


Рис. 3.2.11 - Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по промысловым участкам месторождения Каратон

Таблица 3.2.10 - Основные показатели выработки запасов нефти месторождения Каратон по состоянию на 01.01.2022г

Объект	Горизонт	Начальные запасы, тыс.т		Накоплен- ная добыча нефти, тыс.т	Остаточные запасы, тыс.т		КИН, д.ед.		Вырабо- танность, %	Добыча нефти в 2021г, тыс.т	Темп отбора, %		Фонд добывающих скв., ед.
		Балан-совые	Извлека- емые		Балан- совые	Извлека- емые	утв.	текущ.			от НИЗ	от ТИЗ	
1 промысловый участок													
I объект	Нижнеальбский	269	163	158,5	110,5	4,5	0,603	0,589	97,2	-	-	-	-
II объект	Апт-неокомский	665	355	180,8	484,2	174,2	0,535	0,272	50,9				-
Итого по участку		934	518	339,3	594,7	178,7	0,555	0,363	65,5	-	-	-	-
2 промысловый участок													
I объект	Нижнеальбский	1853	1119	936,6	916,4	182,4	0,604	0,505	83,7	0,9	0,08	0,49	4
II объект	Апт-неокомский	1336	738	674,7	661,3	63,3	0,552	0,505	91,4	1,4	0,19	2,19	3
Итого по участку		3189	1857	1611,4	1578	246	0,582	0,505	86,8	2,32	0,12	0,93	7
3 промысловый участок													
I объект	Нижнеальб+неоком	855	445	114,1	740,9	330,9	0,520	0,133	25,6	-	-	-	-
II объект	Юрский	314	160	60,9	253,1	99,1	0,510	0,194	38,1	-	-	-	-
Итого по участку		1169	605	175,0	994,0	430,0	0,518	0,150	28,9	-	-	-	-
5 промысловый участок													
I объект	Альбские	1589	829	769,8	819,2	59,2	0,522	0,484	92,9	4,9	0,59	7,55	10
II объект	Апт-неокомский	4033	1791	1325,2	2707,8	465,8	0,444	0,329	74	0,5	0,02	0,1	1
III объект	Юрский	186	66	25,3	160,7	40,7	0,360	0,136	38,3	-	-	-	-
Итого по участку		5808	2686	2120,3	3687,7	565,7	0,462	0,365	78,9	5,4	0,2	0,95	11
6 промысловый участок													
I объект	Апт-неокомский	1190	640	428,7	761,3	211,3	0,538	0,360	67,0	-	-	-	-
Всего по месторождению		12290	6306	4660,9	7629,1	1645,1	0,513	0,379	73,9	7,56	0,12	0,46	18

На 01.01.2022г с начала разработки по месторождению добыто 4676,1 тыс.т нефти. За 2021г темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составил 0,12%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 0,47%, выработка запасов по месторождению составила 74,2%. Основные показатели выработки запасов по месторождению в целом приведены в таблице 3.2.10.

Выработка запасов нефти продуктивных горизонтов осуществлялась с различной интенсивностью. Все объекты на 1, 3, 6 промысловых участках, а также III объект на 5 участке не разрабатываются из-за нерентабельности.

I объект, 1 участок (нижнеальбский горизонт). Геологические запасы составляют 269 тыс.т, извлекаемые – 163 тыс.т. С начала разработки добыто 158,5 тыс.т нефти. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 4,5 тыс.т. Значение текущего КИН составляет 0,589 доли ед. Выработанность запасов нижнеальбского горизонта составила 97,2%. К концу разработки обводненность составила 100%, при этом накопленная обводненность достигла 94%. На дату составления настоящего проекта горизонт с 1998г не разрабатывается, в связи с нерентабельностью и ликвидацией скважин из-за 100% обводнения продукции.

II объект, 1 участок (апт-неокомский горизонт). По действующему проектному документу аптский и неокомский горизонты объединены в единый апт-неокомский объект. Геологические запасы горизонтов в целом составляют 665 тыс.т, извлекаемые – 355 тыс.т. Накопленная добыча нефти – 180,8 тыс.т. Значение текущего КИН составляет 0,272 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы – 174,2 тыс.т. Выработанность запасов апт-неокомского горизонта 50,9%. К концу разработки обводненность составила 100%, при этом накопленная обводненность достигла 94,1%, водонефтяной фактор составил 16 т/т. На дату составления настоящего отчета горизонт с 1998г не разрабатывается, в связи с экономической нерентабельностью и ликвидацией скважин из-за 100% обводнения продукции.

I объект, 3 участок (нижнеальбский и неокомский горизонты). Нижнеальбский и неокомский горизонты в одном объекте, поэтому добыча списывается из совместных запасов. Геологические запасы нефти горизонтов в целом составляют 855 тыс.т, из них извлекаемые – 445 тыс.т. Накопленная добыча нефти – 114,1 тыс.т. Текущий КИН достиг 0,256 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы – 330,9 тыс.т нефти. Выработанность запасов составила 25,6%. I объект на III промысловом участке не разрабатывается с 1991г, из-за полного обводнения продукции добывающих скважин.

II объект, 3 участок (юрский горизонт). Горизонт вступил в разработку 31 января 1949г. Геологические запасы по нефти – 314тыс.т., из них извлекаемые – 160

тыс.т. С начала разработки добыто 61 тыс.т. нефти. Текущий КИН – 0,194 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 99 тыс.т. Выработанность запасов – 38,1%. Объект не разрабатывается, из-за экономической нерентабельности. Причиной нерентабельности является полное обводнение продукции и ликвидация скважин, в связи с ухудшением технического состояния добывающих скважин.

I объект, 6 участок (апт - неокомский горизонт). В действующем проектном документе верхнеаптский, неокомский и нижнеокомский горизонты объединены в единый апт-неокомский объект, в связи с этим добыча списывается из совместных запасов. Разработка горизонтов объекта начата: верхнеаптский и неокомский в 1952г, нижнеокомский – в 1960г. Утвержденные геологические запасы нефти – 1190 тыс.т, извлекаемые – 640 тыс.т. Добыча нефти с начала разработки – 428,7 тыс.т. Текущий КИН – 0,360 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы – 211,3 тыс.т. Выработанность запасов 67%. К концу разработки обводненность составила 100%, при этом накопленная обводненность достигла 94,6%, что явилось причиной ликвидации добывающих скважин. Суммарный водонефтяной фактор составил 17,3 т/т. Данный объект с 02.06.1998г не разрабатывается, из-за экономической нецелесообразности.

III объект, 5 участок (юрский горизонт). Разработка горизонта начата в 1954г. Утвержденные геологические запасы – 186 тыс.т. нефти, из них извлекаемые – 66 тыс.т. С начала разработки добыто 25,3 тыс.т. нефти. Текущий КИН – 0,136 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы – 40,7 тыс.т. Выработанность запасов – 38,3%. Данный объект с 2005г не разрабатывается, из-за экономической нецелесообразности.

На дату проектирования на 2 и 5 промысловых участках разрабатываются по 2 объекта. Большая часть добытой на месторождении нефти приходится на V участок – 2085,6 тыс.т, что составляет 45% от всей накопленной добычи нефти.

I объект, 2 участок (нижнеальбский горизонт). Горизонт вступил в разработку 15.04.1949г. Геологические запасы нефти составляют 1853 тыс.т, извлекаемые – 1119 тыс.т. На 01.01.2022г накопленная добыча нефти по объекту на данном участке составила 937,5 тыс.т, темп отбора от НИЗ находится на уровне 0,08%, от ТИЗ – 0,49%. Обводненность продукции составляет 97,8%, среднегодовой дебит нефти 0,83 т/сут. Остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 182,4 тыс.т. Выработанность запасов составила 83,7%. Значение текущего КИН составляет 0,505 доли ед.

II объект, II участок (апт-неокомский горизонт). Разработка объекта начата в 1949г и до 1972г горизонты разрабатывались самостоятельно. После объединения горизонтов в один апт-неокомский объект, добыча по ним учитывалась совместно. Геологические запасы нефти составляют 1336 тыс.т, из них извлекаемые – 738 тыс.т. С

начала разработки добыто 674,6 тыс.т нефти. Значение КИН составляет 0,505 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы нефти – 63,3 тыс.т. Выработанность запасов 91,4%.

В 2021г добыто 1,4 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил – 0,19%, от ТИЗ – 2,19%.

I объект, V участок (альбские горизонты). Горизонт вступил в разработку в 1952г. Геологические запасы нефти составляют 1589 тыс.т., извлекаемые – 829 тыс.т. На 01.01.2022г накопленная добыча составила 769,5 тыс.т, что составляют 92,8% от начальных извлекаемых запасов. Остаточные запасы составляют 59,2 тыс.т.

В 2021г добыто 4,9 тыс.т нефти, что составило почти 67% от всей годовой добычи нефти месторождения. Это связано с тем, что почти половина фонда добывающих скважин месторождения работают на этот объект. Другая причина в сравнительно высоком среднем дебите (1,4 т/сут). Темп отбора от НИЗ – 0,58%, от ТИЗ – 7,55%. Среднегодовая обводненность продукции составила 97,5%.

II объект, V участок (апт-неокомский горизонт). Горизонт вступил разработку 04.06.1951г. Режим работы горизонта – водонапорный. Геологические запасы составляют 4033 тыс.т нефти, из них извлекаемые – 1791 тыс.т. Накопленная добыча нефти – 1325,1 тыс.т. На 01.01.2022г текущий КИН составил 0,329 доли ед. Остаточные извлекаемые запасы – 465,8 тыс.т. Выработанность запасов составила 74,0%.

В 2021г добыто 0,5 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составляет 0,02%, от ТИЗ – 0,10%. Среднегодовая обводненность продукции составила 97,6%, дебит нефти 1,5т/сут.

Для определения величин, вовлеченных в активную разработку запасов нефти, при сформировавшейся на сегодня системе разработки и применяемой технологии добычи, построены характеристики вытеснения методами Лысенко В.Д., Назарова С.Н., Максимова М.И. и Сазонова Б.Ф., основанные на промысловой информации по добыче (рис. 3.2.12-3.2.15). Эти методы позволяют определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях разработки эксплуатационных объектов экстраполяцией до предельно рентабельных дебитов и обводненности продукции. Определив вовлечённые в разработку запасы нефти и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитаны ожидаемые при существующей технологии разработки КИН.

Анализ характеристики вытеснения позволил установить возможную величину извлечения запасов нефти по каждому участку и по месторождению в целом и оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами нефти по эксплуатационным участкам. Результаты расчета вовлеченных запасов нефти горизонтов по участкам приведены в таблице 3.2.11.

Таблица 3.2.11 - Сопоставление результатов расчета вовлеченных запасов нефти

Наименование метода	Запасы нефти, тыс.т.				КИН, доли ед.			Накопл. добыча нефти, тыс.т
	Геоло ги- чески е	Извлека- емые	Вовлечен- ные	Остаточ- ные	Утвержден- ный	Текущий	Потенциа льный	
2 участок, альбский горизонт								
Метод Лысенко	1853	1119	951,5	167,5	0,604	0,506	0,513	937,5
Метод Назарова-Сипачева	1853	1119	940,6	178,4	0,604	0,506	0,508	937,5
Метод Максимова	1853	1119	943,7	175,3	0,604	0,506	0,509	937,5
Метод Сазонова	1853	1119	936,6	182,4	0,604	0,506	0,505	937,5
Сред. значение	1853	1119	951,5	167,5	0,604	0,506	0,513	937,5
2 участок, апт-неокомский горизонт								
Метод Лысенко	1336	738	678,1	-	0,552	0,505	0,508	674,6
Метод Назарова-Сипачева	1336	738	677,7	60,3	0,552	0,505	0,507	674,6
Метод Максимова	1336	738	675,7	62,3	0,552	0,505	0,506	674,6
Метод Сазонова	1336	738	677,9	60,1	0,552	0,505	0,507	674,6
Сред. значение	1336	738	677,3	60,7	0,552	0,505	0,507	674,6
5 участок, альбский горизонт								
Метод Лысенко	1529	829	793,8	-	0,542	0,503	0,519	769,5
Метод Назарова-Сипачева	1529	829	821,0	-	0,542	0,503	0,537	769,5
Метод Максимова	1529	829	788,9	-	0,542	0,503	0,516	769,5
Метод Сазонова	1529	829	805,6	-	0,542	0,503	0,527	769,5
Сред. значение	1529	829	802,4	-	0,542	0,503	0,525	769,5
5 участок, апт-неокомский горизонт								
Метод Лысенко	4033	1791	1332,8	458,2	0,444	0,329	0,330	1325,1
Метод Назарова-Сипачева	4033	1791	1338,6	452,4	0,444	0,329	0,332	1325,1
Метод Максимова	4033	1791	1326,3	464,7	0,444	0,329	0,329	1325,1
Метод Сазонова	4033	1791	1325,1	465,9	0,444	0,329	0,329	1325,1
Сред. значение	4033	1791	1330,7	460,3	0,444	0,329	0,330	1325,1

Примененные методы оценки вовлеченных запасов позволяют рассчитать конечный суммарный отбор нефти, который можно достигнуть при сформировавшейся на сегодня системе разработки.

Анализ эффективности реализуемой системы разработки месторождения показывает, что достижение утвержденного КИН при действующей системе разработки ожидается лишь на I объекте 5 участка. Для достижения проектного значения КИН по другим эксплуатационным объектам требуется бурение новых скважин, ГТМ по изоляции обводненных интервалов и переводу скважин на другой объект.

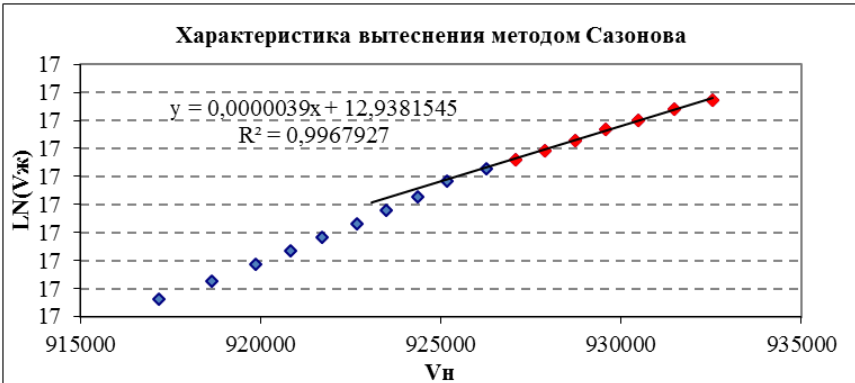
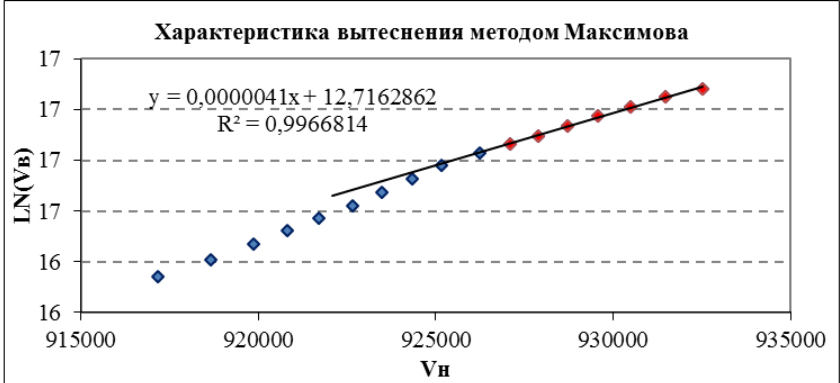
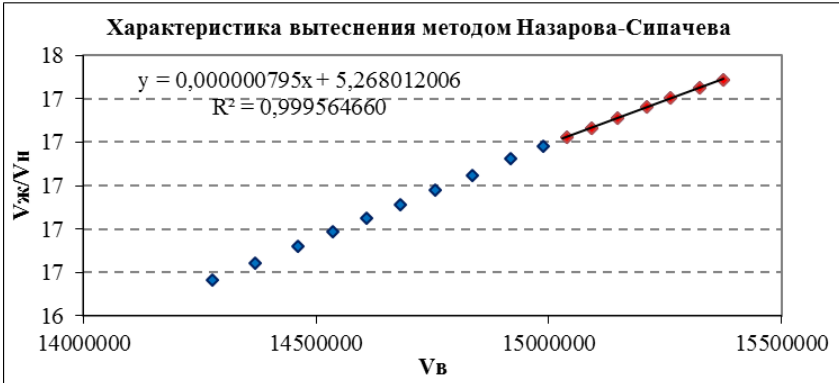


Рис. 3.2.12 - Характеристика вытеснения по I объекту 2 участка

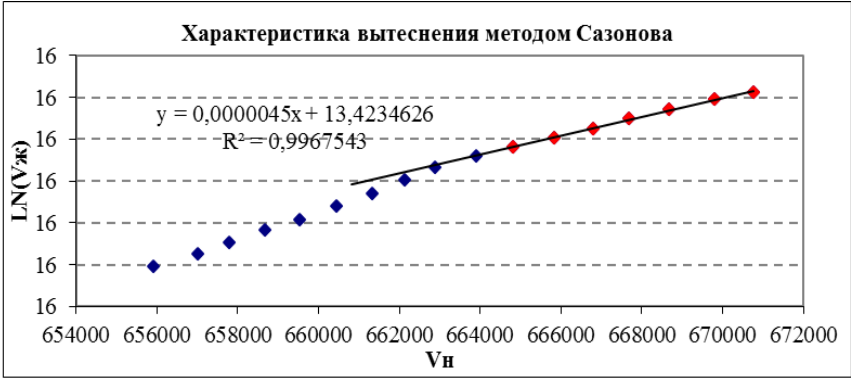
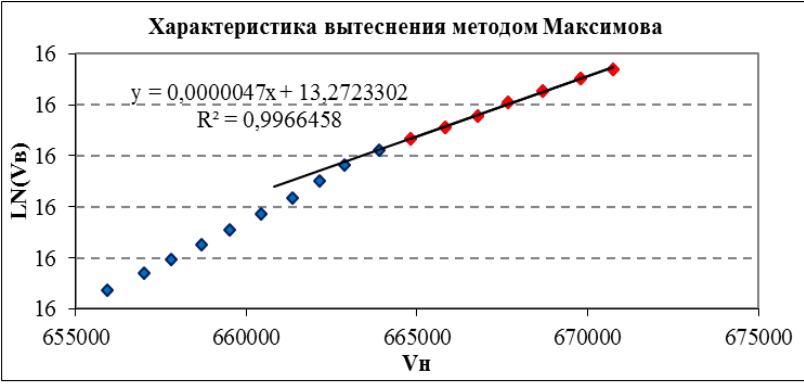
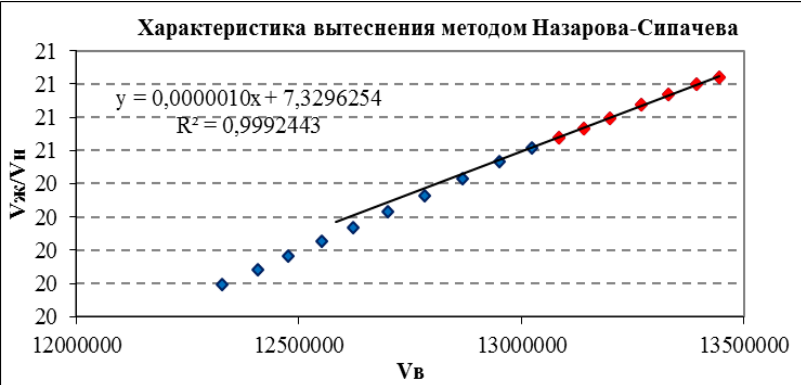


Рис. 3.2.13 - Характеристика вытеснения по II объекту 2 участка

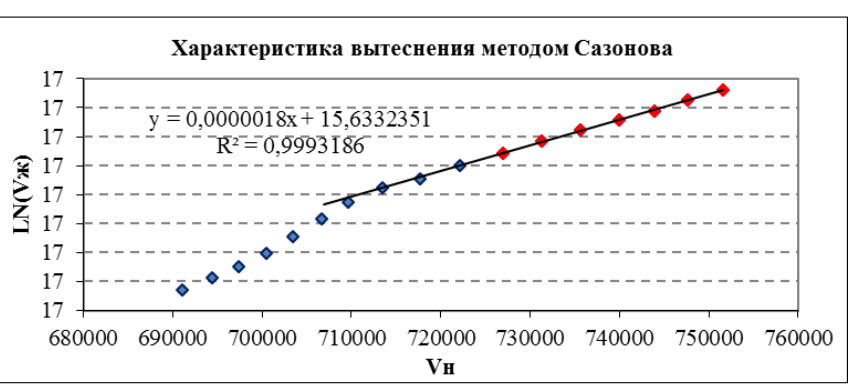
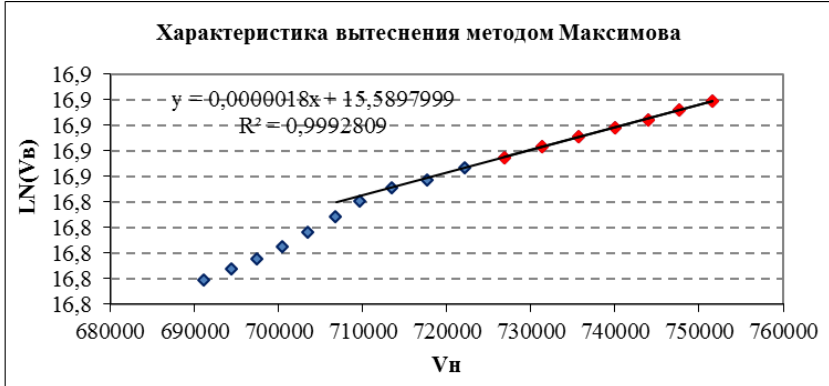


Рис. 3.2.14 - Характеристика вытеснения по I объекту 5 участка

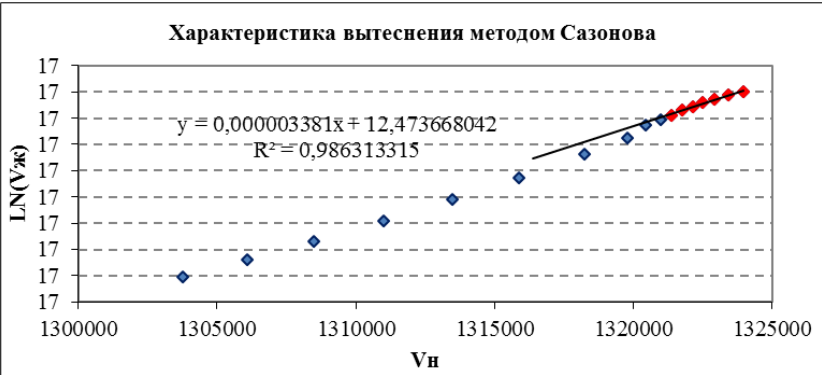
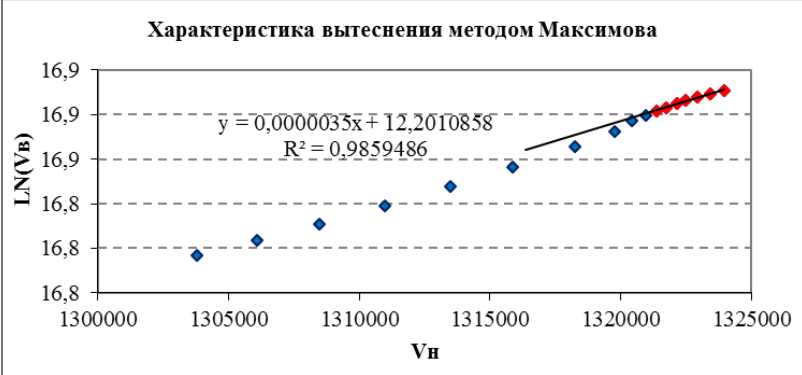


Рис. 3.2.15 - Характеристика вытеснения по II объекту 5 участка

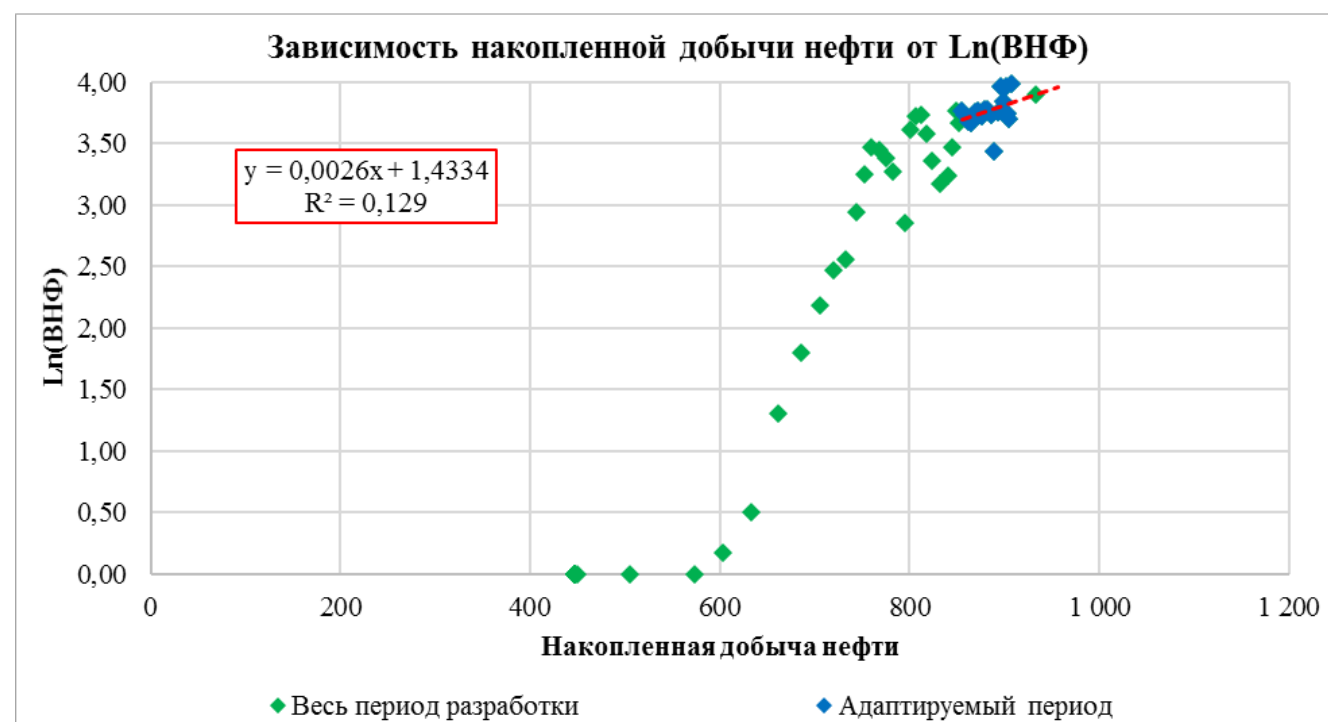


Рис. 3.2.16 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по I объекту 2 участка

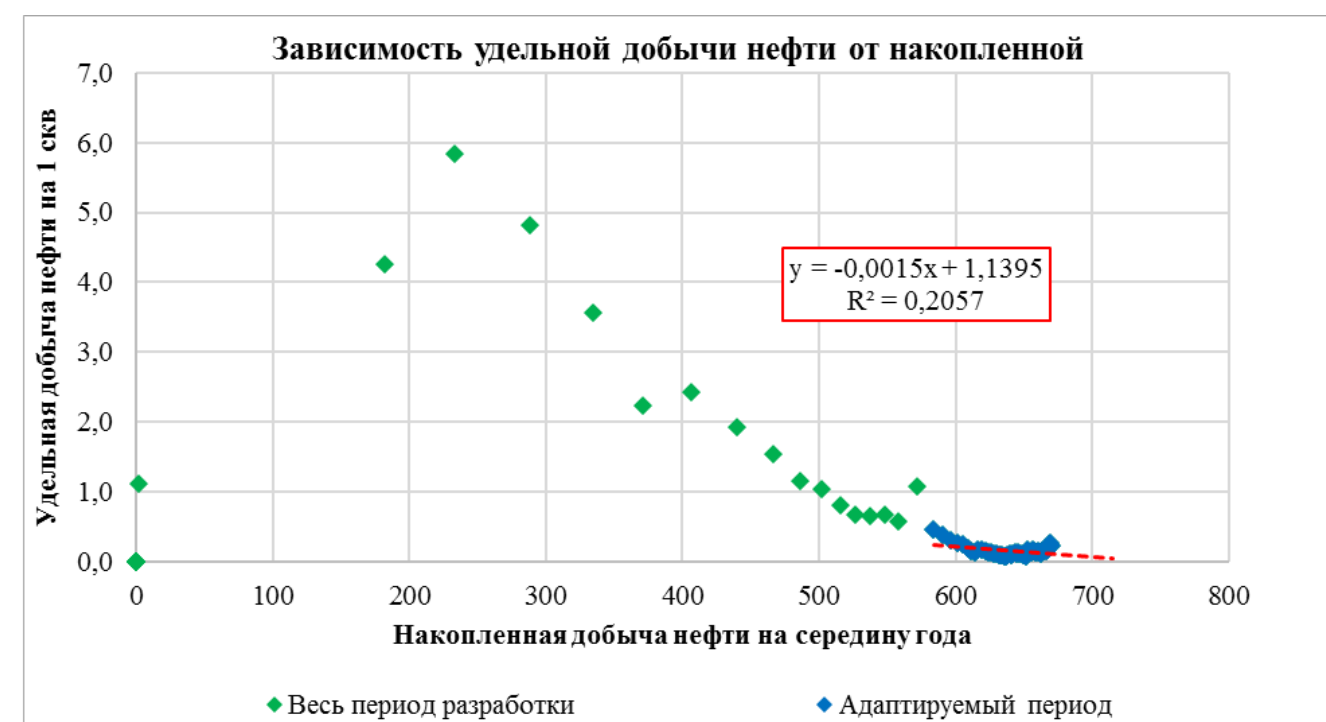
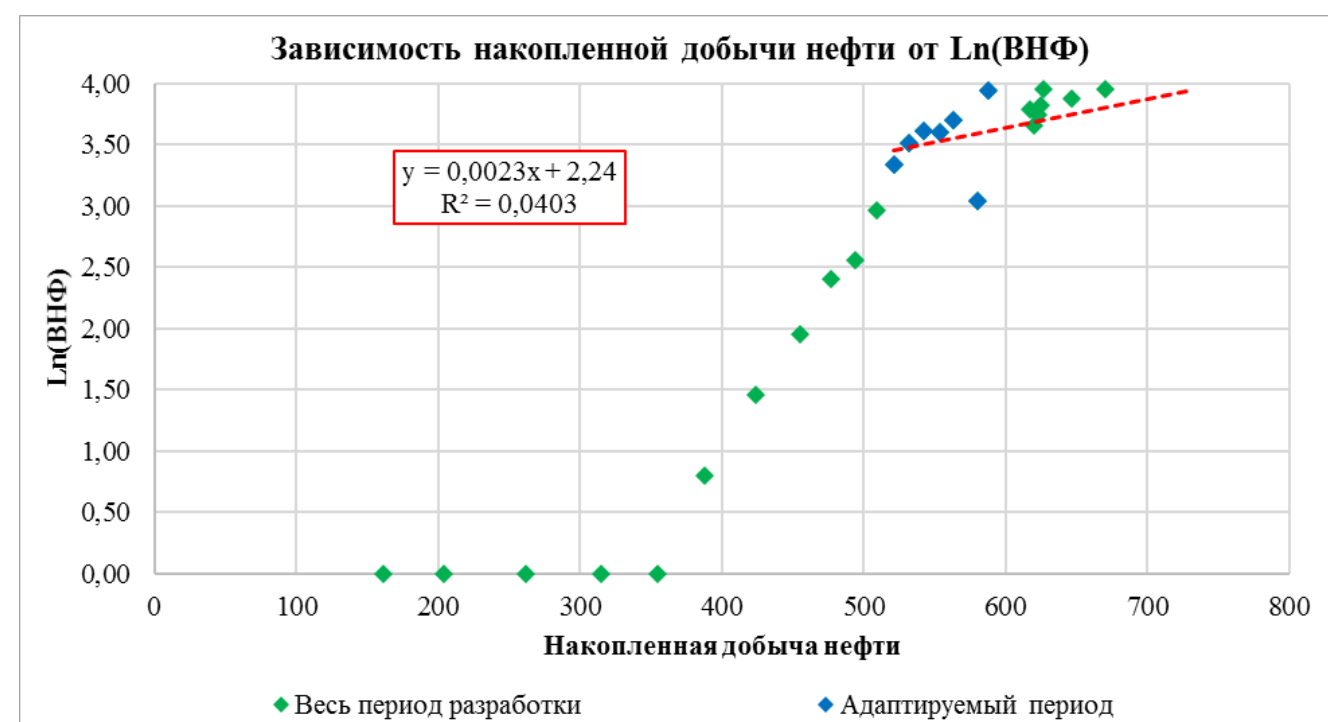


Рис. 3.2.17 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по II объекту 2 участка

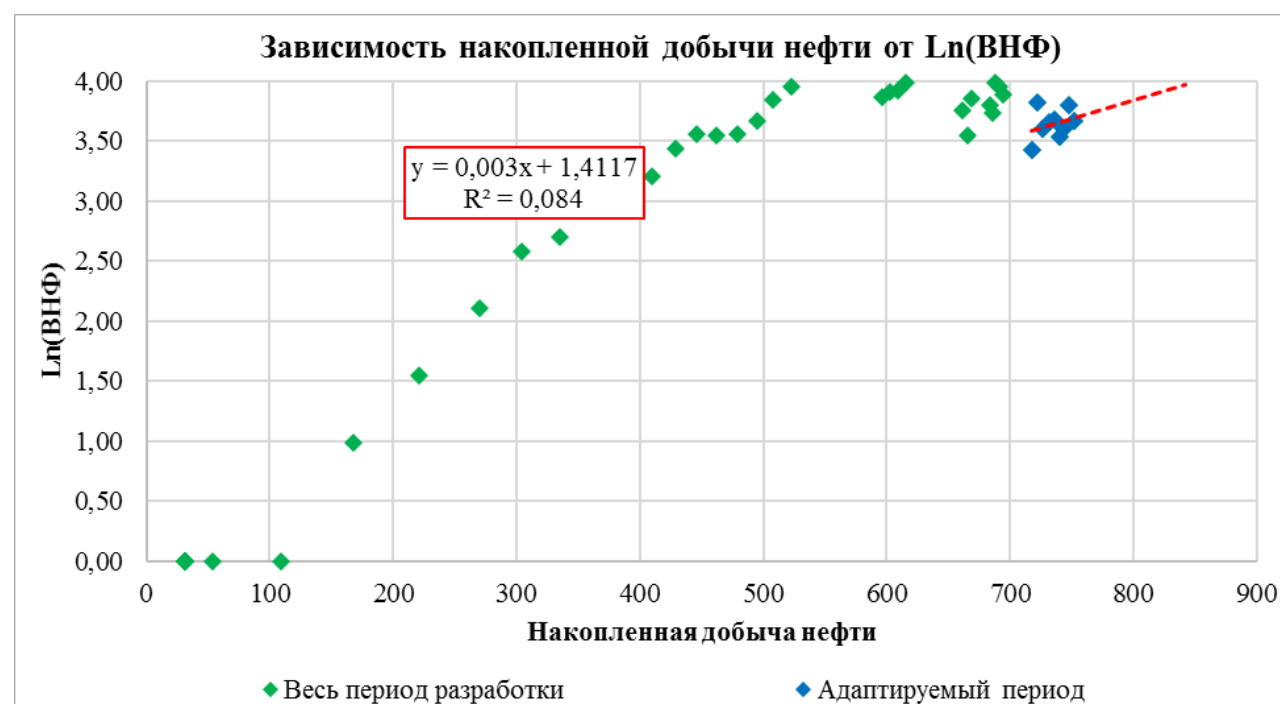


Рис. 3.2.18 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по I объекту 5 участка

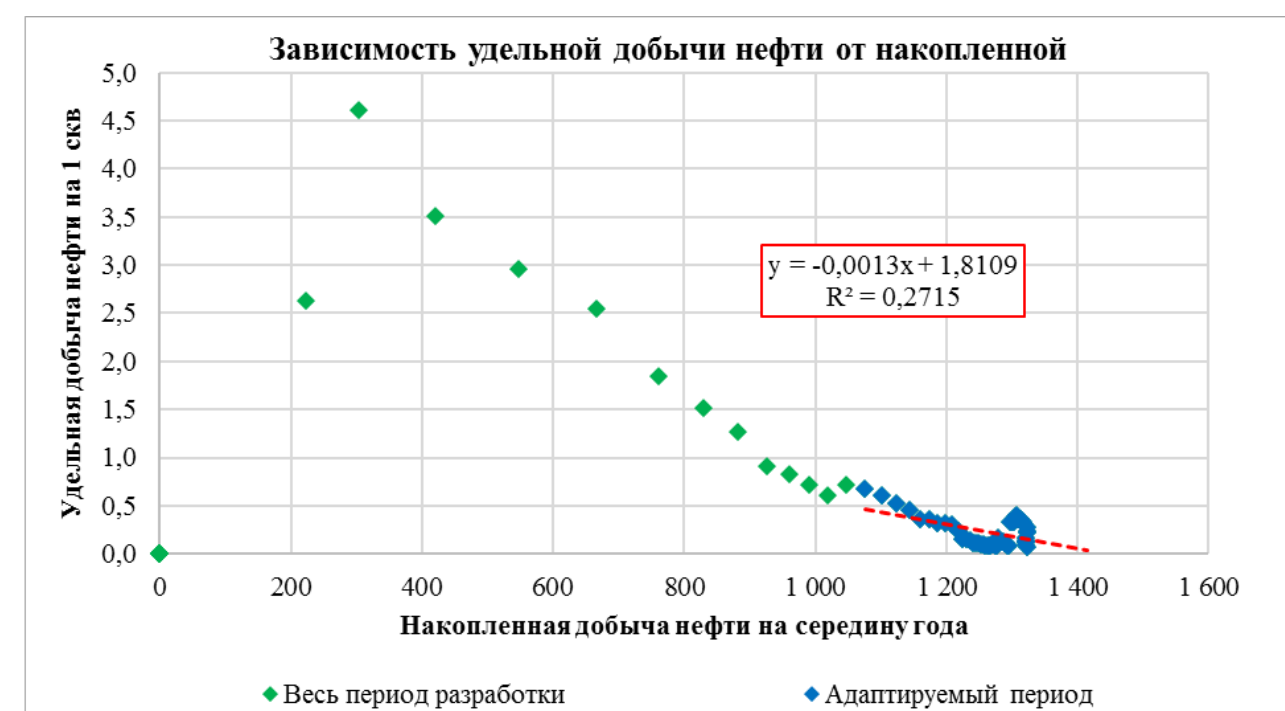
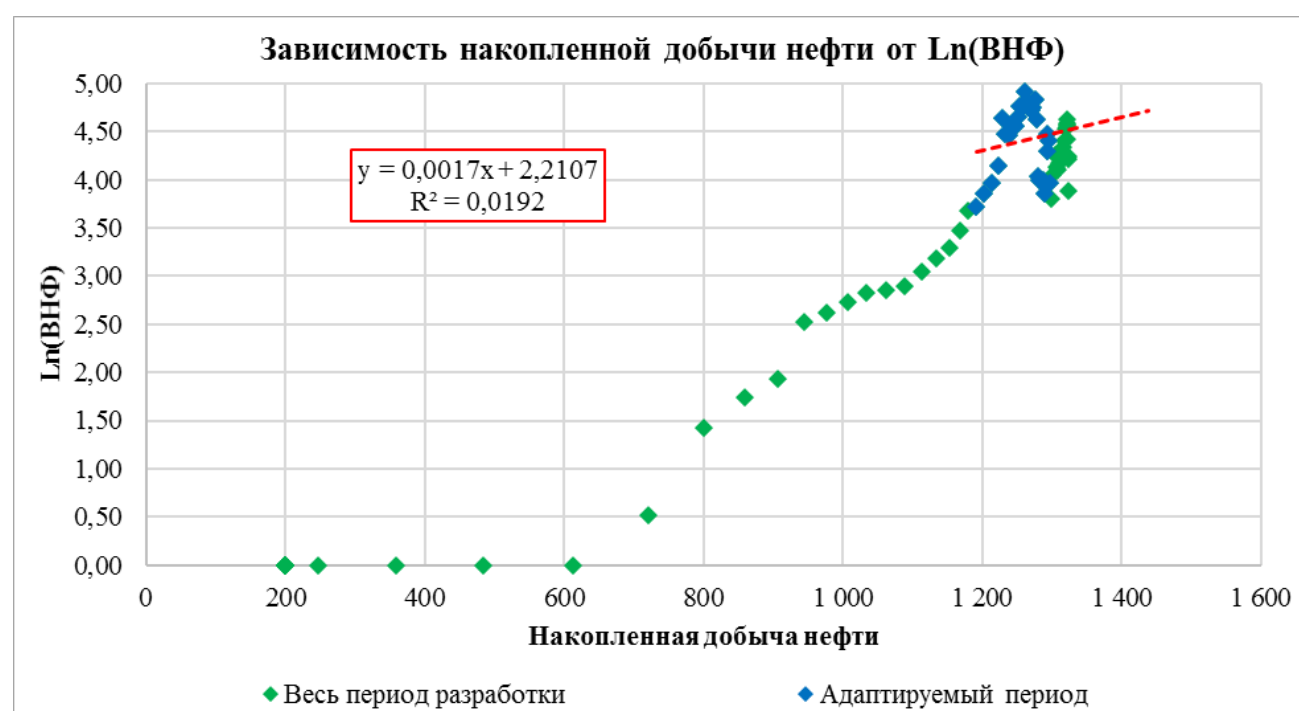


Рис. 3.2.19 - Характеристика вытеснения методом В.Д. Лысенко по II объекту 5 участка

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1. Обоснование расчетных моделей пластов, их геолого-физических характеристик, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятой для прогноза технологических показателей разработки месторождения Каратон, положена схема модель послойно- и зонально-неоднородного по проницаемости и одновременно прерывистого нефтяного пласта.

Согласно этой модели, принимается, что нефтяной пласт представлен набором слоев различной проницаемости. В пределах каждого слоя выделяются зоны одинаковые по форме и размерам (d), но различающиеся по проницаемости. В пределах отдельной зоны коллекторские свойства остаются неизменными и изменяются при переходе от зоны к зоне. Изменение проницаемости по слоям и зонам имеет вероятностный характер, который математически описывается гамма-распределением и количественно - квадратом коэффициента вариации (V^2).

Модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$.

Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямопропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F - суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A - предельная доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения Каратон проводилось на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_z^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, V_{π}^2 – расчетная послойная неоднородность пластов по проницаемости, V_{γ}^2 – неоднородность сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{\text{ср.пр}}$ – среднее значение проницаемости.

Послойная неоднородность определена на основе данных по проницаемости, определенной по результатам анализа кернового материалов, и составила $V_n^2=1,58$.

Зональная неоднородность (V_z^2) для объекта определяется по удельным начальным коэффициентам продуктивности скважин. Зональная неоднородность рассчитана на основе текущих удельных коэффициентов продуктивности, и которая составила $V_z^2=0,310$.

Значение параметра d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов по месторождению не определялся. По опыту разработки нефтяных месторождений известно, что данный параметр изменяется от 0,3 до 0,8 км. В настоящей работе этот параметр принят равным 0,3 км.

Доля неколлектора определялась отношением эффективной толщины пластов каждой скважины к их общей толщине, это значение составило

- **I объекта 1 участка: $W=0,613$.**
- **II объекта 1 участка: $W=0,518$.**
- **I объекта 2 участка: $W=0,397$.**
- **II объекта 2 участка: $W=0,391$.**
- **I объекта 3 участка: $W=0,617$.**
- **II объекта 3 участка: $W=0,701$.**
- **I объекта 5 участка: $W=0,432$.**
- **II объекта 5 участка: $W=0,520$.**
- **III объекта 5 участка: $W=0,472$.**
- **I объекта 1 участка: $W=0,609$.**

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике, основные принципы и формулы которой изложены в работах.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении месторождения, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенного объекта разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

3.3.2. Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки. Идентификация параметров моделей месторождения производилась по результатам периода эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$, фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, определяется по графику зависимости удельных отборов нефти $q(t)$, на одну введенную в работу скважину $n_0(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_{Д(t)}$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется из формулы:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_{Д(t)}/Q_0(t)} \quad (3.3.1)$$

Определение параметра $Q_{F_0}(t)$, фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_f(t)$ и $Q_{F_{Д}}(t)$ по формуле:

$$Q_{f_0}(t) = \frac{Q_{F_{Д}}(t)}{1 - q_f(t)/q_0(t)} \quad (3.3.2)$$

где $q_f(t)$ и $Q_{F_{Д}}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_0 , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводился прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

На месторождении Каратон промышленная нефтеносность установлена в I и II альбских, аптских, неокомских и среднеюрских горизонтах 1,2,3,5,6 участках, Всего в разрезе месторождения установлено 17 продуктивных горизонтов, которые в настоящей работе выделены в 2 эксплуатационных объекта каждого участка:

I участок I объект - нижнеальбский горизонт

II объект - аптский и неокомский горизонты

II участок I объект - нижнеальбский горизонт

II объект - аптский и неокомский горизонты

III участок I объект - нижнеальбский горизонт

II объект - неокомский горизонт

III объект – юрский горизонт

V участок I объект - нижне-средне-верхне альбские горизонты

II объект - аптский и неокомский горизонты

III объект – юрский горизонт

VI участок II объект - аптский и неокомский горизонты

Исходные геолого-геофизические характеристики этих продуктивных горизонтов приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 Исходные геолого-физические характеристики продуктивных объектов

Параметры	Горизонты														
	1 аль	1 апт	1 неок	2 аль	2 апт	2 неок	3 альб	3 неок	Зюра	5 альб	5 апт	5 неок	5юра	6 апт	6 неок
Средняя глубина залегания,м	670	735	750	675	747	755	574	755	1170	633	719	781	1189	830	945
Тип залежи	Пластовая, тектонически экранированная														
Тип коллектора	Терригенный														
Площадь нефтеносности, тыс.м2	280	316	193	940	1090	321	785	80	610	675	965	921	437	89	477
Площадь газосности, тыс.м2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пористость, доли ед.	0,36	0,3	0,32	0,32	0,3	0,32	0,32	0,32	0,3	0,32	0,3	0,32	0,3	0,3	0,32
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,80	4,02	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8
Проницаемость,мкм2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент песчанистости, доля ед.	0,591	0,764	0,693	0,791	0,912	0,688	0,55	0,540	0,437	0,84	0,84	0,61	0,67	0,76	0,58
Коэффициент расчлененности, доля ед.	3,4	2,0	3,0	2,4	1,3	3,4	2,2	2	1,2	2,69	2,89	6,47	1,8	2	3
Пластовая температура,°С	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Пластовое давление, МПа	-		8,7	6,1	-	2,7	-	-	-	9,2	6,7	6,7	-	5,9	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	-	8,4	-	-	11,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	-	-	0,820	0,875	-	0,873	-	-	-	0,815	0,895	0,895	0,896	0,843	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,077	1,09	1,09	1,077	1,06	1,06	1,077	1,077	1,13	1,05	1,05	1,05	1,05		1,09
Содержание в нефти, %															
серы	0,8	0,605	0,75	0,95	0,98	0,83	-	0,4	0,4	5,8	0,83	0,9	0,94		0,76
парафина	1,47	2,4	3,68	1,44	1,11	2,48	-	3,6	3,6	2,12	1,75	1,4	2,3		3,15
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	7,2	1,4	-	5,5	-	-	-	-	-	5,8	-	8,3	-
Газосодержание нефти,м3/т	28	40	41	29	29	29	29	29	98	17,5	36	48	109	42	41
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Плотность воды в пластовых условиях, т/м3	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя продуктивность, 10 м3/сут·МПа	-	-	-	0.293	0.299	0.299	-	-	-	0.63	5.01	5.01	-	-	-
Средняя приемистость, 10 м3/сут·МПа	-	-	-	255,5	-	-	-	-	-	12,12	109,6	109,6	-	-	-
Начальные геологические запасы нефти,тыс.т															
по категориям А+С ₁	269	196	469	1853	787	549	790	65	314	1589	651	3383	149	56	273
Начальные извлекаемые запасы нефти,тыс.т	162														
по категориям А+С ₁	1387,0	105	251	1119	400	279	411	33	160	830	326	1691	57	31	150
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,603	0,535	0,535	0,604	0,508	0,508	0,520	0,503	0,510	0,522	0,5	0,500	0,36	0,548	0,548

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», также геолого-физических условий месторождения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассчитаны три варианта разработки месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

Все три варианта разработки месторождения рассмотрены с поддержанием пластового давления путем закачки воды.

Вариант 1 – базовый. Предусматривает разработку также с применением ППД. И перевод из ликвидационного фонда к добывающий фонд 12 скважину (№№ 52, 111, 119, 120, 122, 137, 300, 308, 310, 315, 316) через КРС для подключения участков 3 и 6.

Вариант 2 – предусматривает разработку также с применением ППД. Данный вариант предусматривает дополнительное бурение 25 добывающих скважин. С подключением участка 1. Ввод из ликвидаций к нагнетательный фонд через КРС 15 (№№ 18, 26, 126, 80, 139, 130, 131, 132, 487, 442, 422, 447, 448, 64, 69) скважин.

Вариант 3 - предусматривает разработку с применением ППД. Данный вариант к дополнению к второму варианту предусматривает бурение 4 скважин на участках 3 и 6 для более плотной сетки скважин.

Для определения проектных дебитов нефти новых скважин использовались формула Дюпюи.

Исходя из опыта разработки аналогичных месторождений нефти и газа, забойное давление добывающих скважин целесообразно держать на уровне давления насыщения нефти газом, или немного выше давления насыщения.

Тепловые методы не рассматриваются вследствие невысокой вязкости нефти в пластовых условиях. И остальные методы так как месторождения находятся на последней стадий разработки.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки приведены в таблицах 3.4.2.

Таблица 3.4.2 – Основные исходные характеристики 1 расчетного варианта разработки

Характеристики	1 вариант					
	Участки					
	2		3	5		6
	I	II	I	I	II	I
Режим разработки	С внутриконтурным заводнением.		Естественный	С внутриконтурным заводнением.		Естественный
Расстояние между скважинами, м	150	150	150	100	100	150
Плотность сетки скважин, га/скв.	2,4	5	1,2	1,2	2,7	1,2
Фонд добывающих скважин, шт.	3	3	6	10	1	6
Фонд нагнетательных скважин, шт.	5	0	0	5	5	0
Ввод из бурения новых скв., ед.	0	0	0	0	0	0
Коэффициент эксплуатации добыв. скв., доли ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации нагнет. скв., доли ед.	0,95	0	0	0,95	0,95	0
Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	3:5	-	-	2:1	1:5	-
Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас};$ $R_{заб} \geq R_{нас}$					
Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = R_{пл} - R_{заб},$ где минимальное $R_{заб} \geq R_{нас}$					
Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	+/-10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов					

Таблица 3.4.3 – Основные исходные характеристики 2 расчетного варианта разработки

[illegible]

Таблица 3.4.4 – Основные исходные характеристики 3 расчетного варианта разработки

[illegible]

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В настоящем отчете предусмотрены варианты разработки с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды через нагнетательные скважины.

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Каратон планируется осуществлять добычу нефти с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт. В процессе разработки попутно-добываемая пластовая вода в полном объеме будет закачена обратно в пласт для ППД.

Недостающий объем закачиваемых вод будет обеспечен попутно-добываемой водой с месторождения Таскудук и пробуренных водозаборных скважин.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в главе 6.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В качестве расчетной методики прогноза технологических показателей разработки использована слоисто-вероятностная модель «ТатНИПИнефть», учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов. Применение данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях работы скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях обосновано многолетним опытом использования в Казахстане. Совместно с геологической характеристикой пластов, принятая модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, схему размещения скважин и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение. На базе этого распределения строятся нормированная функция распределения $Y(X)$ и связанные с ней функции плотности $Y(X)$ и производительности $W(X)$. Затем, используя схему Стайлса, которая представляет собой прямо пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем до фронта вытеснения, рассчитываются параметры K_3 –

коэффициент заводнения, F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – доля вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами, рассчитывается динамика добычи нефти при заданных условиях.

Обоснование расчетной модели для месторождения проведено на основании прямых определений по результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин таких параметров залежи, как W – доля неколлектора по площади обособленных пластов и слоев, V_z^2 – квадрат коэффициента вариации зональной неоднородности по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами, V_p^2 – квадрат коэффициента вариации расчетной послойной неоднородности пластов по проницаемости, $V_{\text{я}}^2$ – квадрат коэффициента вариации неоднородности сетки скважин по языкообразованию, $\eta_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин, $K_{\text{ср.пр}}$ – среднее значение проницаемости.

Принятые значения доли неколлектора по объектам и продуктивным горизонтам приведены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Результаты определения доли неколлектора

Объект	Горизонт	Участок	Средняя толщина горизонта, м	Площадь нефтеносности по категориям запасов С ₁ , В, А, тыс.м ²	Объем горизонта, тыс.м ³	Нефтенасыщенный объем пород, тыс.м ³	Доля неколлектора, доли ед.
I	Нижнеальбский	1	11,6	280	3248,0	1257,2	0,613
II	Аптский		5,2	316	1643,2	894,28	0,456
II	Неокомский		24,7	193,0	4767,1	2296,7	0,518
Итого I объекта 1 участка					9658,3	4448,2	0,539
I	Нижнеальбский	2	13,5	940	12690,0	7651,6	0,397
II	Аптский		4,4	1090	4796,0	4054,8	0,155
II	Неокомский		20,3	321	6516,3	2921,1	0,552
Итого II объекта 2 участка					24002,3	14627,5	0,391
I	Нижнеальбский	3	9,4	785	7379,0	3438,3	0,534
I	Верхн-некомский		31,3	53	1658,9	197,16	0,881
I	Нижн-неокомский		28	27	756,0	112,05	0,852
Итого I объекта 3 участка					9793,9	3747,5	0,617
II	Юрский	5	9,9	610	6039,0	1805,6	0,701
I	Верхнеальбский		13,5	124	1674,0	947,36	0,434
I	Среднеальбский		24,1	216	5205,6	3067,2	0,411
I	Нижнеальбский		25,6	335	8576,0	4757	0,445
Итого I объекта 5 участка					15455,6	8771,6	0,432
II	Аптский		5,1	965	4921,5	3097,65	0,371
II	Неокомский		34,5	921	31774,5	14514,96	0,543
Итого II объекта 5 участка					36696,0	17612,6	0,520
III	Юрский		4,6	437	2010,2	1061,91	0,472
I	Верхнеаптский	6	9,0	89	801,0	333,75	0,583
I	Верхн-некомский		27,5	340	9350,0	4097	0,562
I	Нижн-неокомский		27,4	137	3753,8	1000,1	0,734
Итого I объекта 6 участка					13904,8	5430,9	0,609

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения

Для расчёта составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения (k_1) использовались следующие формулы:

$$\kappa_1 = K_1^I * K_1^{II},$$

где k_1^I – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон.

$$k_1^I = 1 - (h_{Hmin}/h_{внз})^2,$$

где h_{Hmin} – нефтенасыщенная толщина, менее которой запасы не отбираются по экономическим соображениям, м (раздел 4.1);

$h_{внз}$ – средняя эффективная толщина водонефтяной зоны, м.

k_1^{II} – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов.

$$K_1^{II} = \exp(-m_p * S^I * W^2/d^2),$$

где m_p – соотношение эксплуатационных и нагнетательных рядов при соответствующей системе размещения скважин. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, то $m_p = 1$, если $m = 6-8$, $m_p = 2$;

w^2 – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта – коллектора и пласта – неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;

S^I – площадь на одну скважину, км².

Принятые параметры W и d для определения коэффициента сетки скважин приведены в разделе 3.3.

3.5. Обоснование нормативов капиталовложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей

В настоящем разделе приводится подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части экономических расчетов проекта, проводимых с целью выбора рентабельного варианта разработки месторождения Каратон.

В расчетах отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации проекта. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США по курсу 430 тенге/доллар.

Нормативы для расчета капитальных затрат приведены в таблице 3.5.1.

При расчете эксплуатационных затрат выделены три группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- административные расходы (таблица 3.5.1)
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5.2).

В расчетах участвуют нормативы:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда скважин;
- на 1-го работника ППП;

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемой нефти;
- на 1 тонну добываемой жидкости.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии с Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК, и всеми изменениями и дополнениями, действующими на дату составления проекта.

Таблица 3.5.1- Нормативы для расчета капитальных вложений и эксплуатационных затрат

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Капитальные вложения:		
1	Бурение добывающей нефтяной скважины, тыс.тенге/скв.	229498,0
2	Ввод скважин из прочих категорий , тыс.тенге/скв	3879,1
3	Перевод скважин под нагнетание, тыс.тенге/скв.	4979,9
4	Обустройство добывающих скважин, млн.тенге/скв.	96415,0
5	Выбытие скважин, тыс.тенге/скв.	3879,1
Эксплуатационные затраты		
1	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП, тыс. тенге /чел.	8062,1
2	Техобслуживание и содержание ОС, тыс.тенге/скв	568,5
3	Ремонт ОС, тыс.тенге/скв	108,33
4	Страхование,тыс. тенге/чел	173,71
8	Экологические расходы, тенге/т.нефти	102,06
9	Производственные расходы условно-постоянные, зависимые от численности ППП, тыс.тенге/чел.	763,61
10	Производственно-технические материалы, тенге/т.ж-ти	62,9
11	Затраты на электроэнергию, тенге/т.ж-ти	129,65
12	Затраты производственного характера, тенге/скв	116,67
13	Охрана труда, тыс.тенге/скв	103,6
14	Охрана объектов, тенге/скв	91,51
15	Геолого-технические мероприятия, тыс.тенге/скв	
16	Транспортные услуги, тыс.тенге/скв	569,26
17	Услуги по хранению, тыс.тенге/скв	194,85
18	Затраты на обучение казахстанских специалистов, % от затрат на добычу	1
19	Ликвидационный фонд, тыс.тенге	таблица 12.4.2
20	Амортизация	прямолинейный и производственный метод

Таблица 3.5.2- Нормативы расчета затрат, связанные с налогообложением и ценой продукции

№№ п/п	Показатели	Значение
1	2	3
Цена		
1	Товарная нефть, %	99,8
2	Товарная нефть на внутренний рынок, %	0
3	Товарная нефть на экспорт, %	100
4	Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тенге/т.	0
5	Цена реализации нефти на экспорт, тенге/т (без транспортных расходов)	171972
6	Цена транспорта нефти на внутреннем рынке, тенге/т	0
7	Цена транспорта нефти на внешнем рынке, тенге/т	13649
8	Количество баррелей в тонне, bbl/тонна	7,2
Налоги отчисления		
1	Налог на имущество, %	1,5
2	Корпоративный подоходный налог, %	20
3	НДПИ на добычу нефти, %	2,5%
4	Фонд ОСМС, %	3%
5	Социальный налог, %	9,5%, до 2025г, 11% с 2025г
6	Налог на сверх прибыль, %	согласно НК
7	Рентный налог, %	согласно НК
8	Экспортная пошлина, \$/т. нефти	согласно ТК
9	Курс доллара США, тенге.	430
10	Индекс инфляции, %	4

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно принятой в рамках настоящего проекта стратегии, значительных изменений в реализуемой системе разработки не предусматривается по экономическим причинам. С учетом Технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик, добычных возможностей продуктивных пластов, их остаточных запасов, принятых местоположений скважин, их конструкций и других параметров, по трем основным вариантам рассчитаны технологические показатели разработки.

Разработка залежей будет реализовываться с искусственным поддержанием пластового давления посредством заводнения.

Рассмотренные 3 варианта разработки, отличаются количеством вводимых в эксплуатацию новых добывающих скважин (переводом с другого объекта или из бурения), конструкциями скважин, ввод из ликвидированного фонда и степенью воздействия на залежь.

В таблицах 4.1.1-4.1.22 представлены прогнозные технологические показатели разработки согласно рекомендуемому к реализации 2 варианту по эксплуатационным объектам и месторождению в целом. Показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.20.

Карты-схемы расположения пробуренных и проектных скважин по основным вариантам 1-3 приведены на граф. прил. №№ 14-17.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 1 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2088	0	0	0	14	1	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	4,0	74,9	0
2089	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	74,9	0
2090	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	2,9	74,8	0
2091	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	2,1	74,7	0
2092	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	2,0	74,6	0
2093	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	1	1	0	1,6	74,6	0
2094	0	0	0	14	0	0	0	10,5	0	0	1	1	0	0	0	0	1,4	74,5	0

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 1 участка. Вариант 2

Годы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленн ая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека емых запасов , %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненн ость продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсац ия отборов закачкой, %	Накопленн ая компенсац ия отборов закачкой, %
		началь ных	текущ их				всего	мехспо собом	всего	мехспосо бом		годова я	накопленн ая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2088	0,7	0,4	13,2	158,7	97,3	0,603	12,3	12,3	2652,3	2652,3	94,6	11,6	11,6	100,0	0,5
2089	1,1	0,6	24,4	159,7	98,0	0,607	24,6	24,6	2676,9	2676,9	95,7	23,1	34,6	100,0	1,4
2090	0,9	0,6	28,9	160,7	98,6	0,611	24,6	24,6	2701,4	2701,4	96,1	23,0	57,6	100,0	2,3
2091	0,7	0,4	29,2	161,3	99,0	0,613	24,5	24,5	2726,0	2726,0	97,2	22,9	80,5	100,0	3,1
2092	0,6	0,4	39,1	162,0	99,4	0,616	24,5	24,5	2750,5	2750,5	97,4	22,9	103,4	100,0	4,0
2093	0,5	0,3	53,5	162,5	99,7	0,618	24,5	24,5	2775,0	2775,0	97,8	22,8	126,2	100,0	4,8
2094	0,5	0,3	96,7	163,0	100,0	0,620	24,5	24,5	2799,4	2799,4	98,2	22,8	149,0	100,0	5,7

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 1 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2029	3	3	0	18	0	0	0	12,6	0	2	0	0	0	3	3	2	4,9	89,9	125,2
2030	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,9	89,8	118,5
2031	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,8	89,7	118,3
2032	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,7	89,6	118,2
2033	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,7	89,6	118,0
2034	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,6	89,5	117,9
2035	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,6	89,4	117,8
2036	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,5	89,3	117,6
2037	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,4	89,2	117,5
2038	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,4	89,1	117,4
2039	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,3	89,0	117,2
2040	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,3	88,9	117,1
2041	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,2	88,8	116,9
2042	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,2	88,7	116,8
2043	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,1	88,7	116,7
2044	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,1	88,6	116,5
2045	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,0	88,5	116,4
2046	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	4,0	88,4	116,3
2047	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,9	88,3	116,1
2048	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,9	88,2	116,0
2049	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,8	88,1	115,9
2050	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,8	88,0	115,7
2051	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,7	88,0	115,6
2052	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,7	87,9	115,5
2053	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,6	87,8	115,3
2054	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,6	87,7	115,2
2055	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,5	87,6	115,1
2056	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,5	87,5	114,9
2057	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,4	87,4	114,8
2058	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,4	87,3	114,7
2059	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	87,3	114,5

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2060	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	87,2	114,4
2061	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	87,1	114,3
2062	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,2	87,0	114,2
2063	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,2	86,9	114,0
2064	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,1	86,8	113,9
2065	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,1	86,7	113,8
2066	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,1	86,6	113,6
2067	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,0	86,6	113,5
2068	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	3,0	86,5	113,4
2069	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	2,7	89,9	117,7
2070	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	2,4	89,8	117,5
2071	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	2,2	89,7	117,3
2072	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	2,0	89,6	117,1
2073	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,8	89,6	116,9
2074	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,6	89,5	116,7
2075	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,5	89,4	116,6
2076	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,3	89,3	116,4
2077	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,2	89,2	116,2
2078	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,1	89,1	116,1
2079	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	1,0	89,0	115,9
2080	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,9	88,9	115,8
2081	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,8	88,8	115,6
2082	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,7	88,7	115,5
2083	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,7	88,7	115,3
2084	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,6	88,6	115,2
2085	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,5	88,5	115,0
2086	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,5	88,4	114,9
2087	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	3	3	2	0,4	88,3	114,8
2088	0	0	0	18	0	0	0	12,6	0	0	5	3	2	0	0	0	0,4	88,2	121,0

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 1 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2029	2,4	0,7	1,4	183,4	51,7	0,276	44,3	44,3	3115,0	3115,0	94,5	41,1	41,1	100,0	1,4
2030	4,8	1,4	2,8	188,2	53,0	0,283	88,5	88,5	3203,6	3203,6	94,6	82,2	123,3	100,0	4,1
2031	4,7	1,3	2,8	193,0	54,4	0,290	88,4	88,4	3292,0	3292,0	94,6	82,1	205,3	100,0	6,7
2032	4,7	1,3	2,9	197,6	55,7	0,297	88,3	88,3	3380,3	3380,3	94,7	82,0	287,3	100,0	9,1
2033	4,6	1,3	2,9	202,3	57,0	0,304	88,3	88,3	3468,6	3468,6	94,8	81,9	369,2	100,0	11,5
2034	4,6	1,3	3,0	206,8	58,3	0,311	88,2	88,2	3556,8	3556,8	94,8	81,8	450,9	100,0	13,6
2035	4,5	1,3	3,0	211,3	59,5	0,318	88,1	88,1	3644,8	3644,8	94,9	81,7	532,6	100,0	15,7
2036	4,4	1,3	3,1	215,8	60,8	0,324	88,0	88,0	3732,8	3732,8	95,0	81,6	614,2	100,0	17,7
2037	4,4	1,2	3,1	220,1	62,0	0,331	87,9	87,9	3820,7	3820,7	95,0	81,5	695,7	100,0	19,6
2038	4,3	1,2	3,2	224,5	63,2	0,338	87,8	87,8	3908,5	3908,5	95,1	81,4	777,1	100,0	21,4
2039	4,3	1,2	3,3	228,7	64,4	0,344	87,7	87,7	3996,3	3996,3	95,1	81,3	858,3	100,0	23,1
2040	4,2	1,2	3,3	233,0	65,6	0,350	87,6	87,6	4083,9	4083,9	95,2	81,2	939,5	100,0	24,8
2041	4,2	1,2	3,4	237,1	66,8	0,357	87,5	87,5	4171,4	4171,4	95,2	81,1	1020,6	100,0	26,3
2042	4,1	1,2	3,5	241,2	68,0	0,363	87,5	87,5	4258,9	4258,9	95,3	81,0	1101,6	100,0	27,8
2043	4,1	1,1	3,6	245,3	69,1	0,369	87,4	87,4	4346,3	4346,3	95,4	80,9	1182,6	100,0	29,3
2044	4,0	1,1	3,6	249,3	70,2	0,375	87,3	87,3	4433,6	4433,6	95,4	80,8	1263,4	100,0	30,7
2045	4,0	1,1	3,7	253,2	71,3	0,381	87,2	87,2	4520,8	4520,8	95,5	80,7	1344,1	100,0	32,0
2046	3,9	1,1	3,8	257,1	72,4	0,387	87,1	87,1	4607,9	4607,9	95,5	80,6	1424,7	100,0	33,3
2047	3,8	1,1	3,9	261,0	73,5	0,392	87,0	87,0	4694,9	4694,9	95,6	80,5	1505,3	100,0	34,5
2048	3,8	1,1	4,0	264,8	74,6	0,398	86,9	86,9	4781,8	4781,8	95,6	80,4	1585,7	100,0	35,7
2049	3,8	1,1	4,2	268,5	75,6	0,404	86,9	86,9	4868,7	4868,7	95,7	80,3	1666,0	100,0	36,9
2050	3,7	1,0	4,3	272,2	76,7	0,409	86,8	86,8	4955,5	4955,5	95,7	80,3	1746,3	100,0	38,0
2051	3,7	1,0	4,4	275,9	77,7	0,415	86,7	86,7	5042,1	5042,1	95,8	80,2	1826,5	100,0	39,0
2052	3,6	1,0	4,6	279,5	78,7	0,420	86,6	86,6	5128,7	5128,7	95,8	80,1	1906,5	100,0	40,0
2053	3,6	1,0	4,7	283,1	79,7	0,426	86,5	86,5	5215,2	5215,2	95,9	80,0	1986,5	100,0	41,0
2054	3,5	1,0	4,9	286,6	80,7	0,431	86,4	86,4	5301,7	5301,7	95,9	79,9	2066,4	100,0	42,0
2055	3,5	1,0	5,1	290,0	81,7	0,436	86,3	86,3	5388,0	5388,0	96,0	79,8	2146,2	100,0	42,9
2056	3,4	1,0	5,3	293,5	82,7	0,441	86,2	86,2	5474,2	5474,2	96,0	79,7	2225,9	100,0	43,8
2057	3,4	1,0	5,5	296,8	83,6	0,446	86,2	86,2	5560,4	5560,4	96,1	79,6	2305,5	100,0	44,7
2058	3,3	0,9	5,7	300,2	84,6	0,451	86,1	86,1	5646,5	5646,5	96,1	79,5	2385,0	100,0	45,5
2059	3,3	0,9	6,0	303,5	85,5	0,456	86,0	86,0	5732,5	5732,5	96,2	79,4	2464,5	100,0	46,3
2060	3,3	0,9	6,3	306,7	86,4	0,461	85,9	85,9	5818,4	5818,4	96,2	79,3	2543,8	100,0	47,1
2061	3,2	0,9	6,6	309,9	87,3	0,466	85,8	85,8	5904,2	5904,2	96,3	79,3	2623,1	100,0	47,9
2062	3,2	0,9	7,0	313,1	88,2	0,471	85,7	85,7	5989,9	5989,9	96,3	79,2	2702,2	100,0	48,6

Продолжение таблицы 4.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2063	3,1	0,9	7,5	316,2	89,1	0,476	85,6	85,6	6075,5	6075,5	96,3	79,1	2781,3	100,0	49,4
2064	3,1	0,9	8,0	319,3	89,9	0,480	85,6	85,6	6161,1	6161,1	96,4	79,0	2860,3	100,0	50,1
2065	3,0	0,9	8,5	322,4	90,8	0,485	85,5	85,5	6246,6	6246,6	96,4	78,9	2939,2	100,0	50,7
2066	3,0	0,8	9,2	325,4	91,7	0,489	85,4	85,4	6332,0	6332,0	96,5	78,8	3018,0	100,0	51,4
2067	3,0	0,8	10,0	328,3	92,5	0,494	85,3	85,3	6417,3	6417,3	96,5	78,7	3096,7	100,0	52,0
2068	2,9	0,8	11,0	331,3	93,3	0,498	85,2	85,2	6502,5	6502,5	96,6	78,6	3175,3	100,0	52,7
2069	2,7	0,7	11,2	333,9	94,1	0,502	88,6	88,6	6591,1	6591,1	97,0	81,6	3257,0	100,0	53,3
2070	2,4	0,7	11,4	336,3	94,7	0,506	88,5	88,5	6679,6	6679,6	97,3	81,5	3338,5	100,0	53,9
2071	2,2	0,6	11,6	338,5	95,3	0,509	88,4	88,4	6768,0	6768,0	97,5	81,4	3419,8	100,0	54,5
2072	2,0	0,6	11,9	340,4	95,9	0,512	88,3	88,3	6856,4	6856,4	97,8	81,2	3501,1	100,0	55,1
2073	1,8	0,5	12,2	342,2	96,4	0,515	88,3	88,3	6944,6	6944,6	98,0	81,1	3582,1	100,0	55,7
2074	1,6	0,5	12,6	343,8	96,9	0,517	88,2	88,2	7032,8	7032,8	98,2	81,0	3663,1	100,0	56,2
2075	1,5	0,4	13,0	345,3	97,3	0,519	88,1	88,1	7120,9	7120,9	98,3	80,8	3743,9	100,0	56,7
2076	1,3	0,4	13,6	346,6	97,6	0,521	88,0	88,0	7208,9	7208,9	98,5	80,7	3824,7	100,0	57,3
2077	1,2	0,3	14,2	347,8	98,0	0,523	87,9	87,9	7296,8	7296,8	98,6	80,6	3905,3	100,0	57,8
2078	1,1	0,3	15,0	348,9	98,3	0,525	87,8	87,8	7384,6	7384,6	98,8	80,5	3985,7	100,0	58,3
2079	1,0	0,3	15,9	349,8	98,5	0,526	87,7	87,7	7472,3	7472,3	98,9	80,4	4066,1	100,0	58,8
2080	0,9	0,2	17,1	350,7	98,8	0,527	87,6	87,6	7559,9	7559,9	99,0	80,3	4146,4	100,0	59,2
2081	0,8	0,2	18,7	351,5	99,0	0,529	87,5	87,5	7647,5	7647,5	99,1	80,2	4226,6	100,0	59,7
2082	0,7	0,2	20,8	352,2	99,2	0,530	87,5	87,5	7734,9	7734,9	99,2	80,1	4306,7	100,0	60,1
2083	0,7	0,2	23,8	352,9	99,4	0,531	87,4	87,4	7822,3	7822,3	99,3	80,0	4386,6	100,0	60,6
2084	0,6	0,2	28,2	353,5	99,6	0,532	87,3	87,3	7909,6	7909,6	99,3	79,9	4466,5	100,0	61,0
2085	0,5	0,2	35,5	354,0	99,7	0,532	87,2	87,2	7996,8	7996,8	99,4	79,8	4546,3	100,0	61,4
2086	0,5	0,1	49,9	354,5	99,9	0,533	87,1	87,1	8083,9	8083,9	99,4	79,7	4626,0	100,0	61,8
2087	0,4	0,1	90,1	355,0	100,0	0,534	87,0	87,0	8170,9	8170,9	99,5	79,6	4705,6	100,0	62,2
2088	0,2	0,1	100,0	355,2	100,0	0,534	43,5	43,5	8214,4	8214,4	99,5	39,8	4745,3	100,0	62,4

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 2 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	1,0	32,5	31,2
2023	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,9	34,4	33,0
2024	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,8	34,4	32,9
2025	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,7	33,5	32,1
2026	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,6	32,2	30,8
2027	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,5	30,7	29,3
2028	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,5	29,0	27,7
2029	0	0	0	33	0	0	0	26,4	0	0	0	0	0	3	3	3	0,4	27,3	26,1
2030	3	3	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	1,8	46,2	65,5
2031	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,6	56,0	104,8
2032	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,5	55,1	103,2
2033	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,5	54,2	101,6
2034	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,4	53,4	100,1
2035	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,4	52,7	98,6
2036	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	6	6	3	2,3	51,9	97,3
2037	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	3	3	0	3	3	3	3,1	64,6	88,3
2038	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,5	89,2	81,4
2039	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,4	89,1	81,3
2040	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,3	89,0	81,2
2041	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,3	88,9	81,1
2042	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,2	88,8	81,0
2043	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,2	88,7	80,9
2044	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,1	88,7	80,8
2045	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,0	88,6	80,7
2046	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	4,0	88,5	80,6
2047	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,9	88,4	80,5
2048	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,9	88,3	80,4
2049	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,8	88,2	80,4
2050	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,8	88,1	80,3
2051	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,7	88,0	80,2
2052	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,6	88,0	80,1
2053	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,6	87,9	80,0

Продолжение таблицы 4.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2054	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,5	87,8	79,9
2055	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,5	87,7	79,8
2056	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,4	87,6	79,7
2057	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,4	87,5	79,6
2058	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,3	87,4	79,6
2059	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,3	87,3	79,5
2060	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,2	87,3	79,4
2061	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,2	87,2	79,3
2062	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,1	87,1	79,2
2063	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,1	87,0	79,1
2064	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,1	86,9	79,0
2065	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,0	86,8	78,9
2066	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	3,0	86,7	78,9
2067	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,9	86,6	78,8
2068	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,9	86,6	78,7
2069	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,8	86,5	78,6
2070	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,8	86,4	78,5
2071	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,8	86,3	78,4
2072	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,5	89,9	81,6
2073	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	2,2	89,8	81,5
2074	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,9	89,7	81,4
2075	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,7	89,6	81,3
2076	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,5	89,6	81,1
2077	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,4	89,5	81,0
2078	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,2	89,4	80,9
2079	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,1	89,3	80,8
2080	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	1,0	89,2	80,7
2081	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,9	89,1	80,6
2082	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,8	89,0	80,5
2083	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,7	88,9	80,4
2084	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,6	88,8	80,3
2085	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,6	88,7	80,2
2086	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,5	88,7	80,2
2087	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,4	88,6	80,0
2088	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,3	88,6	80,0
2089	0	0	0	36	0	0	0	28,8	0	0	0	0	0	3	3	3	0,3	88,6	80,0

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 2 участка. Вариант 2

Годы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленн ая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека емых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненно сть продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсац ия отборов закачкой, %	Накопленн ая компенсац ия отборов закачкой, %
		началь ных	текущ их				всего	мехспос обом	всего	мехспосо бом		годова я	накопленн ая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	1,0	0,1	0,6	939,0	83,9	0,507	33,8	33,8	16603,7	16603,7	97,0	32,4	32,4	100,0	0,2
2023	0,9	0,1	0,5	939,9	84,0	0,507	35,8	35,8	16639,5	16639,5	97,5	34,3	66,7	100,0	0,4
2024	0,8	0,1	0,4	940,7	84,1	0,508	35,8	35,8	16675,2	16675,2	97,8	34,3	101,0	100,0	0,6
2025	0,7	0,1	0,4	941,4	84,1	0,508	34,9	34,9	16710,1	16710,1	98,0	33,4	134,4	100,0	0,8
2026	0,6	0,1	0,4	942,0	84,2	0,508	33,5	33,5	16743,6	16743,6	98,1	32,1	166,5	100,0	1,0
2027	0,6	0,0	0,3	942,6	84,2	0,509	31,9	31,9	16775,6	16775,6	98,3	30,5	197,0	100,0	1,2
2028	0,5	0,0	0,3	943,1	84,3	0,509	30,2	30,2	16805,7	16805,7	98,4	28,8	225,8	100,0	1,4
2029	0,4	0,0	0,2	943,5	84,3	0,509	28,4	28,4	16834,1	16834,1	98,5	27,1	252,9	100,0	1,6
2030	2,8	0,3	1,6	946,4	84,6	0,511	70,9	70,9	16905,0	16905,0	96,0	68,1	321,0	100,0	2,0
2031	5,2	0,5	3,0	951,6	85,0	0,514	113,3	113,3	17018,3	17018,3	95,4	109,0	430,1	100,0	2,6
2032	5,1	0,5	3,1	956,7	85,5	0,516	111,6	111,6	17129,9	17129,9	95,4	107,3	537,4	100,0	3,3
2033	5,0	0,4	3,1	961,7	85,9	0,519	109,8	109,8	17239,7	17239,7	95,4	105,7	643,1	100,0	3,9
2034	4,9	0,4	3,1	966,6	86,4	0,522	108,2	108,2	17347,9	17347,9	95,5	104,1	747,2	100,0	4,5
2035	4,8	0,4	3,2	971,4	86,8	0,524	106,7	106,7	17454,6	17454,6	95,5	102,6	849,8	100,0	5,1
2036	4,7	0,4	3,2	976,2	87,2	0,527	105,2	105,2	17559,8	17559,8	95,5	101,2	951,0	100,0	5,6
2037	4,5	0,4	3,2	980,7	87,6	0,529	95,5	95,5	17655,3	17655,3	95,2	91,9	1042,9	100,0	6,1
2038	4,4	0,4	3,2	985,1	88,0	0,532	87,9	87,9	17743,2	17743,2	95,0	84,6	1127,5	100,0	6,6
2039	4,3	0,4	3,2	989,5	88,4	0,534	87,8	87,8	17831,0	17831,0	95,1	84,5	1212,0	100,0	7,1
2040	4,3	0,4	3,3	993,7	88,8	0,536	87,7	87,7	17918,7	17918,7	95,1	84,4	1296,5	100,0	7,5
2041	4,2	0,4	3,4	998,0	89,2	0,539	87,6	87,6	18006,4	18006,4	95,2	84,3	1380,8	100,0	8,0
2042	4,2	0,4	3,4	1002,1	89,6	0,541	87,5	87,5	18093,9	18093,9	95,3	84,3	1465,1	100,0	8,4
2043	4,1	0,4	3,5	1006,2	89,9	0,543	87,5	87,5	18181,4	18181,4	95,3	84,2	1549,2	100,0	8,8
2044	4,0	0,4	3,6	1010,2	90,3	0,545	87,4	87,4	18268,8	18268,8	95,4	84,1	1633,3	100,0	9,3
2045	4,0	0,4	3,7	1014,2	90,6	0,547	87,3	87,3	18356,0	18356,0	95,4	84,0	1717,3	100,0	9,7
2046	3,9	0,4	3,7	1018,1	91,0	0,549	87,2	87,2	18443,2	18443,2	95,5	83,9	1801,1	100,0	10,1
2047	3,9	0,3	3,8	1022,0	91,3	0,552	87,1	87,1	18530,4	18530,4	95,6	83,8	1884,9	100,0	10,6
2048	3,8	0,3	3,9	1025,8	91,7	0,554	87,0	87,0	18617,4	18617,4	95,6	83,7	1968,6	100,0	11,0
2049	3,8	0,3	4,0	1029,5	92,0	0,556	86,9	86,9	18704,3	18704,3	95,7	83,6	2052,2	100,0	11,4
2050	3,7	0,3	4,1	1033,2	92,3	0,558	86,9	86,9	18791,2	18791,2	95,7	83,5	2135,7	100,0	11,8
2051	3,6	0,3	4,2	1036,9	92,7	0,560	86,8	86,8	18877,9	18877,9	95,8	83,4	2219,1	100,0	12,2
2052	3,6	0,3	4,4	1040,5	93,0	0,562	86,7	86,7	18964,6	18964,6	95,9	83,3	2302,4	100,0	12,6
2053	3,5	0,3	4,5	1044,0	93,3	0,563	86,6	86,6	19051,2	19051,2	95,9	83,2	2385,6	100,0	13,0
2054	3,5	0,3	4,6	1047,5	93,6	0,565	86,5	86,5	19137,7	19137,7	96,0	83,1	2468,7	100,0	13,4
2055	3,4	0,3	4,8	1050,9	93,9	0,567	86,4	86,4	19224,1	19224,1	96,0	83,0	2551,8	100,0	13,8

Продолжение таблицы 4.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	3,4	0,3	5,0	1054,3	94,2	0,569	86,3	86,3	19310,5	19310,5	96,1	82,9	2634,7	100,0	14,2
2057	3,3	0,3	5,2	1057,7	94,5	0,571	86,2	86,2	19396,7	19396,7	96,1	82,9	2717,6	100,0	14,5
2058	3,3	0,3	5,4	1061,0	94,8	0,573	86,2	86,2	19482,9	19482,9	96,2	82,8	2800,3	100,0	14,9
2059	3,2	0,3	5,6	1064,2	95,1	0,574	86,1	86,1	19568,9	19568,9	96,2	82,7	2883,0	100,0	15,3
2060	3,2	0,3	5,8	1067,4	95,4	0,576	86,0	86,0	19654,9	19654,9	96,3	82,6	2965,6	100,0	15,7
2061	3,1	0,3	6,1	1070,5	95,7	0,578	85,9	85,9	19740,8	19740,8	96,3	82,5	3048,1	100,0	16,0
2062	3,1	0,3	6,4	1073,6	95,9	0,579	85,8	85,8	19826,6	19826,6	96,4	82,4	3130,4	100,0	16,4
2063	3,1	0,3	6,7	1076,7	96,2	0,581	85,7	85,7	19912,4	19912,4	96,4	82,3	3212,8	100,0	16,7
2064	3,0	0,3	7,1	1079,7	96,5	0,583	85,6	85,6	19998,0	19998,0	96,5	82,2	3295,0	100,0	17,1
2065	3,0	0,3	7,6	1082,7	96,8	0,584	85,6	85,6	20083,6	20083,6	96,5	82,1	3377,1	100,0	17,5
2066	2,9	0,3	8,1	1085,6	97,0	0,586	85,5	85,5	20169,1	20169,1	96,6	82,0	3459,1	100,0	17,8
2067	2,9	0,3	8,6	1088,5	97,3	0,587	85,4	85,4	20254,4	20254,4	96,6	81,9	3541,1	100,0	18,1
2068	2,8	0,3	9,3	1091,3	97,5	0,589	85,3	85,3	20339,7	20339,7	96,7	81,9	3622,9	100,0	18,5
2069	2,8	0,3	10,1	1094,2	97,8	0,590	85,2	85,2	20425,0	20425,0	96,7	81,8	3704,7	100,0	18,8
2070	2,8	0,2	11,1	1096,9	98,0	0,592	85,1	85,1	20510,1	20510,1	96,8	81,7	3786,4	100,0	19,2
2071	2,7	0,2	12,3	1099,6	98,3	0,593	85,0	85,0	20595,1	20595,1	96,8	81,6	3868,0	100,0	19,5
2072	2,4	0,2	12,5	1102,1	98,5	0,595	88,6	88,6	20683,7	20683,7	97,3	84,9	3952,9	100,0	19,8
2073	2,2	0,2	12,7	1104,2	98,7	0,596	88,5	88,5	20772,3	20772,3	97,6	84,8	4037,7	100,0	20,2
2074	1,9	0,2	13,0	1106,1	98,9	0,597	88,4	88,4	20860,7	20860,7	97,8	84,7	4122,3	100,0	20,5
2075	1,7	0,2	13,3	1107,8	99,0	0,598	88,3	88,3	20949,0	20949,0	98,1	84,5	4206,9	100,0	20,8
2076	1,5	0,1	13,7	1109,4	99,1	0,599	88,3	88,3	21037,3	21037,3	98,3	84,4	4291,3	100,0	21,2
2077	1,4	0,1	14,2	1110,7	99,3	0,599	88,2	88,2	21125,5	21125,5	98,5	84,3	4375,6	100,0	21,5
2078	1,2	0,1	14,7	1112,0	99,4	0,600	88,1	88,1	21213,5	21213,5	98,6	84,2	4459,7	100,0	21,8
2079	1,1	0,1	15,5	1113,0	99,5	0,601	88,0	88,0	21301,5	21301,5	98,8	84,1	4543,8	100,0	22,1
2080	1,0	0,1	16,4	1114,0	99,6	0,601	87,9	87,9	21389,4	21389,4	98,9	84,0	4627,8	100,0	22,5
2081	0,9	0,1	17,6	1114,9	99,6	0,602	87,8	87,8	21477,2	21477,2	99,0	83,9	4711,6	100,0	22,8
2082	0,8	0,1	19,1	1115,7	99,7	0,602	87,7	87,7	21565,0	21565,0	99,1	83,8	4795,4	100,0	23,1
2083	0,7	0,1	21,3	1116,4	99,8	0,602	87,6	87,6	21652,6	21652,6	99,2	83,7	4879,1	100,0	23,4
2084	0,6	0,1	24,4	1117,0	99,8	0,603	87,5	87,5	21740,1	21740,1	99,3	83,6	4962,6	100,0	23,7
2085	0,6	0,1	29,1	1117,6	99,9	0,603	87,5	87,5	21827,6	21827,6	99,3	83,5	5046,1	100,0	24,0
2086	0,5	0,0	37,2	1118,1	99,9	0,603	87,4	87,4	21915,0	21915,0	99,4	83,4	5129,5	100,0	24,3
2087	0,4	0,0	42,3	1118,5	100,0	0,604	87,3	87,3	22002,3	22002,3	99,6	83,3	5212,8	100,0	24,6
2088	0,3	0,0	65,0	1118,8	100,0	0,604	87,3	87,3	22089,5	22089,5	99,6	83,3	5296,0	100,0	24,9
2089	0,3	0,0	100,0	1119,1	100,0	0,604	87,3	87,3	22176,8	22176,8	99,7	83,3	5379,3	100,0	25,2

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 2 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	1,3	44,3	164,5
2023	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	1,2	46,9	173,9
2024	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	1,0	46,9	173,7
2025	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,9	45,7	169,2
2026	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,8	43,9	162,5
2027	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,7	41,8	154,6
2028	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,6	39,5	146,1
2029	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,6	37,2	137,4
2030	0	0	0	28	0	0	0	25,2	0	0	0	0	0	4	4	1	0,5	34,8	128,7
2031	1	1	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	5	5	1	0,9	37,0	153,5
2032	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	5	5	1	1,2	38,8	178,4
2033	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	5	5	1	1,2	37,1	170,4
2034	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	5	5	1	1,1	35,5	162,8
2035	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	5	5	1	1,1	33,9	155,7
2036	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	4	4	0	1	1	1	1,6	39,8	105,3
2037	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,3	74,5	66,0
2038	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,3	74,4	65,9
2039	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,2	74,3	65,8
2040	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,1	74,3	65,7
2041	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,0	74,2	65,6
2042	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,9	74,1	65,5
2043	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,9	74,0	65,4
2044	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,8	74,0	65,4
2045	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,1	82,1	65,3
2046	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,0	82,0	65,2
2047	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	4,0	81,9	65,1
2048	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,9	81,8	65,0
2049	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,8	81,8	65,0
2050	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,7	81,7	64,9
2051	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,7	81,6	64,8
2052	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,2	73,4	64,7
2053	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,2	73,3	64,6

Продолжение таблицы 4.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2054	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,1	73,2	64,6
2055	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,0	73,1	64,5
2056	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	3,0	73,1	64,4
2057	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,9	73,0	64,3
2058	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,9	72,9	64,2
2059	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,8	72,9	64,2
2060	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,7	72,8	64,1
2061	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,7	72,7	64,0
2062	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,6	72,6	63,9
2063	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,6	72,6	63,9
2064	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,5	72,5	63,8
2065	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,5	72,4	63,7
2066	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,4	72,3	63,6
2067	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,4	72,3	63,6
2068	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,3	72,2	63,5
2069	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,3	72,1	63,4
2070	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,2	72,1	63,3
2071	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,2	72,0	63,3
2072	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,2	71,9	63,2
2073	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,1	71,8	63,1
2074	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,1	71,8	63,0
2075	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,0	71,7	63,0
2076	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,0	71,6	62,9
2077	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	2,0	71,6	62,8
2078	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	1,7	74,9	65,7
2079	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	1,5	74,9	65,6
2080	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	1,3	74,8	65,5
2081	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	1,1	74,7	65,4
2082	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	1,0	74,6	65,3
2083	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,8	74,6	65,2
2084	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,7	74,5	65,1
2085	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,6	74,4	65,0
2086	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,6	74,3	64,9
2087	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,5	74,3	64,8
2088	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,4	74,2	64,8
2089	0	0	0	29	0	0	0	26,1	0	0	0	0	0	1	1	1	0,4	74,1	64,7

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 2 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	1,8	0,3	2,9	676,8	91,7	0,507	61,5	61,5	14303,4	14303,4	97,0	57,1	57,1	100,0	0,4
2023	1,6	0,2	2,7	678,5	91,9	0,508	65,1	65,1	14368,5	14368,5	97,5	60,3	117,3	100,0	0,9
2024	1,5	0,2	2,4	679,9	92,1	0,509	65,1	65,1	14433,5	14433,5	97,8	60,2	177,6	100,0	1,3
2025	1,3	0,2	2,2	681,2	92,3	0,510	63,4	63,4	14497,0	14497,0	98,0	58,7	236,2	100,0	1,7
2026	1,1	0,2	2,0	682,4	92,5	0,511	60,9	60,9	14557,9	14557,9	98,1	56,4	292,6	100,0	2,2
2027	1,0	0,1	1,8	683,4	92,6	0,512	58,0	58,0	14615,9	14615,9	98,3	53,6	346,2	100,0	2,5
2028	0,9	0,1	1,6	684,3	92,7	0,512	54,8	54,8	14670,8	14670,8	98,4	50,7	396,9	100,0	2,9
2029	0,8	0,1	1,5	685,1	92,8	0,513	51,6	51,6	14722,3	14722,3	98,5	47,7	444,5	100,0	3,2
2030	0,7	0,1	1,3	685,8	92,9	0,513	48,3	48,3	14770,7	14770,7	98,5	44,6	489,2	100,0	3,6
2031	1,4	0,2	2,7	687,2	93,1	0,514	57,4	57,4	14828,1	14828,1	97,5	53,2	542,4	100,0	3,9
2032	2,1	0,3	4,2	689,3	93,4	0,516	66,6	66,6	14894,8	14894,8	96,8	61,9	604,3	100,0	4,4
2033	2,0	0,3	4,2	691,4	93,7	0,518	63,7	63,7	14958,4	14958,4	96,8	59,1	663,3	100,0	4,8
2034	2,0	0,3	4,2	693,3	93,9	0,519	60,8	60,8	15019,3	15019,3	96,8	56,5	719,8	100,0	5,1
2035	1,9	0,3	4,2	695,2	94,2	0,520	58,2	58,2	15077,4	15077,4	96,8	54,0	773,8	100,0	5,5
2036	1,6	0,2	3,8	696,8	94,4	0,522	39,2	39,2	15116,7	15116,7	95,9	36,5	810,3	100,0	5,8
2037	1,4	0,2	3,5	698,3	94,6	0,523	24,5	24,5	15141,1	15141,1	94,2	22,9	833,2	100,0	5,9
2038	1,4	0,2	3,5	699,7	94,8	0,524	24,4	24,4	15165,6	15165,6	94,3	22,8	856,0	100,0	6,1
2039	1,4	0,2	3,6	701,0	95,0	0,525	24,4	24,4	15190,0	15190,0	94,4	22,8	878,8	100,0	6,2
2040	1,3	0,2	3,6	702,4	95,2	0,526	24,4	24,4	15214,4	15214,4	94,5	22,8	901,6	100,0	6,4
2041	1,3	0,2	3,7	703,7	95,4	0,527	24,4	24,4	15238,7	15238,7	94,6	22,8	924,3	100,0	6,5
2042	1,3	0,2	3,8	705,0	95,5	0,528	24,3	24,3	15263,1	15263,1	94,7	22,7	947,1	100,0	6,7
2043	1,3	0,2	3,8	706,2	95,7	0,529	24,3	24,3	15287,4	15287,4	94,8	22,7	969,8	100,0	6,8
2044	1,2	0,2	3,9	707,5	95,9	0,530	24,3	24,3	15311,7	15311,7	94,9	22,7	992,4	100,0	7,0
2045	1,2	0,2	4,0	708,7	96,0	0,530	24,3	24,3	15336,0	15336,0	95,0	22,6	1015,1	100,0	7,1
2046	1,2	0,2	4,1	709,9	96,2	0,531	24,2	24,2	15360,2	15360,2	95,1	22,6	1037,7	100,0	7,3
2047	1,2	0,2	4,2	711,1	96,4	0,532	24,2	24,2	15384,4	15384,4	95,2	22,6	1060,2	100,0	7,4
2048	1,1	0,2	4,3	712,2	96,5	0,533	24,2	24,2	15408,6	15408,6	95,3	22,6	1082,8	100,0	7,5
2049	1,1	0,2	4,4	713,3	96,7	0,534	24,2	24,2	15432,8	15432,8	95,4	22,5	1105,3	100,0	7,7
2050	1,1	0,1	4,5	714,4	96,8	0,535	24,1	24,1	15457,0	15457,0	95,4	22,5	1127,8	100,0	7,8
2051	1,1	0,1	4,6	715,5	97,0	0,536	24,1	24,1	15481,1	15481,1	95,5	22,5	1150,3	100,0	8,0
2052	1,1	0,1	4,7	716,6	97,1	0,536	24,1	24,1	15505,2	15505,2	95,6	22,4	1172,7	100,0	8,1
2053	1,0	0,1	4,8	717,6	97,2	0,537	24,1	24,1	15529,3	15529,3	95,7	22,4	1195,1	100,0	8,3
2054	1,0	0,1	5,0	718,6	97,4	0,538	24,1	24,1	15553,3	15553,3	95,8	22,4	1217,5	100,0	8,4
2055	1,0	0,1	5,1	719,6	97,5	0,539	24,0	24,0	15577,4	15577,4	95,9	22,4	1239,9	100,0	8,5

Продолжение таблицы 4.1.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	1,0	0,1	5,3	720,6	97,6	0,539	24,0	24,0	15601,4	15601,4	95,9	22,3	1262,2	100,0	8,7
2057	1,0	0,1	5,5	721,6	97,8	0,540	24,0	24,0	15625,3	15625,3	96,0	22,3	1284,5	100,0	8,8
2058	0,9	0,1	5,7	722,5	97,9	0,541	24,0	24,0	15649,3	15649,3	96,1	22,3	1306,8	100,0	9,0
2059	0,9	0,1	5,9	723,4	98,0	0,541	23,9	23,9	15673,2	15673,2	96,2	22,3	1329,0	100,0	9,1
2060	0,9	0,1	6,2	724,3	98,1	0,542	23,9	23,9	15697,1	15697,1	96,2	22,2	1351,3	100,0	9,2
2061	0,9	0,1	6,5	725,2	98,3	0,543	23,9	23,9	15721,0	15721,0	96,3	22,2	1373,5	100,0	9,4
2062	0,9	0,1	6,8	726,1	98,4	0,543	23,9	23,9	15744,9	15744,9	96,4	22,2	1395,6	100,0	9,5
2063	0,8	0,1	7,1	726,9	98,5	0,544	23,8	23,8	15768,7	15768,7	96,4	22,1	1417,8	100,0	9,7
2064	0,8	0,1	7,5	727,7	98,6	0,545	23,8	23,8	15792,5	15792,5	96,5	22,1	1439,9	100,0	9,8
2065	0,8	0,1	8,0	728,6	98,7	0,545	23,8	23,8	15816,3	15816,3	96,6	22,1	1462,0	100,0	9,9
2066	0,8	0,1	8,5	729,4	98,8	0,546	23,8	23,8	15840,1	15840,1	96,6	22,1	1484,1	100,0	10,1
2067	0,8	0,1	9,1	730,1	98,9	0,547	23,7	23,7	15863,8	15863,8	96,7	22,0	1506,1	100,0	10,2
2068	0,8	0,1	9,8	730,9	99,0	0,547	23,7	23,7	15887,6	15887,6	96,8	22,0	1528,1	100,0	10,3
2069	0,8	0,1	10,6	731,7	99,1	0,548	23,7	23,7	15911,3	15911,3	96,8	22,0	1550,1	100,0	10,5
2070	0,7	0,1	11,7	732,4	99,2	0,548	23,7	23,7	15934,9	15934,9	96,9	22,0	1572,1	100,0	10,6
2071	0,7	0,1	12,9	733,1	99,3	0,549	23,6	23,6	15958,6	15958,6	96,9	21,9	1594,0	100,0	10,7
2072	0,7	0,1	14,6	733,8	99,4	0,549	23,6	23,6	15982,2	15982,2	97,0	21,9	1615,9	100,0	10,9
2073	0,7	0,1	16,7	734,5	99,5	0,550	23,6	23,6	16005,8	16005,8	97,1	21,9	1637,8	100,0	11,0
2074	0,7	0,1	19,7	735,2	99,6	0,550	23,6	23,6	16029,4	16029,4	97,1	21,9	1659,7	100,0	11,1
2075	0,7	0,1	24,0	735,9	99,7	0,551	23,6	23,6	16052,9	16052,9	97,2	21,8	1681,5	100,0	11,2
2076	0,7	0,1	30,9	736,5	99,8	0,551	23,5	23,5	16076,5	16076,5	97,2	21,8	1703,3	100,0	11,4
2077	0,6	0,1	43,9	737,2	99,9	0,552	23,5	23,5	16100,0	16100,0	97,3	21,8	1725,1	100,0	11,5
2078	0,6	0,1	68,1	737,7	100,0	0,552	24,6	24,6	16124,6	16124,6	97,7	22,8	1747,9	100,0	11,6
2079	0,5	0,1	100,0	738,2	100,0	0,553	24,6	24,6	16149,2	16149,2	98,0	22,7	1770,6	100,0	11,8
2080	0,4	0,1	100,0	738,6	100,1	0,553	24,6	24,6	16173,7	16173,7	98,3	22,7	1793,3	100,0	11,9
2081	0,4	0,0	100,0	739,0	100,1	0,553	24,5	24,5	16198,3	16198,3	98,5	22,7	1816,0	100,0	12,0
2082	0,3	0,0	100,0	739,3	100,2	0,553	24,5	24,5	16222,8	16222,8	98,7	22,6	1838,6	100,0	12,2
2083	0,3	0,0	100,0	739,6	100,2	0,554	24,5	24,5	16247,3	16247,3	98,9	22,6	1861,2	100,0	12,3
2084	0,2	0,0	100,0	739,8	100,3	0,554	24,5	24,5	16271,7	16271,7	99,0	22,6	1883,8	100,0	12,4
2085	0,2	0,0	100,0	740,1	100,3	0,554	24,4	24,4	16296,2	16296,2	99,1	22,5	1906,3	100,0	12,6
2086	0,2	0,0	100,0	740,2	100,3	0,554	24,4	24,4	16320,6	16320,6	99,3	22,5	1928,8	100,0	12,7
2087	0,2	0,0	100,0	740,4	100,3	0,554	24,4	24,4	16345,0	16345,0	99,4	22,5	1951,3	100,0	12,8
2088	0,1	0,0	100,0	740,5	100,3	0,554	24,4	24,4	16369,4	16369,4	99,4	22,5	1973,8	100,0	12,9
2089	0,1	0,0	100,0	740,7	100,4	0,554	24,3	24,3	16393,7	16393,7	99,5	22,4	1996,2	100,0	13,1

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 3 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатирование с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	16	0	0	1	11,2	0	0	0	0	0	1	1	0	2,6	40,8	0,0
2025	0	0	0	16	0	0	3	11,2	0	0	0	0	0	4	4	0	2,4	44,6	0,0
2026	0	0	0	16	0	0	2	11,2	0	0	0	0	0	6	6	0	2,2	47,5	0,0
2027	0	0	0	16	0	0	0	11,2	0	0	0	0	0	6	6	0	2,0	47,8	0,0
2028	0	0	0	16	0	0	0	11,2	0	0	0	0	0	6	6	0	1,7	47,2	0,0
2029	0	0	0	16	0	0	0	11,2	0	0	0	0	0	6	6	0	1,5	46,0	0,0
2030	0	0	0	16	0	0	0	11,2	0	0	0	0	0	6	6	0	1,3	44,5	0,0
2031	2	2	0	18	0	0	0	12,6	0	0	0	0	0	8	8	0	1,6	47,3	0,0
2032	3	3	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	0	2,4	53,4	0,0
2033	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	0	2,6	55,3	0,0
2034	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	2	0	0	0	11	11	2	2,5	54,3	112,9
2035	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	2	0	0	0	11	11	4	2,5	53,4	112,3
2036	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	4	2,4	52,5	129,2
2037	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	4	2,3	51,7	127,1
2038	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	4	2,3	50,9	125,2
2039	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	4	2,2	50,2	123,5
2040	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	11	11	4	2,2	49,6	121,8
2041	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	1	1	0	10	10	4	2,2	49,0	120,4
2042	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	3	3	0	7	7	4	2,3	50,9	114,0
2043	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	2	2	0	5	5	4	3,2	60,5	94,2
2044	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,4	74,0	81,8
2045	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,3	73,9	81,7
2046	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,3	73,9	81,6
2047	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,2	73,8	81,5
2048	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,2	73,7	81,5
2049	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,2	73,6	81,4
2050	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,1	73,6	81,3
2051	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,1	73,5	81,2
2052	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,0	73,4	81,1
2053	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,0	73,3	81,0
2054	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	4,0	73,3	80,9
2055	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,9	73,2	80,8

Продолжение таблицы 4.1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2056	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,9	73,1	80,7
2057	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,8	73,0	80,6
2058	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,8	73,0	80,5
2059	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,8	72,9	80,4
2060	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,7	72,8	80,3
2061	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,7	72,8	80,3
2062	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,7	72,7	80,2
2063	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,6	72,6	80,1
2064	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,4	72,5	79,9
2065	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,4	72,5	79,8
2066	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,3	72,4	79,7
2067	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,3	72,3	79,6
2068	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,3	72,2	79,6
2069	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,2	72,2	79,5
2070	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,2	72,1	79,4
2071	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,2	72,0	79,3
2072	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	3,1	72,0	79,2
2073	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	2,9	73,1	80,4
2074	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	2,7	74,9	82,3
2075	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	2,4	74,8	82,1
2076	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	2,1	74,7	81,9
2077	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	1,8	74,7	81,7
2078	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	1,6	74,6	81,6
2079	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	1,4	74,5	81,4
2080	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	1,2	74,4	81,3
2081	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	1,0	74,4	81,1
2082	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,9	74,3	81,0
2083	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,8	74,2	80,9
2084	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,7	74,1	80,8
2085	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,6	74,1	80,7
2086	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,5	74,0	80,6
2087	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,5	73,9	80,5
2088	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,4	73,9	80,4
2089	0	0	0	21	0	0	0	14,7	0	0	0	0	0	5	5	4	0,3	73,8	80,3

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 3 участка. Вариант 2

Годы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленн ая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека емых запасов , %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненно сть продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсац ия отборов закачкой, %	Накопленн ая компенсац ия отборов закачкой, %
		началь ных	текущ их				всего	мехспо собом	всего	мехспосо бом		годова я	накопленн ая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	0,3	0,1	0,1	114,3	25,7	0,134	5,5	5,5	1217,1	1217,1	93,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	2,0	0,4	0,6	116,3	26,1	0,136	36,7	36,7	1253,7	1253,7	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	3,7	0,8	1,1	120,1	27,0	0,140	79,7	79,7	1333,4	1333,4	95,3	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	4,0	0,9	1,2	124,1	27,9	0,145	96,9	96,9	1430,3	1430,3	95,9	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	3,4	0,8	1,1	127,5	28,7	0,149	95,6	95,6	1525,9	1525,9	96,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	3,0	0,7	0,9	130,5	29,3	0,153	93,2	93,2	1619,1	1619,1	96,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	2,5	0,6	0,8	133,0	29,9	0,156	90,2	90,2	1709,2	1709,2	97,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	3,8	0,9	1,2	136,9	30,8	0,160	111,4	111,4	1820,7	1820,7	96,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	7,5	1,7	2,4	144,4	32,5	0,169	169,5	169,5	1990,2	1990,2	95,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	9,6	2,2	3,2	154,1	34,6	0,180	202,8	202,8	2193,0	2193,0	95,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	9,3	2,1	3,2	163,4	36,7	0,191	199,3	199,3	2392,3	2392,3	95,3	37,1	37,1	20,0	1,7
2035	9,1	2,0	3,2	172,5	38,8	0,202	195,9	195,9	2588,2	2588,2	95,4	114,8	151,9	63,0	6,3
2036	8,8	2,0	3,2	181,3	40,7	0,212	192,7	192,7	2780,8	2780,8	95,4	179,2	331,1	100,0	12,7
2037	8,6	1,9	3,3	189,9	42,7	0,222	189,6	189,6	2970,5	2970,5	95,5	176,4	507,5	100,0	18,3
2038	8,4	1,9	3,3	198,3	44,6	0,232	186,8	186,8	3157,3	3157,3	95,5	173,7	681,1	100,0	23,1
2039	8,2	1,8	3,3	206,5	46,4	0,241	184,2	184,2	3341,4	3341,4	95,5	171,2	852,4	100,0	27,3
2040	8,0	1,8	3,4	214,5	48,2	0,251	181,8	181,8	3523,2	3523,2	95,6	169,0	1021,4	100,0	31,0
2041	7,9	1,8	3,4	222,4	50,0	0,260	179,6	179,6	3702,9	3702,9	95,6	167,0	1188,4	100,0	34,4
2042	7,7	1,7	3,5	230,1	51,7	0,269	170,0	170,0	3872,8	3872,8	95,5	158,1	1346,5	100,0	37,2
2043	7,4	1,7	3,4	237,5	53,4	0,278	140,2	140,2	4013,1	4013,1	94,7	130,7	1477,2	100,0	39,4
2044	7,2	1,6	3,5	244,7	55,0	0,286	121,5	121,5	4134,6	4134,6	94,1	113,5	1590,7	100,0	41,2
2045	7,1	1,6	3,5	251,8	56,6	0,294	121,4	121,4	4256,0	4256,0	94,1	113,4	1704,0	100,0	42,9
2046	7,0	1,6	3,6	258,8	58,2	0,303	121,3	121,3	4377,4	4377,4	94,2	113,2	1817,3	100,0	44,5
2047	7,0	1,6	3,7	265,8	59,7	0,311	121,2	121,2	4498,5	4498,5	94,2	113,1	1930,4	100,0	46,0
2048	6,9	1,6	3,9	272,7	61,3	0,319	121,1	121,1	4619,6	4619,6	94,3	113,0	2043,4	100,0	47,4
2049	6,8	1,5	4,0	279,5	62,8	0,327	120,9	120,9	4740,5	4740,5	94,4	112,8	2156,2	100,0	48,7
2050	6,8	1,5	4,1	286,3	64,3	0,335	120,8	120,8	4861,4	4861,4	94,4	112,7	2268,9	100,0	50,0
2051	6,7	1,5	4,2	293,0	65,8	0,343	120,7	120,7	4982,1	4982,1	94,5	112,6	2381,5	100,0	51,2
2052	6,6	1,5	4,4	299,6	67,3	0,350	120,6	120,6	5102,6	5102,6	94,5	112,5	2494,0	100,0	52,3
2053	6,6	1,5	4,5	306,2	68,8	0,358	120,5	120,5	5223,1	5223,1	94,6	112,3	2606,3	100,0	53,4
2054	6,5	1,5	4,7	312,7	70,3	0,366	120,3	120,3	5343,4	5343,4	94,6	112,2	2718,5	100,0	54,5
2055	6,4	1,4	4,9	319,1	71,7	0,373	120,2	120,2	5463,7	5463,7	94,6	112,1	2830,6	100,0	55,5
2056	6,4	1,4	5,1	325,5	73,1	0,381	120,1	120,1	5583,8	5583,8	94,7	111,9	2942,5	100,0	56,4
2057	6,3	1,4	5,3	331,8	74,6	0,388	120,0	120,0	5703,7	5703,7	94,7	111,8	3054,4	100,0	57,4

Продолжение таблицы 4.1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2058	6,2	1,4	5,5	338,0	76,0	0,395	119,9	119,9	5823,6	5823,6	94,8	111,7	3166,1	100,0	58,2
2059	6,2	1,4	5,8	344,2	77,4	0,403	119,7	119,7	5943,3	5943,3	94,8	111,6	3277,6	100,0	59,1
2060	6,1	1,4	6,1	350,3	78,7	0,410	119,6	119,6	6062,9	6062,9	94,9	111,4	3389,1	100,0	59,9
2061	6,1	1,4	6,4	356,4	80,1	0,417	119,5	119,5	6182,4	6182,4	94,9	111,3	3500,4	100,0	60,7
2062	6,0	1,3	6,8	362,4	81,4	0,424	119,4	119,4	6301,8	6301,8	95,0	111,2	3611,6	100,0	61,4
2063	5,9	1,3	7,2	368,3	82,8	0,431	119,3	119,3	6421,1	6421,1	95,0	111,1	3722,6	100,0	62,1
2064	5,6	1,3	7,3	373,9	84,0	0,437	119,1	119,1	6540,2	6540,2	95,3	110,9	3833,5	100,0	62,8
2065	5,5	1,2	7,8	379,4	85,3	0,444	119,0	119,0	6659,2	6659,2	95,4	110,7	3944,2	100,0	63,5
2066	5,5	1,2	8,3	384,9	86,5	0,450	118,9	118,9	6778,1	6778,1	95,4	110,6	4054,8	100,0	64,1
2067	5,4	1,2	9,0	390,3	87,7	0,457	118,8	118,8	6896,9	6896,9	95,4	110,5	4165,3	100,0	64,7
2068	5,4	1,2	9,8	395,7	88,9	0,463	118,7	118,7	7015,6	7015,6	95,5	110,3	4275,6	100,0	65,3
2069	5,3	1,2	10,7	401,0	90,1	0,469	118,5	118,5	7134,1	7134,1	95,5	110,2	4385,8	100,0	65,9
2070	5,2	1,2	11,9	406,2	91,3	0,475	118,4	118,4	7252,6	7252,6	95,6	110,1	4495,9	100,0	66,4
2071	5,2	1,2	13,4	411,4	92,4	0,481	118,3	118,3	7370,9	7370,9	95,6	110,0	4605,9	100,0	67,0
2072	5,1	1,2	15,3	416,5	93,6	0,487	118,2	118,2	7489,1	7489,1	95,7	109,9	4715,8	100,0	67,5
2073	4,8	1,1	16,8	421,3	94,7	0,493	120,1	120,1	7609,2	7609,2	96,0	111,5	4827,3	100,0	68,0
2074	4,4	1,0	18,7	425,7	95,7	0,498	123,0	123,0	7732,2	7732,2	96,4	114,1	4941,4	100,0	68,5
2075	3,9	0,9	20,1	429,6	96,5	0,502	122,9	122,9	7855,1	7855,1	96,8	113,8	5055,2	100,0	69,0
2076	3,4	0,8	21,9	433,0	97,3	0,506	122,8	122,8	7977,9	7977,9	97,2	113,6	5168,8	100,0	69,5
2077	2,9	0,7	24,5	435,9	98,0	0,510	122,6	122,6	8100,5	8100,5	97,6	113,3	5282,1	100,0	69,9
2078	2,6	0,6	28,3	438,5	98,5	0,513	122,5	122,5	8223,0	8223,0	97,9	113,1	5395,2	100,0	70,4
2079	2,2	0,5	34,5	440,7	99,0	0,515	122,4	122,4	8345,4	8345,4	98,2	112,9	5508,1	100,0	70,8
2080	2,0	0,4	45,9	442,7	99,5	0,518	122,3	122,3	8467,7	8467,7	98,4	112,7	5620,9	100,0	71,2
2081	1,7	0,4	74,0	444,4	99,9	0,520	122,2	122,2	8589,9	8589,9	98,6	112,5	5733,4	100,0	71,6
2082	1,5	0,3	100,0	445,9	100,2	0,522	122,0	122,0	8711,9	8711,9	98,8	112,4	5845,8	100,0	72,0
2083	1,3	0,3	100,0	447,2	100,5	0,523	121,9	121,9	8833,8	8833,8	98,9	112,2	5958,0	100,0	72,4
2084	1,1	0,3	100,0	448,3	100,7	0,524	121,8	121,8	8955,6	8955,6	99,1	112,0	6070,0	100,0	72,8
2085	1,0	0,2	100,0	449,3	101,0	0,526	121,7	121,7	9077,3	9077,3	99,2	111,9	6181,9	100,0	73,1
2086	0,9	0,2	100,0	450,2	101,2	0,527	121,5	121,5	9198,8	9198,8	99,3	111,8	6293,7	100,0	73,5
2087	0,8	0,2	100,0	450,9	101,3	0,527	121,4	121,4	9320,2	9320,2	99,4	111,6	6405,3	100,0	73,8
2088	0,7	0,1	100,0	451,6	101,5	0,528	121,4	121,4	9441,6	9441,6	99,5	111,5	6516,8	100,0	74,2
2089	0,6	0,1	100,0	452,1	101,6	0,529	121,3	121,3	9562,9	9562,9	99,5	111,4	6628,2	100,0	74,5

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 3 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2033	2	2	0	7	0	0	0	10,5	0	2	0	0	0	2	2	2	4,9	74,9	70,7
2034	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,8	74,9	66,9
2035	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,6	74,8	66,8
2036	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,5	74,7	66,7
2037	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,4	74,6	66,6
2038	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,3	74,6	66,5
2039	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,2	74,5	66,4
2040	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,1	74,4	66,3
2041	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	4,0	74,3	66,2
2042	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,9	74,3	66,1
2043	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,8	74,2	66,0
2044	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,7	74,1	65,9
2045	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,6	74,0	65,9
2046	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,5	74,0	65,8
2047	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,4	73,9	65,7
2048	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,4	73,8	65,6
2049	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,3	73,7	65,5
2050	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,2	73,7	65,4
2051	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,1	73,6	65,3
2052	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,0	73,5	65,3
2053	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	3,0	73,4	65,2
2054	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,9	73,4	65,1
2055	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,8	73,3	65,0
2056	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,7	73,2	64,9
2057	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,7	73,1	64,8
2058	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,6	73,1	64,8
2059	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,5	73,0	64,7
2060	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,5	72,9	64,6
2061	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,4	72,9	64,5
2062	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,4	72,8	64,4
2063	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,3	72,7	64,4
2064	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,2	72,6	64,3

Продолжение таблицы 4.1.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2065	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,2	72,6	64,2
2066	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,1	72,5	64,1
2067	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,1	72,4	64,1
2068	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,0	72,3	64,0
2069	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	2,0	72,3	63,9
2070	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,9	72,2	63,8
2071	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,9	72,1	63,7
2072	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,8	72,1	63,7
2073	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,8	72,0	63,6
2074	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,7	71,9	63,5
2075	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,7	71,8	63,4
2076	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,7	71,8	63,4
2077	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,6	71,7	63,3
2078	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,6	71,6	63,2
2079	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,4	74,9	66,1
2080	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,2	74,9	66,0
2081	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,1	74,8	65,9
2082	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,1	74,7	65,8
2083	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,0	74,6	65,7
2084	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,1	74,6	65,7
2085	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,0	74,5	65,6
2086	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,1	74,4	65,5
2087	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	1,0	74,3	65,4
2088	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	0,9	74,3	65,4
2089	0	0	0	7	0	0	0	10,5	0	0	0	0	0	2	2	2	0,9	74,2	65,3

Таблица 4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 3 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2033	1,6	1,0	1,6	62,6	39,1	0,199	24,6	24,6	275,7	275,7	93,5	23,2	23,2	100,0	8,5
2034	3,1	2,0	3,2	65,7	41,1	0,209	49,2	49,2	324,9	324,9	93,6	46,4	69,6	100,0	21,8
2035	3,0	1,9	3,2	68,8	43,0	0,219	49,1	49,1	374,0	374,0	93,8	46,3	115,9	100,0	31,8
2036	3,0	1,9	3,3	71,7	44,8	0,228	49,1	49,1	423,1	423,1	93,9	46,2	162,2	100,0	39,4
2037	2,9	1,8	3,3	74,6	46,7	0,238	49,0	49,0	472,1	472,1	94,1	46,2	208,3	100,0	45,5
2038	2,8	1,8	3,3	77,5	48,4	0,247	49,0	49,0	521,1	521,1	94,2	46,1	254,4	100,0	50,5
2039	2,8	1,7	3,3	80,2	50,1	0,256	48,9	48,9	570,0	570,0	94,4	46,0	300,5	100,0	54,7
2040	2,7	1,7	3,4	82,9	51,8	0,264	48,9	48,9	618,9	618,9	94,5	46,0	346,5	100,0	58,2
2041	2,6	1,6	3,4	85,5	53,5	0,272	48,8	48,8	667,7	667,7	94,6	45,9	392,4	100,0	61,2
2042	2,6	1,6	3,4	88,1	55,1	0,281	48,8	48,8	716,5	716,5	94,8	45,9	438,3	100,0	63,8
2043	2,5	1,6	3,5	90,6	56,6	0,289	48,7	48,7	765,2	765,2	94,9	45,8	484,1	100,0	66,0
2044	2,4	1,5	3,5	93,0	58,1	0,296	48,7	48,7	813,9	813,9	95,0	45,7	529,8	100,0	68,0
2045	2,4	1,5	3,5	95,4	59,6	0,304	48,6	48,6	862,6	862,6	95,1	45,7	575,5	100,0	69,8
2046	2,3	1,4	3,6	97,7	61,1	0,311	48,6	48,6	911,2	911,2	95,2	45,6	621,1	100,0	71,4
2047	2,3	1,4	3,6	100,0	62,5	0,318	48,5	48,5	959,7	959,7	95,3	45,6	666,6	100,0	72,8
2048	2,2	1,4	3,7	102,2	63,9	0,325	48,5	48,5	1008,2	1008,2	95,5	45,5	712,1	100,0	74,1
2049	2,1	1,3	3,7	104,3	65,2	0,332	48,4	48,4	1056,6	1056,6	95,6	45,4	757,6	100,0	75,3
2050	2,1	1,3	3,8	106,4	66,5	0,339	48,4	48,4	1105,0	1105,0	95,7	45,4	802,9	100,0	76,3
2051	2,0	1,3	3,8	108,5	67,8	0,345	48,3	48,3	1153,4	1153,4	95,8	45,3	848,2	100,0	77,3
2052	2,0	1,2	3,9	110,5	69,0	0,352	48,3	48,3	1201,7	1201,7	95,9	45,3	893,5	100,0	78,2
2053	1,9	1,2	3,9	112,4	70,2	0,358	48,3	48,3	1249,9	1249,9	96,0	45,2	938,7	100,0	79,0
2054	1,9	1,2	4,0	114,3	71,4	0,364	48,2	48,2	1298,1	1298,1	96,1	45,1	983,8	100,0	79,8
2055	1,8	1,2	4,0	116,1	72,6	0,370	48,2	48,2	1346,3	1346,3	96,2	45,1	1028,9	100,0	80,5
2056	1,8	1,1	4,1	117,9	73,7	0,376	48,1	48,1	1394,4	1394,4	96,3	45,0	1073,9	100,0	81,2
2057	1,8	1,1	4,2	119,7	74,8	0,381	48,1	48,1	1442,5	1442,5	96,3	45,0	1118,9	100,0	81,8
2058	1,7	1,1	4,3	121,4	75,9	0,387	48,0	48,0	1490,5	1490,5	96,4	44,9	1163,8	100,0	82,4
2059	1,7	1,0	4,3	123,1	76,9	0,392	48,0	48,0	1538,4	1538,4	96,5	44,9	1208,7	100,0	82,9
2060	1,6	1,0	4,4	124,7	78,0	0,397	47,9	47,9	1586,3	1586,3	96,6	44,8	1253,5	100,0	83,4
2061	1,6	1,0	4,5	126,3	78,9	0,402	47,9	47,9	1634,2	1634,2	96,7	44,7	1298,2	100,0	83,9
2062	1,6	1,0	4,6	127,9	79,9	0,407	47,8	47,8	1682,0	1682,0	96,8	44,7	1342,9	100,0	84,4
2063	1,5	0,9	4,7	129,4	80,9	0,412	47,8	47,8	1729,8	1729,8	96,8	44,6	1387,6	100,0	84,8
2064	1,5	0,9	4,8	130,9	81,8	0,417	47,7	47,7	1777,5	1777,5	96,9	44,6	1432,1	100,0	85,2
2065	1,4	0,9	4,9	132,3	82,7	0,421	47,7	47,7	1825,2	1825,2	97,0	44,5	1476,7	100,0	85,6
2066	1,4	0,9	5,1	133,7	83,6	0,426	47,6	47,6	1872,8	1872,8	97,1	44,5	1521,1	100,0	85,9

Продолжение таблицы 4.1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2067	1,4	0,9	5,2	135,1	84,4	0,430	47,6	47,6	1920,4	1920,4	97,1	44,4	1565,5	100,0	86,3
2068	1,3	0,8	5,4	136,4	85,3	0,434	47,5	47,5	1967,9	1967,9	97,2	44,4	1609,9	100,0	86,6
2069	1,3	0,8	5,5	137,7	86,1	0,439	47,5	47,5	2015,4	2015,4	97,3	44,3	1654,2	100,0	86,9
2070	1,3	0,8	5,7	139,0	86,9	0,443	47,4	47,4	2062,9	2062,9	97,3	44,3	1698,5	100,0	87,2
2071	1,2	0,8	5,9	140,2	87,6	0,447	47,4	47,4	2110,3	2110,3	97,4	44,2	1742,7	100,0	87,5
2072	1,2	0,8	6,1	141,4	88,4	0,450	47,3	47,3	2157,6	2157,6	97,4	44,2	1786,8	100,0	87,8
2073	1,2	0,7	6,3	142,6	89,1	0,454	47,3	47,3	2204,9	2204,9	97,5	44,1	1831,0	100,0	88,0
2074	1,1	0,7	6,6	143,8	89,8	0,458	47,2	47,2	2252,1	2252,1	97,6	44,1	1875,0	100,0	88,3
2075	1,1	0,7	6,9	144,9	90,5	0,461	47,2	47,2	2299,3	2299,3	97,6	44,0	1919,0	100,0	88,5
2076	1,1	0,7	7,2	146,0	91,2	0,465	47,2	47,2	2346,5	2346,5	97,7	43,9	1963,0	100,0	88,7
2077	1,1	0,7	7,6	147,0	91,9	0,468	47,1	47,1	2393,6	2393,6	97,7	43,9	2006,8	100,0	89,0
2078	1,0	0,7	8,0	148,1	92,5	0,472	47,1	47,1	2440,7	2440,7	97,8	43,8	2050,7	100,0	89,2
2079	0,9	0,6	7,7	149,0	93,1	0,475	49,2	49,2	2489,9	2489,9	98,1	45,8	2096,5	100,0	89,4
2080	0,8	0,5	7,4	149,8	93,6	0,477	49,2	49,2	2539,1	2539,1	98,3	45,7	2142,3	100,0	89,6
2081	0,7	0,5	7,1	150,5	94,1	0,479	49,1	49,1	2588,2	2588,2	98,5	45,7	2187,9	100,0	89,8
2082	0,7	0,5	7,9	151,3	94,6	0,482	49,1	49,1	2637,3	2637,3	98,5	45,6	2233,6	100,0	90,0
2083	0,7	0,4	7,7	152,0	95,0	0,484	49,0	49,0	2686,3	2686,3	98,6	45,6	2279,1	100,0	90,1
2084	0,7	0,4	8,8	152,7	95,4	0,486	49,0	49,0	2735,3	2735,3	98,6	45,5	2324,7	100,0	90,3
2085	0,6	0,4	8,8	153,3	95,8	0,488	48,9	48,9	2784,2	2784,2	98,7	45,5	2370,1	100,0	90,5
2086	0,7	0,4	10,4	154,0	96,3	0,490	48,9	48,9	2833,1	2833,1	98,6	45,4	2415,6	100,0	90,7
2087	0,7	0,4	10,9	154,7	96,7	0,493	48,8	48,8	2881,9	2881,9	98,7	45,4	2461,0	100,0	90,8
2088	0,6	0,4	11,5	155,3	97,0	0,495	48,8	48,8	2930,7	2930,7	98,7	45,3	2506,3	100,0	91,0
2089	0,6	0,4	12,2	155,9	97,4	0,496	48,7	48,7	2979,4	2979,4	98,8	45,3	2551,6	100,0	91,1

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	1,2	39,6	73,0
2023	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	1,1	43,8	80,6
2024	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	1,0	45,6	83,8
2025	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	1,0	52,2	95,8
2026	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	1,0	53,7	98,6
2027	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,9	54,8	100,5
2028	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,9	55,4	101,7
2029	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,8	55,8	102,4
2030	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,8	56,0	102,8
2031	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,7	56,0	102,8
2032	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,7	55,9	102,5
2033	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,6	55,7	102,1
2034	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,6	55,4	101,5
2035	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,6	55,0	100,7
2036	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,5	54,5	99,9
2037	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,5	54,1	99,0
2038	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,5	53,6	98,1
2039	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,4	53,0	97,1
2040	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,4	52,5	96,2
2041	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,4	52,0	95,2
2042	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,4	51,5	94,2
2043	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	50,9	93,2
2044	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	50,4	92,3
2045	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	50,0	91,4
2046	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	49,5	90,6
2047	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	49,1	89,8
2048	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,3	48,7	89,1
2049	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	48,4	88,5
2050	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	45,6	83,5
2051	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	43,0	78,6
2052	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	40,5	74,0
2053	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	38,1	69,7

Продолжение таблицы 4.1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2054	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	35,9	65,7
2055	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	33,8	61,8
2056	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,2	31,8	58,2
2057	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	30,0	54,8
2058	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	28,2	51,7
2059	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	26,6	48,6
2060	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	25,0	45,8
2061	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	23,6	43,1
2062	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	0	0	0	10	10	5	0,1	22,2	40,6
2063	0	0	0	30	0	0	0	21	0	0	15	10	5	0	0	0	0,1	20,9	38,3

Таблица 4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленн ая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека емых запасов , %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненно сть продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсац ия отборов закачкой, %	Накопленн ая компенсац ия отборов закачкой, %
		началь ных	текущ их				всего	мехспо собом	всего	мехспосо бом		годова я	накопленн ая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	4,1	0,5	7,0	774,1	93,4	0,487	137,3	137,3	23723,0	23723,0	97,0	126,5	688,3	100,0	3,1
2023	3,8	0,5	6,9	777,9	93,8	0,490	151,8	151,8	23874,8	23874,8	97,5	139,7	828,0	100,0	3,8
2024	3,4	0,4	6,7	781,3	94,2	0,492	158,1	158,1	24033,0	24033,0	97,8	145,4	973,4	100,0	4,4
2025	3,5	0,4	7,4	784,9	94,7	0,494	180,9	180,9	24213,9	24213,9	98,0	166,2	1139,5	100,0	5,1
2026	3,3	0,4	7,6	788,2	95,1	0,496	186,3	186,3	24400,1	24400,1	98,2	171,0	1310,5	100,0	5,8
2027	3,1	0,4	7,7	791,4	95,5	0,498	189,9	189,9	24590,0	24590,0	98,3	174,3	1484,8	100,0	6,5
2028	3,0	0,4	7,9	794,3	95,8	0,500	192,3	192,3	24782,3	24782,3	98,5	176,4	1661,2	100,0	7,3
2029	2,8	0,3	8,0	797,1	96,2	0,502	193,6	193,6	24975,9	24975,9	98,6	177,6	1838,8	100,0	8,0
2030	2,6	0,3	8,2	799,7	96,5	0,503	194,3	194,3	25170,2	25170,2	98,6	178,2	2017,0	100,0	8,7
2031	2,5	0,3	8,5	802,2	96,8	0,505	194,3	194,3	25364,5	25364,5	98,7	178,1	2195,1	100,0	9,4
2032	2,3	0,3	8,7	804,5	97,0	0,506	193,9	193,9	25558,4	25558,4	98,8	177,7	2372,8	100,0	10,1
2033	2,2	0,3	9,0	806,7	97,3	0,508	193,1	193,1	25751,5	25751,5	98,9	176,9	2549,8	100,0	10,7
2034	2,1	0,2	9,3	808,8	97,6	0,509	192,0	192,0	25943,5	25943,5	98,9	175,9	2725,7	100,0	11,4
2035	1,9	0,2	9,6	810,7	97,8	0,510	190,7	190,7	26134,2	26134,2	99,0	174,7	2900,3	100,0	12,0
2036	1,8	0,2	10,0	812,6	98,0	0,511	189,1	189,1	26323,3	26323,3	99,0	173,2	3073,6	100,0	12,7
2037	1,7	0,2	10,5	814,3	98,2	0,512	187,5	187,5	26510,8	26510,8	99,1	171,7	3245,3	100,0	13,3
2038	1,6	0,2	11,1	815,9	98,4	0,513	185,7	185,7	26696,5	26696,5	99,1	170,1	3415,4	100,0	13,9
2039	1,5	0,2	11,7	817,5	98,6	0,514	183,9	183,9	26880,5	26880,5	99,2	168,4	3583,8	100,0	14,5
2040	1,4	0,2	12,5	818,9	98,8	0,515	182,1	182,1	27062,6	27062,6	99,2	166,7	3750,5	100,0	15,0
2041	1,4	0,2	13,4	820,3	98,9	0,516	180,3	180,3	27242,8	27242,8	99,2	165,0	3915,5	100,0	15,6
2042	1,3	0,2	14,6	821,5	99,1	0,517	178,4	178,4	27421,3	27421,3	99,3	163,3	4078,8	100,0	16,1
2043	1,2	0,1	16,1	822,7	99,2	0,518	176,6	176,6	27597,9	27597,9	99,3	161,6	4240,4	100,0	16,7
2044	1,1	0,1	18,1	823,9	99,4	0,518	174,9	174,9	27772,8	27772,8	99,4	160,0	4400,4	100,0	17,2
2045	1,1	0,1	20,8	824,9	99,5	0,519	173,2	173,2	27946,1	27946,1	99,4	158,5	4559,0	100,0	17,7
2046	1,0	0,1	24,8	825,9	99,6	0,520	171,7	171,7	28117,8	28117,8	99,4	157,1	4716,0	100,0	18,2
2047	0,9	0,1	31,1	826,9	99,7	0,520	170,2	170,2	28288,0	28288,0	99,4	155,7	4871,8	100,0	18,7
2048	0,9	0,1	42,4	827,8	99,9	0,521	168,9	168,9	28456,9	28456,9	99,5	154,5	5026,3	100,0	19,2
2049	0,8	0,1	69,4	828,6	100,0	0,521	167,7	167,7	28624,6	28624,6	99,5	153,4	5179,7	100,0	19,6
2050	0,8	0,1	100,0	829,4	100,1	0,522	158,2	158,2	28782,9	28782,9	99,5	144,7	5324,4	100,0	20,1
2051	0,7	0,1	100,0	830,2	100,1	0,522	149,0	149,0	28931,9	28931,9	99,5	136,3	5460,7	100,0	20,5
2052	0,7	0,1	100,0	830,9	100,2	0,523	140,3	140,3	29072,3	29072,3	99,5	128,4	5589,1	100,0	20,9
2053	0,7	0,1	100,0	831,5	100,3	0,523	132,2	132,2	29204,4	29204,4	99,5	120,9	5710,0	100,0	21,2
2054	0,6	0,1	100,0	832,2	100,4	0,524	124,5	124,5	29328,9	29328,9	99,5	113,8	5823,8	100,0	21,6
2055	0,6	0,1	100,0	832,7	100,5	0,524	117,2	117,2	29446,1	29446,1	99,5	107,2	5931,0	100,0	21,9
2056	0,6	0,1	100,0	833,3	100,5	0,524	110,4	110,4	29556,5	29556,5	99,5	101,0	6032,0	100,0	22,2

Продолжение таблицы 4.1.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2057	0,5	0,1	100,0	833,8	100,6	0,525	104,0	104,0	29660,5	29660,5	99,5	95,1	6127,1	100,0	22,4
2058	0,5	0,1	100,0	834,3	100,6	0,525	97,9	97,9	29758,4	29758,4	99,5	89,6	6216,7	100,0	22,7
2059	0,5	0,1	100,0	834,8	100,7	0,525	92,2	92,2	29850,6	29850,6	99,5	84,3	6301,0	100,0	22,9
2060	0,4	0,1	100,0	835,2	100,7	0,526	86,8	86,8	29937,5	29937,5	99,5	79,4	6380,4	100,0	23,1
2061	0,4	0,0	100,0	835,6	100,8	0,526	81,8	81,8	30019,3	30019,3	99,5	74,8	6455,2	100,0	23,4
2062	0,4	0,0	100,0	836,0	100,8	0,526	77,0	77,0	30096,3	30096,3	99,5	70,4	6525,7	100,0	23,5
2063	0,2	0,0	100,0	836,2	100,9	0,526	34,4	34,4	30130,7	30130,7	99,5	31,4	6557,1	100,0	23,6

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин. II объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,6	51,8	0,0
2023	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,4	57,3	0,0
2024	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,3	59,6	0,0
2025	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	60,5	0,0
2026	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	60,5	0,0
2027	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	1,0	59,8	0,0
2028	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	0,9	58,8	0,0
2029	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	0,8	57,4	0,0
2030	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	0,8	55,9	0,0
2031	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	0,7	54,3	0,0
2032	0	0	0	65	0	0	0	52	0	0	0	0	0	1	1	0	0,6	52,6	0,0
2033	1	1	0	66	0	0	0	52,8	0	0	0	0	0	2	2	0	2,0	58,6	0,0
2034	3	3	0	69	0	0	0	55,2	0	0	0	0	0	5	5	0	3,6	67,2	0,0
2035	3	3	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	0	4,2	70,4	0,0
2036	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	2	0	0	0	8	8	2	4,3	71,0	137,9
2037	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	2	0	0	0	8	8	4	4,2	70,7	141,2
2038	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	4,2	70,4	129,5
2039	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	4,1	70,1	129,0
2040	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	4,1	69,8	128,5
2041	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	4,0	69,6	128,0
2042	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	4,0	69,3	127,5
2043	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,9	69,1	127,0
2044	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,9	68,8	126,6
2045	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,8	68,6	126,1
2046	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,8	68,4	125,7
2047	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,8	68,1	125,3
2048	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	8	8	4	3,7	67,9	124,9
2049	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	1	1	0	7	7	4	3,9	70,7	121,1
2050	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	4,2	73,8	117,9
2051	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	4,1	73,7	117,8
2052	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	4,1	73,6	117,6
2053	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	4,0	73,5	117,5

Продолжение таблицы 4.1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2054	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	4,0	73,5	117,4
2055	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,9	73,4	117,2
2056	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,9	73,3	117,1
2057	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,9	73,2	117,0
2058	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,8	73,2	116,8
2059	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,8	73,1	116,7
2060	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,7	73,0	116,6
2061	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,7	72,9	116,5
2062	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,6	72,9	116,3
2063	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,6	72,8	116,2
2064	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,6	72,7	116,1
2065	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,5	72,7	115,9
2066	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,5	72,6	115,8
2067	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,5	72,5	115,7
2068	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,4	72,4	115,6
2069	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,4	72,4	115,4
2070	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,3	72,3	115,3
2071	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,3	72,2	115,2
2072	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,3	72,2	115,1
2073	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,2	72,1	114,9
2074	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,2	72,0	114,8
2075	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,2	71,9	114,7
2076	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,1	71,9	114,6
2077	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,1	71,8	114,4
2078	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,1	71,7	114,3
2079	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,0	71,6	114,2
2080	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,0	71,6	114,1
2081	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	3,0	71,5	113,9
2082	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	2,7	73,5	116,9
2083	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	2,4	74,9	119,1
2084	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	2,1	74,8	118,9
2085	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	1,9	74,7	118,7
2086	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	1,7	74,7	118,5
2087	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	1,5	74,6	118,3
2088	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	1,3	74,5	118,2
2089	0	0	0	72	0	0	0	57,6	0	0	0	0	0	7	7	4	1,2	74,4	118,0

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. II объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехпособом	всего	мехпособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0,5	0,0	0,1	1326,5	74,1	0,329	18,0	18,0	23060,4	23060,4	97,0	0,0	169,6	0,0	0,8
2023	0,5	0,0	0,1	1327,0	74,1	0,329	19,9	19,9	23080,2	23080,2	97,5	0,0	169,6	0,0	0,8
2024	0,4	0,0	0,1	1327,5	74,1	0,329	20,7	20,7	23100,9	23100,9	97,8	0,0	169,6	0,0	0,8
2025	0,4	0,0	0,1	1327,9	74,1	0,329	21,0	21,0	23121,9	23121,9	98,0	0,0	169,6	0,0	0,8
2026	0,4	0,0	0,1	1328,3	74,2	0,329	21,0	21,0	23142,8	23142,8	98,2	0,0	169,6	0,0	0,8
2027	0,3	0,0	0,1	1328,6	74,2	0,329	20,7	20,7	23163,6	23163,6	98,3	0,0	169,6	0,0	0,8
2028	0,3	0,0	0,1	1328,9	74,2	0,330	20,4	20,4	23184,0	23184,0	98,5	0,0	169,6	0,0	0,8
2029	0,3	0,0	0,1	1329,2	74,2	0,330	19,9	19,9	23203,9	23203,9	98,6	0,0	169,6	0,0	0,8
2030	0,3	0,0	0,1	1329,5	74,2	0,330	19,4	19,4	23223,3	23223,3	98,6	0,0	169,6	0,0	0,8
2031	0,2	0,0	0,1	1329,7	74,2	0,330	18,8	18,8	23242,1	23242,1	98,7	0,0	169,6	0,0	0,8
2032	0,2	0,0	0,0	1329,9	74,3	0,330	18,2	18,2	23260,3	23260,3	98,8	0,0	169,6	0,0	0,8
2033	1,0	0,1	0,2	1330,9	74,3	0,330	29,9	29,9	23290,3	23290,3	96,6	0,0	169,6	0,0	0,8
2034	4,2	0,2	0,9	1335,2	74,5	0,331	78,5	78,5	23368,8	23368,8	94,6	0,0	169,6	0,0	0,8
2035	9,0	0,5	2,0	1344,2	75,1	0,333	151,6	151,6	23520,4	23520,4	94,1	0,0	169,6	0,0	0,7
2036	11,3	0,6	2,5	1355,5	75,7	0,336	187,8	187,8	23708,2	23708,2	94,0	45,3	214,9	25,0	0,9
2037	11,2	0,6	2,6	1366,7	76,3	0,339	187,0	187,0	23895,1	23895,1	94,0	144,3	359,2	80,0	1,6
2038	11,0	0,6	2,6	1377,7	76,9	0,342	186,2	186,2	24081,4	24081,4	94,1	179,7	538,9	100,0	2,3
2039	10,9	0,6	2,6	1388,6	77,5	0,344	185,5	185,5	24266,9	24266,9	94,1	178,9	717,8	100,0	3,1
2040	10,8	0,6	2,7	1399,4	78,1	0,347	184,8	184,8	24451,7	24451,7	94,2	178,2	896,0	100,0	3,8
2041	10,7	0,6	2,7	1410,1	78,7	0,350	184,1	184,1	24635,7	24635,7	94,2	177,5	1073,5	100,0	4,5
2042	10,5	0,6	2,8	1420,6	79,3	0,352	183,4	183,4	24819,1	24819,1	94,3	176,8	1250,3	100,0	5,2
2043	10,4	0,6	2,8	1431,0	79,9	0,355	182,7	182,7	25001,9	25001,9	94,3	176,2	1426,5	100,0	5,9
2044	10,3	0,6	2,9	1441,3	80,5	0,357	182,1	182,1	25184,0	25184,0	94,3	175,6	1602,1	100,0	6,6
2045	10,2	0,6	2,9	1451,5	81,0	0,360	181,5	181,5	25365,4	25365,4	94,4	174,9	1777,0	100,0	7,3
2046	10,1	0,6	3,0	1461,6	81,6	0,362	180,9	180,9	25546,3	25546,3	94,4	174,4	1951,4	100,0	7,9
2047	9,9	0,6	3,0	1471,5	82,2	0,365	180,3	180,3	25726,6	25726,6	94,5	173,8	2125,2	100,0	8,6
2048	9,8	0,5	3,1	1481,3	82,7	0,367	179,8	179,8	25906,4	25906,4	94,5	173,3	2298,5	100,0	9,2
2049	9,7	0,5	3,1	1491,0	83,3	0,370	174,3	174,3	26080,7	26080,7	94,4	168,0	2466,4	100,0	9,8
2050	9,6	0,5	3,2	1500,6	83,8	0,372	169,6	169,6	26250,3	26250,3	94,4	163,5	2629,9	100,0	10,4
2051	9,5	0,5	3,3	1510,1	84,3	0,374	169,4	169,4	26419,7	26419,7	94,4	163,3	2793,3	100,0	11,0
2052	9,4	0,5	3,3	1519,4	84,8	0,377	169,3	169,3	26589,0	26589,0	94,5	163,1	2956,4	100,0	11,5
2053	9,3	0,5	3,4	1528,7	85,4	0,379	169,1	169,1	26758,1	26758,1	94,5	163,0	3119,4	100,0	12,1
2054	9,2	0,5	3,5	1537,8	85,9	0,381	168,9	168,9	26927,0	26927,0	94,6	162,8	3282,2	100,0	12,6
2055	9,1	0,5	3,6	1546,9	86,4	0,384	168,8	168,8	27095,8	27095,8	94,6	162,6	3444,8	100,0	13,2
2056	9,0	0,5	3,7	1555,8	86,9	0,386	168,6	168,6	27264,3	27264,3	94,7	162,4	3607,2	100,0	13,7

Продолжение таблицы 4.1.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2057	8,9	0,5	3,8	1564,7	87,4	0,388	168,4	168,4	27432,8	27432,8	94,7	162,2	3769,4	100,0	14,3
2058	8,8	0,5	3,9	1573,5	87,9	0,390	168,3	168,3	27601,0	27601,0	94,8	162,1	3931,5	100,0	14,8
2059	8,7	0,5	4,0	1582,1	88,3	0,392	168,1	168,1	27769,1	27769,1	94,8	161,9	4093,4	100,0	15,3
2060	8,6	0,5	4,1	1590,7	88,8	0,394	167,9	167,9	27937,0	27937,0	94,9	161,7	4255,1	100,0	15,8
2061	8,5	0,5	4,2	1599,2	89,3	0,397	167,7	167,7	28104,8	28104,8	94,9	161,5	4416,6	100,0	16,3
2062	8,4	0,5	4,4	1607,6	89,8	0,399	167,6	167,6	28272,4	28272,4	95,0	161,4	4578,0	100,0	16,8
2063	8,3	0,5	4,5	1615,8	90,2	0,401	167,4	167,4	28439,8	28439,8	95,0	161,2	4739,1	100,0	17,3
2064	8,2	0,5	4,7	1624,0	90,7	0,403	167,2	167,2	28607,0	28607,0	95,1	161,0	4900,1	100,0	17,8
2065	8,1	0,5	4,9	1632,2	91,1	0,405	167,1	167,1	28774,1	28774,1	95,1	160,8	5061,0	100,0	18,2
2066	8,0	0,4	5,1	1640,2	91,6	0,407	166,9	166,9	28941,0	28941,0	95,2	160,6	5221,6	100,0	18,7
2067	7,9	0,4	5,3	1648,1	92,0	0,409	166,7	166,7	29107,7	29107,7	95,2	160,5	5382,1	100,0	19,2
2068	7,8	0,4	5,5	1656,0	92,5	0,411	166,6	166,6	29274,3	29274,3	95,3	160,3	5542,4	100,0	19,6
2069	7,8	0,4	5,7	1663,7	92,9	0,413	166,4	166,4	29440,7	29440,7	95,3	160,1	5702,5	100,0	20,1
2070	7,7	0,4	6,0	1671,4	93,3	0,414	166,2	166,2	29607,0	29607,0	95,4	159,9	5862,4	100,0	20,5
2071	7,6	0,4	6,3	1679,0	93,7	0,416	166,1	166,1	29773,1	29773,1	95,4	159,8	6022,2	100,0	21,0
2072	7,5	0,4	6,7	1686,5	94,2	0,418	165,9	165,9	29939,0	29939,0	95,5	159,6	6181,8	100,0	21,4
2073	7,4	0,4	7,1	1693,9	94,6	0,420	165,7	165,7	30104,7	30104,7	95,5	159,4	6341,2	100,0	21,8
2074	7,3	0,4	7,6	1701,3	95,0	0,422	165,6	165,6	30270,3	30270,3	95,6	159,2	6500,4	100,0	22,3
2075	7,3	0,4	8,1	1708,6	95,4	0,424	165,4	165,4	30435,7	30435,7	95,6	159,1	6659,5	100,0	22,7
2076	7,2	0,4	8,7	1715,7	95,8	0,425	165,3	165,3	30601,0	30601,0	95,7	158,9	6818,4	100,0	23,1
2077	7,1	0,4	9,4	1722,8	96,2	0,427	165,1	165,1	30766,1	30766,1	95,7	158,7	6977,1	100,0	23,5
2078	7,0	0,4	10,3	1729,9	96,6	0,429	164,9	164,9	30931,0	30931,0	95,7	158,6	7135,7	100,0	23,9
2079	7,0	0,4	11,4	1736,8	97,0	0,431	164,8	164,8	31095,7	31095,7	95,8	158,4	7294,1	100,0	24,3
2080	6,9	0,4	12,7	1743,7	97,4	0,432	164,6	164,6	31260,3	31260,3	95,8	158,2	7452,3	100,0	24,7
2081	6,8	0,4	14,4	1750,5	97,7	0,434	164,4	164,4	31424,8	31424,8	95,9	158,0	7610,3	100,0	25,1
2082	6,3	0,4	15,6	1756,8	98,1	0,436	168,9	168,9	31593,7	31593,7	96,3	162,2	7772,5	100,0	25,5
2083	5,6	0,3	16,3	1762,4	98,4	0,437	172,2	172,2	31765,8	31765,8	96,8	165,2	7937,7	100,0	25,9
2084	4,9	0,3	17,3	1767,3	98,7	0,438	172,0	172,0	31937,9	31937,9	97,1	164,9	8102,6	100,0	26,3
2085	4,4	0,2	18,4	1771,7	98,9	0,439	171,8	171,8	32109,7	32109,7	97,5	164,6	8267,3	100,0	26,7
2086	3,8	0,2	19,9	1775,5	99,1	0,440	171,7	171,7	32281,4	32281,4	97,8	164,4	8431,6	100,0	27,1
2087	3,4	0,2	22,0	1778,9	99,3	0,441	171,5	171,5	32452,9	32452,9	98,0	164,1	8595,8	100,0	27,5
2088	3,0	0,2	24,9	1781,9	99,5	0,442	171,3	171,3	32624,2	32624,2	98,2	163,9	8759,7	100,0	27,9
2089	2,7	0,1	29,2	1784,6	99,6	0,442	171,2	171,2	32795,4	32795,4	98,5	163,7	8923,3	100,0	28,2

Таблица 4.1.17 – Характеристика основного фонда скважин. III объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2036	1	1	0	6	0	0	0	6,6	0	1	0	0	0	1	1	1	4,9	74,9	70,2
2037	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,7	74,9	66,4
2038	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,6	74,8	66,3
2039	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,4	74,7	66,2
2040	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,3	74,6	66,1
2041	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,2	74,6	66,0
2042	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	4,1	74,5	65,9
2043	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,9	74,4	65,8
2044	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,8	74,3	65,7
2045	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,7	74,3	65,6
2046	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,6	74,2	65,5
2047	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,5	74,1	65,4
2048	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,4	74,0	65,3
2049	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,3	74,0	65,2
2050	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,2	73,9	65,2
2051	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,1	73,8	65,1
2052	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	3,0	73,7	65,0
2053	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,9	73,7	64,9
2054	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,8	73,6	64,8
2055	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,7	73,5	64,7
2056	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,7	73,4	64,6
2057	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,6	73,4	64,6
2058	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,5	73,3	64,5
2059	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,4	73,2	64,4
2060	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,4	73,1	64,3
2061	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,3	73,1	64,2
2062	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,2	73,0	64,2
2063	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,2	72,9	64,1
2064	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,1	72,9	64,0
2065	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,0	72,8	63,9
2066	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	2,0	72,7	63,8
2067	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,9	72,6	63,8

Продолжение таблицы 4.1.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2068	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,9	72,6	63,7
2069	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,8	72,5	63,6
2070	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,7	72,4	63,5
2071	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,7	72,3	63,5
2072	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,6	72,3	63,4
2073	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,6	72,2	63,3
2074	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,6	72,1	63,2
2075	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,5	72,1	63,2
2076	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,5	72,0	63,1
2077	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,4	71,9	63,0
2078	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,4	71,8	62,9
2079	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,3	71,8	62,9
2080	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,3	71,7	62,8
2081	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,1	74,9	65,6
2082	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	1,0	74,9	65,5
2083	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,9	74,8	65,4
2084	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,8	74,7	65,3
2085	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,7	74,6	65,2
2086	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,6	74,6	65,1
2087	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,6	74,5	65,0
2088	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,5	74,4	65,0
2089	0	0	0	6	0	0	0	6,6	0	0	0	0	0	1	1	1	0,4	74,3	64,9

Таблица 4.1.18 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. III объект 5 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2036	0,8	1,2	1,9	25,8	39,1	0,139	12,3	12,3	301,7	301,7	93,5	11,5	11,5	100,0	4,1
2037	1,5	2,3	3,8	27,3	41,4	0,147	24,6	24,6	326,3	326,3	93,7	23,0	34,5	100,0	11,2
2038	1,5	2,3	3,9	28,8	43,7	0,155	24,6	24,6	350,8	350,8	93,9	23,0	57,5	100,0	17,4
2039	1,5	2,2	3,9	30,3	45,9	0,163	24,5	24,5	375,4	375,4	94,1	22,9	80,5	100,0	22,8
2040	1,4	2,1	4,0	31,7	48,1	0,171	24,5	24,5	399,9	399,9	94,2	22,9	103,4	100,0	27,5
2041	1,4	2,1	4,0	33,1	50,1	0,178	24,5	24,5	424,4	424,4	94,4	22,9	126,2	100,0	31,7
2042	1,3	2,0	4,0	34,4	52,1	0,185	24,5	24,5	448,8	448,8	94,6	22,8	149,1	100,0	35,4
2043	1,3	2,0	4,1	35,7	54,1	0,192	24,4	24,4	473,3	473,3	94,7	22,8	171,9	100,0	38,7
2044	1,3	1,9	4,1	37,0	56,0	0,199	24,4	24,4	497,7	497,7	94,9	22,8	194,7	100,0	41,7
2045	1,2	1,8	4,2	38,2	57,9	0,205	24,4	24,4	522,1	522,1	95,0	22,7	217,4	100,0	44,4
2046	1,2	1,8	4,2	39,4	59,6	0,212	24,4	24,4	546,5	546,5	95,2	22,7	240,1	100,0	46,8
2047	1,1	1,7	4,3	40,5	61,4	0,218	24,3	24,3	570,8	570,8	95,3	22,7	262,8	100,0	49,1
2048	1,1	1,7	4,4	41,6	63,1	0,224	24,3	24,3	595,1	595,1	95,4	22,7	285,5	100,0	51,2
2049	1,1	1,6	4,4	42,7	64,7	0,230	24,3	24,3	619,4	619,4	95,6	22,6	308,1	100,0	53,1
2050	1,0	1,6	4,5	43,7	66,3	0,235	24,3	24,3	643,7	643,7	95,7	22,6	330,7	100,0	54,8
2051	1,0	1,5	4,6	44,8	67,8	0,241	24,2	24,2	667,9	667,9	95,8	22,6	353,3	100,0	56,4
2052	1,0	1,5	4,6	45,7	69,3	0,246	24,2	24,2	692,2	692,2	95,9	22,5	375,8	100,0	58,0
2053	1,0	1,5	4,7	46,7	70,8	0,251	24,2	24,2	716,4	716,4	96,0	22,5	398,3	100,0	59,4
2054	0,9	1,4	4,8	47,6	72,2	0,256	24,2	24,2	740,5	740,5	96,2	22,5	420,8	100,0	60,7
2055	0,9	1,4	4,9	48,5	73,5	0,261	24,1	24,1	764,7	764,7	96,3	22,4	443,2	100,0	61,9
2056	0,9	1,3	5,0	49,4	74,9	0,266	24,1	24,1	788,8	788,8	96,4	22,4	465,6	100,0	63,1
2057	0,8	1,3	5,1	50,3	76,2	0,270	24,1	24,1	812,9	812,9	96,5	22,4	488,0	100,0	64,2
2058	0,8	1,2	5,2	51,1	77,4	0,275	24,1	24,1	837,0	837,0	96,6	22,4	510,4	100,0	65,2
2059	0,8	1,2	5,4	51,9	78,6	0,279	24,1	24,1	861,0	861,0	96,7	22,3	532,7	100,0	66,2
2060	0,8	1,2	5,5	52,7	79,8	0,283	24,0	24,0	885,1	885,1	96,8	22,3	555,0	100,0	67,1
2061	0,8	1,1	5,6	53,4	80,9	0,287	24,0	24,0	909,1	909,1	96,9	22,3	577,3	100,0	67,9
2062	0,7	1,1	5,8	54,1	82,0	0,291	24,0	24,0	933,1	933,1	97,0	22,2	599,5	100,0	68,7
2063	0,7	1,1	6,0	54,9	83,1	0,295	24,0	24,0	957,0	957,0	97,0	22,2	621,8	100,0	69,5
2064	0,7	1,0	6,2	55,5	84,2	0,299	23,9	23,9	980,9	980,9	97,1	22,2	644,0	100,0	70,3
2065	0,7	1,0	6,4	56,2	85,2	0,302	23,9	23,9	1004,9	1004,9	97,2	22,2	666,1	100,0	71,0
2066	0,6	1,0	6,6	56,9	86,1	0,306	23,9	23,9	1028,7	1028,7	97,3	22,1	688,3	100,0	71,6
2067	0,6	1,0	6,9	57,5	87,1	0,309	23,9	23,9	1052,6	1052,6	97,4	22,1	710,4	100,0	72,3
2068	0,6	0,9	7,2	58,1	88,0	0,312	23,8	23,8	1076,4	1076,4	97,4	22,1	732,4	100,0	72,9
2069	0,6	0,9	7,5	58,7	88,9	0,316	23,8	23,8	1100,3	1100,3	97,5	22,1	754,5	100,0	73,5
2070	0,6	0,9	7,9	59,3	89,8	0,319	23,8	23,8	1124,0	1124,0	97,6	22,0	776,5	100,0	74,0

Продолжение таблицы 4.1.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2071	0,6	0,8	8,3	59,8	90,6	0,322	23,8	23,8	1147,8	1147,8	97,7	22,0	798,5	100,0	74,6
2072	0,5	0,8	8,8	60,4	91,5	0,325	23,7	23,7	1171,6	1171,6	97,7	22,0	820,5	100,0	75,1
2073	0,5	0,8	9,3	60,9	92,3	0,327	23,7	23,7	1195,3	1195,3	97,8	22,0	842,5	100,0	75,6
2074	0,5	0,8	10,0	61,4	93,0	0,330	23,7	23,7	1219,0	1219,0	97,8	21,9	864,4	100,0	76,0
2075	0,5	0,7	10,7	61,9	93,8	0,333	23,7	23,7	1242,6	1242,6	97,9	21,9	886,3	100,0	76,5
2076	0,5	0,7	11,7	62,4	94,5	0,335	23,6	23,6	1266,3	1266,3	98,0	21,9	908,2	100,0	76,9
2077	0,5	0,7	12,8	62,8	95,2	0,338	23,6	23,6	1289,9	1289,9	98,0	21,9	930,0	100,0	77,3
2078	0,5	0,7	14,3	63,3	95,9	0,340	23,6	23,6	1313,5	1313,5	98,1	21,8	951,9	100,0	77,7
2079	0,4	0,7	16,2	63,7	96,6	0,343	23,6	23,6	1337,1	1337,1	98,1	21,8	973,7	100,0	78,1
2080	0,4	0,6	18,7	64,2	97,2	0,345	23,6	23,6	1360,6	1360,6	98,2	21,8	995,4	100,0	78,5
2081	0,4	0,6	20,5	64,5	97,8	0,347	24,6	24,6	1385,3	1385,3	98,5	22,7	1018,2	100,0	78,9
2082	0,3	0,5	22,8	64,9	98,3	0,349	24,6	24,6	1409,8	1409,8	98,6	22,7	1040,9	100,0	79,2
2083	0,3	0,5	26,2	65,2	98,7	0,350	24,6	24,6	1434,4	1434,4	98,8	22,7	1063,6	100,0	79,6
2084	0,3	0,4	31,5	65,4	99,1	0,352	24,5	24,5	1458,9	1458,9	98,9	22,6	1086,2	100,0	79,9
2085	0,2	0,4	40,8	65,7	99,5	0,353	24,5	24,5	1483,5	1483,5	99,0	22,6	1108,8	100,0	80,3
2086	0,2	0,3	61,2	65,9	99,8	0,354	24,5	24,5	1507,9	1507,9	99,2	22,6	1131,4	100,0	80,6
2087	0,2	0,3	100,0	66,1	100,1	0,355	24,5	24,5	1532,4	1532,4	99,2	22,6	1153,9	100,0	80,9
2088	0,2	0,2	100,0	66,2	100,3	0,356	24,4	24,4	1556,9	1556,9	99,3	22,5	1176,5	100,0	81,2
2089	0,1	0,2	100,0	66,4	100,5	0,357	24,4	24,4	1581,3	1581,3	99,4	22,5	1199,0	100,0	81,5

Таблица 4.1.19 – Характеристика основного фонда скважин. I объект 6 участка. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		не фти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	0	0	0	20	0	0	1	18	0	0	0	0	0	1	1	0	2,6	51,6	0,0
2027	0	0	0	20	0	0	3	18	0	0	0	0	0	4	4	0	2,4	49,4	0,0
2028	0	0	0	20	0	0	2	18	0	0	0	0	0	6	6	0	2,2	48,3	0,0
2029	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	2,0	48,5	0,0
2030	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	1,7	48,0	0,0
2031	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	1,5	46,9	0,0
2032	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	1,3	45,6	0,0
2033	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	1,1	44,2	0,0
2034	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	0,9	42,7	0,0
2035	0	0	0	20	0	0	0	18	0	0	0	0	0	6	6	0	0,8	41,2	0,0
2036	1	1	0	21	0	0	0	18,9	0	0	0	0	0	7	7	0	1,0	42,3	0,0
2037	2	2	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	9	9	0	1,7	47,2	0,0
2038	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	2	0	0	0	9	9	2	1,9	49,3	209,9
2039	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	9	9	2	1,9	48,5	195,3
2040	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	9	9	2	1,8	47,7	192,1
2041	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	9	9	2	1,8	46,9	189,1
2042	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	9	9	2	1,7	46,3	186,4
2043	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	1	1	0	8	8	2	1,7	45,7	184,1
2044	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	3	3	0	5	5	2	1,8	47,2	168,4
2045	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	2	2	0	3	3	2	2,8	57,4	127,9
2046	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,5	74,2	98,5
2047	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,4	74,2	98,4
2048	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,4	74,1	98,3
2049	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,4	74,0	98,2
2050	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,3	73,9	98,1
2051	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,3	73,9	98,0
2052	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,2	73,8	97,9
2053	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,2	73,7	97,7
2054	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,1	73,6	97,6
2055	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,1	73,6	97,5
2056	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,1	73,5	97,4
2057	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,0	73,4	97,3

Продолжение таблицы 4.1.19

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2058	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	4,0	73,3	97,2
2059	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,9	73,3	97,1
2060	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,9	73,2	97,0
2061	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,8	73,1	96,8
2062	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,8	73,1	96,7
2063	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,8	73,0	96,6
2064	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,7	72,9	96,5
2065	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,7	72,8	96,4
2066	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,7	72,8	96,3
2067	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,6	72,7	96,2
2068	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,6	72,6	96,1
2069	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,5	72,5	96,0
2070	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,5	72,5	95,9
2071	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,5	72,4	95,8
2072	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,4	72,3	95,6
2073	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,4	72,3	95,5
2074	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,4	72,2	95,4
2075	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	72,1	95,3
2076	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	72,0	95,2
2077	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,3	72,0	95,1
2078	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	3,1	72,9	96,3
2079	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	2,6	74,9	98,7
2080	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	2,3	74,8	98,4
2081	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	1,9	74,8	98,2
2082	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	1,7	74,7	98,0
2083	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	1,4	74,6	97,8
2084	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	1,2	74,5	97,6
2085	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	1,0	74,5	97,5
2086	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	0,9	74,4	97,3
2087	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	0,8	74,3	97,2
2088	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	0,6	74,2	97,0
2089	0	0	0	23	0	0	0	20,7	0	0	0	0	0	3	3	2	0,6	74,2	96,9

Таблица 4.1.20 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. I объект 6 участка. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2026	0,4	0,1	0,2	429,4	67,1	0,4	8,5	8,5	7873,3	7873,3	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	2,0	0,3	1,0	431,5	67,4	0,4	41,5	41,5	7914,7	7914,7	95,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	3,7	0,6	1,8	435,2	68,0	0,4	81,1	81,1	7995,8	7995,8	95,4	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	4,0	0,6	1,9	439,2	68,6	0,4	98,3	98,3	8094,1	8094,1	95,9	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	3,4	0,5	1,7	442,6	69,2	0,4	97,2	97,2	8191,3	8191,3	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	3,0	0,5	1,5	445,6	69,6	0,4	95,1	95,1	8286,4	8286,4	96,9	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	2,5	0,4	1,3	448,1	70,0	0,4	92,4	92,4	8378,9	8378,9	97,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	2,2	0,3	1,1	450,3	70,4	0,4	89,5	89,5	8468,3	8468,3	97,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	1,9	0,3	1,0	452,2	70,7	0,4	86,4	86,4	8554,8	8554,8	97,8	0,0	0,0	0,0	0,0
2035	1,6	0,3	0,9	453,8	70,9	0,4	83,4	83,4	8638,1	8638,1	98,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2036	2,2	0,3	1,2	456,0	71,3	0,4	92,7	92,7	8730,8	8730,8	97,6	0,0	0,0	0,0	0,0
2037	4,4	0,7	2,4	460,5	72,0	0,4	126,7	126,7	8857,6	8857,6	96,5	0,0	0,0	0,0	0,0
2038	5,8	0,9	3,3	466,3	72,9	0,4	148,6	148,6	9006,1	9006,1	96,1	69,0	69,0	50,0	0,8
2039	5,7	0,9	3,3	472,0	73,7	0,4	145,9	145,9	9152,1	9152,1	96,1	135,5	204,4	100,0	2,4
2040	5,5	0,9	3,3	477,5	74,6	0,4	143,5	143,5	9295,6	9295,6	96,2	133,2	337,6	100,0	3,9
2041	5,3	0,8	3,3	482,8	75,4	0,4	141,3	141,3	9436,9	9436,9	96,2	131,1	468,7	100,0	5,3
2042	5,2	0,8	3,3	488,0	76,2	0,4	139,4	139,4	9576,3	9576,3	96,3	129,3	598,0	100,0	6,7
2043	5,1	0,8	3,3	493,0	77,0	0,4	137,6	137,6	9713,9	9713,9	96,3	127,7	725,7	100,0	8,0
2044	4,9	0,8	3,3	497,9	77,8	0,4	125,9	125,9	9839,7	9839,7	96,1	116,8	842,5	100,0	9,2
2045	4,6	0,7	3,2	502,5	78,5	0,4	95,3	95,3	9935,0	9935,0	95,2	88,7	931,2	100,0	10,1
2046	4,4	0,7	3,2	506,9	79,2	0,4	73,2	73,2	10008,2	10008,2	93,9	68,3	999,5	100,0	10,7
2047	4,4	0,7	3,3	511,3	79,9	0,4	73,1	73,1	10081,2	10081,2	94,0	68,3	1067,8	100,0	11,4
2048	4,3	0,7	3,4	515,7	80,6	0,4	73,0	73,0	10154,3	10154,3	94,1	68,2	1136,0	100,0	12,0
2049	4,3	0,7	3,5	519,9	81,2	0,4	72,9	72,9	10227,2	10227,2	94,1	68,1	1204,1	100,0	12,6
2050	4,2	0,7	3,5	524,2	81,9	0,4	72,9	72,9	10300,0	10300,0	94,2	68,0	1272,1	100,0	13,3
2051	4,2	0,7	3,6	528,4	82,6	0,4	72,8	72,8	10372,8	10372,8	94,2	67,9	1340,0	100,0	13,9
2052	4,2	0,7	3,7	532,6	83,2	0,4	72,7	72,7	10445,6	10445,6	94,3	67,9	1407,9	100,0	14,5
2053	4,1	0,6	3,8	536,7	83,9	0,5	72,6	72,6	10518,2	10518,2	94,3	67,8	1475,7	100,0	15,1
2054	4,1	0,6	3,9	540,8	84,5	0,5	72,6	72,6	10590,8	10590,8	94,4	67,7	1543,4	100,0	15,6
2055	4,0	0,6	4,1	544,8	85,1	0,458	72,5	72,5	10663,3	10663,3	94,4	67,6	1611,0	100,0	16,2
2056	4,0	0,6	4,2	548,8	85,7	0,461	72,4	72,4	10735,7	10735,7	94,5	67,6	1678,6	100,0	16,8
2057	4,0	0,6	4,3	552,7	86,4	0,464	72,4	72,4	10808,0	10808,0	94,5	67,5	1746,0	100,0	17,3
2058	3,9	0,6	4,5	556,6	87,0	0,468	72,3	72,3	10880,3	10880,3	94,6	67,4	1813,4	100,0	17,9
2059	3,9	0,6	4,6	560,5	87,6	0,471	72,2	72,2	10952,5	10952,5	94,6	67,3	1880,8	100,0	18,4
2060	3,8	0,6	4,8	564,4	88,2	0,474	72,1	72,1	11024,7	11024,7	94,7	67,2	1948,0	100,0	19,0

Продолжение таблицы 4.1.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2061	3,8	0,6	5,0	568,1	88,8	0,477	72,1	72,1	11096,7	11096,7	94,7	67,2	2015,2	100,0	19,5
2062	3,8	0,6	5,2	571,9	89,4	0,481	72,0	72,0	11168,7	11168,7	94,8	67,1	2082,2	100,0	20,0
2063	3,7	0,6	5,5	575,6	89,9	0,484	71,9	71,9	11240,6	11240,6	94,8	67,0	2149,3	100,0	20,5
2064	3,7	0,6	5,7	579,3	90,5	0,487	71,8	71,8	11312,5	11312,5	94,9	66,9	2216,2	100,0	21,0
2065	3,6	0,6	6,0	582,9	91,1	0,490	71,8	71,8	11384,3	11384,3	94,9	66,9	2283,0	100,0	21,5
2066	3,6	0,6	6,3	586,5	91,6	0,493	71,7	71,7	11456,0	11456,0	95,0	66,8	2349,8	100,0	22,0
2067	3,6	0,6	6,7	590,1	92,2	0,496	71,6	71,6	11527,6	11527,6	95,0	66,7	2416,5	100,0	22,5
2068	3,5	0,6	7,1	593,6	92,8	0,499	71,6	71,6	11599,2	11599,2	95,1	66,6	2483,2	100,0	23,0
2069	3,5	0,5	7,5	597,1	93,3	0,502	71,5	71,5	11670,6	11670,6	95,1	66,6	2549,7	100,0	23,5
2070	3,5	0,5	8,1	600,6	93,8	0,505	71,4	71,4	11742,1	11742,1	95,2	66,5	2616,2	100,0	23,9
2071	3,4	0,5	8,7	604,0	94,4	0,508	71,3	71,3	11813,4	11813,4	95,2	66,4	2682,6	100,0	24,4
2072	3,4	0,5	9,4	607,4	94,9	0,510	71,3	71,3	11884,7	11884,7	95,3	66,3	2748,9	100,0	24,8
2073	3,4	0,5	10,3	610,7	95,4	0,513	71,2	71,2	11955,9	11955,9	95,3	66,3	2815,2	100,0	25,3
2074	3,3	0,5	11,3	614,0	95,9	0,516	71,1	71,1	12027,0	12027,0	95,3	66,2	2881,4	100,0	25,7
2075	3,3	0,5	12,6	617,3	96,5	0,519	71,1	71,1	12098,1	12098,1	95,4	66,1	2947,5	100,0	26,2
2076	3,2	0,5	14,3	620,6	97,0	0,521	71,0	71,0	12169,1	12169,1	95,4	66,0	3013,5	100,0	26,6
2077	3,2	0,5	16,5	623,8	97,5	0,524	70,9	70,9	12240,0	12240,0	95,5	66,0	3079,5	100,0	27,0
2078	3,0	0,5	18,8	626,8	97,9	0,527	71,9	71,9	12311,9	12311,9	95,8	66,8	3146,2	100,0	27,4
2079	2,6	0,4	19,8	629,4	98,3	0,529	73,8	73,8	12385,7	12385,7	96,5	68,4	3214,7	100,0	27,9
2080	2,2	0,3	21,1	631,7	98,7	0,531	73,7	73,7	12459,4	12459,4	97,0	68,3	3282,9	100,0	28,3
2081	1,9	0,3	22,8	633,6	99,0	0,532	73,7	73,7	12533,1	12533,1	97,4	68,1	3351,0	100,0	28,7
2082	1,6	0,3	25,3	635,2	99,2	0,534	73,6	73,6	12606,7	12606,7	97,8	68,0	3419,0	100,0	29,1
2083	1,4	0,2	29,0	636,6	99,5	0,535	73,5	73,5	12680,2	12680,2	98,1	67,8	3486,8	100,0	29,5
2084	1,2	0,2	34,8	637,8	99,7	0,536	73,4	73,4	12753,6	12753,6	98,4	67,7	3554,6	100,0	29,9
2085	1,0	0,2	45,7	638,8	99,8	0,537	73,4	73,4	12827,0	12827,0	98,6	67,6	3622,2	100,0	30,3
2086	0,9	0,1	71,9	639,7	99,9	0,538	73,3	73,3	12900,3	12900,3	98,8	67,5	3689,6	100,0	30,7
2087	0,7	0,1	100,0	640,4	100,1	0,538	73,2	73,2	12973,5	12973,5	99,0	67,4	3757,0	100,0	31,1
2088	0,6	0,1	100,0	641,0	100,2	0,539	73,2	73,2	13046,7	13046,7	99,1	67,3	3824,3	100,0	31,5
2089	0,5	0,1	100,0	641,6	100,2	0,539	73,1	73,1	13119,8	13119,8	99,3	67,2	3891,5	100,0	31,9

Таблица 4.1.21 – Характеристика основного фонда скважин. По месторождению. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных								все го	добывающих	нагнетательных	все го	механизированных		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2022	0	0	0	231	0	0	0	187,8	0	0	0	0	0	18	18	9	1,2	40,2	69,2
2023	0	0	0	231	0	0	0	187,8	0	0	0	0	0	18	18	9	1,1	43,7	75,1
2024	0	0	0	231	0	0	1	187,8	0	0	0	0	0	19	19	9	1,0	44,7	76,9
2025	0	0	0	231	0	0	3	187,8	0	0	0	0	0	22	22	9	1,1	47,7	82,7
2026	0	0	0	231	0	0	3	187,8	0	0	0	0	0	25	25	9	1,2	48,2	83,1
2027	0	0	0	231	0	0	3	187,8	0	0	0	0	0	28	28	9	1,2	48,2	82,8
2028	0	0	0	231	0	0	2	187,8	0	0	0	0	0	30	30	9	1,2	47,7	82,0
2029	3	3	0	234	0	0	0	189,9	0	2	0	0	0	33	33	11	1,3	49,1	85,1
2030	3	3	0	237	0	0	0	192,3	0	0	0	0	0	36	36	11	1,5	51,7	97,8
2031	3	3	0	240	0	0	0	194,6	0	0	0	0	0	39	39	11	1,6	53,2	110,8
2032	3	3	0	243	0	0	0	196,7	0	0	0	0	0	42	42	11	1,8	53,9	112,4
2033	3	3	0	246	0	0	0	200,5	0	2	0	0	0	45	45	13	1,9	54,4	107,8
2034	3	3	0	249	0	0	0	202,9	0	2	0	0	0	48	48	15	2,0	54,9	103,7
2035	3	3	0	252	0	0	0	205,3	0	2	0	0	0	51	51	17	2,1	55,3	103,8
2036	2	2	0	254	0	0	0	207,3	0	3	4	4	0	49	49	20	2,3	56,9	105,6
2037	2	2	0	256	0	0	0	209,1	0	2	3	3	0	48	48	22	2,5	59,9	104,3
2038	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	2	0	0	0	48	48	24	2,6	61,0	106,9
2039	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	48	48	24	2,5	60,5	109,5
2040	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	48	48	24	2,5	60,0	108,7
2041	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	1	1	0	47	47	24	2,4	59,6	107,9
2042	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	3	3	0	44	44	24	2,4	59,9	106,2
2043	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	3	3	0	41	41	24	2,5	61,8	102,4
2044	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	3	3	0	38	38	24	2,7	63,9	98,8
2045	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	2	2	0	36	36	24	2,8	66,6	95,1
2046	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	36	36	24	2,9	68,2	92,3
2047	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	36	36	24	2,9	68,0	92,0
2048	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	36	36	24	2,8	67,8	91,8
2049	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	1	1	0	35	35	24	2,8	68,3	90,9
2050	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,8	68,0	89,3
2051	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,8	67,2	88,2
2052	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,7	66,2	87,2
2053	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,7	65,4	86,2

Продолжение таблицы 4.1.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2054	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,7	64,7	85,3
2055	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,6	64,0	84,4
2056	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,6	63,4	83,6
2057	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,6	62,8	82,8
2058	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,5	62,2	82,0
2059	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,5	61,7	81,3
2060	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,5	61,2	80,6
2061	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,4	60,7	80,0
2062	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	35	35	24	2,4	60,2	79,4
2063	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	15	10	5	25	25	19	2,8	67,0	83,8
2064	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,2	76,1	89,4
2065	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,2	76,0	89,3
2066	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,2	75,9	89,2
2067	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,1	75,9	89,1
2068	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,1	75,8	89,0
2069	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	3,0	76,1	89,4
2070	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,9	76,1	89,2
2071	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,9	76,0	89,1
2072	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,8	76,4	89,5
2073	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,7	76,5	89,7
2074	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,6	76,8	90,0
2075	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,4	76,7	89,9
2076	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,3	76,7	89,7
2077	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,2	76,6	89,6
2078	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	2,1	76,8	89,8
2079	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,9	77,2	90,2
2080	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,8	77,1	90,1
2081	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,7	77,2	90,1
2082	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,5	77,7	90,7
2083	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,3	78,0	91,0
2084	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,2	77,9	90,9
2085	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	1,0	77,9	90,8
2086	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	0,9	77,8	90,6
2087	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	25	25	19	0,8	77,7	90,5
2088	0	0	0	256	1	0	0	209,1	0	0	4	2	2	23	23	17	0,8	76,9	91,2
2089	0	0	0	256	0	0	0	209,1	0	0	0	0	0	23	23	17	0,8	76,1	91,4

Таблица 4.1.22 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. По месторождению. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	7,5	0,1	0,5	4684,5	74,3	0,381	250,6	250,6	93018,0	93018,0	97,0	216,0	947,4	92,4	1,1
2023	6,8	0,1	0,4	4691,3	74,4	0,382	272,5	272,5	93290,5	93290,5	97,5	234,3	1181,7	92,2	1,3
2024	6,5	0,1	0,4	4697,8	74,5	0,382	285,1	285,1	93575,6	93575,6	97,7	239,8	1421,5	90,3	1,6
2025	8,0	0,1	0,5	4705,8	74,6	0,383	336,8	336,8	93912,5	93912,5	97,6	258,2	1679,7	82,3	1,9
2026	9,7	0,2	0,6	4715,4	74,8	0,384	389,9	389,9	94302,4	94302,4	97,5	259,4	1939,2	71,4	2,2
2027	11,1	0,2	0,7	4726,5	75,0	0,385	438,9	438,9	94741,2	94741,2	97,5	258,4	2197,6	63,2	2,5
2028	11,9	0,2	0,8	4738,4	75,1	0,386	474,3	474,3	95215,6	95215,6	97,5	255,9	2453,5	57,9	2,7
2029	13,7	0,2	0,9	4752,1	75,4	0,387	529,3	529,3	95744,9	95744,9	97,4	293,5	2747,0	59,5	3,1
2030	17,2	0,3	1,1	4769,3	75,6	0,388	608,8	608,8	96353,7	96353,7	97,2	373,1	3120,1	65,7	3,5
2031	20,9	0,3	1,4	4790,1	76,0	0,390	678,9	678,9	97032,6	97032,6	96,9	422,5	3542,6	66,7	3,9
2032	24,6	0,4	1,6	4814,7	76,4	0,392	740,6	740,6	97773,2	97773,2	96,7	428,9	3971,4	62,0	4,3
2033	28,3	0,4	1,9	4843,0	76,8	0,394	801,7	801,7	98574,9	98574,9	96,5	446,8	4418,2	59,6	4,8
2034	32,1	0,5	2,2	4875,1	77,3	0,397	862,6	862,6	99437,5	99437,5	96,3	501,7	4919,9	62,2	5,3
2035	35,9	0,6	2,5	4911,0	77,9	0,400	923,6	923,6	100361,0	100361,0	96,1	574,0	5493,9	66,4	5,8
2036	38,7	0,6	2,8	4949,7	78,5	0,403	956,1	956,1	101317,1	101317,1	95,9	674,8	6168,7	75,4	6,5
2037	40,7	0,6	3,0	4990,4	79,1	0,406	972,3	972,3	102289,4	102289,4	95,8	757,8	6926,5	83,2	7,2
2038	41,4	0,7	3,1	5031,8	79,8	0,410	981,0	981,0	103270,5	103270,5	95,8	850,3	7776,8	92,6	8,0
2039	40,5	0,6	3,2	5072,3	80,4	0,413	973,0	973,0	104243,5	104243,5	95,8	911,7	8688,5	100,1	8,9
2040	39,7	0,6	3,2	5112,0	81,1	0,416	965,3	965,3	105208,8	105208,8	95,9	904,4	9592,9	100,1	9,7
2041	38,9	0,6	3,3	5150,9	81,7	0,419	958,2	958,2	106167,0	106167,0	95,9	897,6	10490,5	100,1	10,5
2042	38,1	0,6	3,3	5189,0	82,3	0,422	943,8	943,8	107110,8	107110,8	96,0	884,2	11374,7	100,1	11,3
2043	37,3	0,6	3,3	5226,3	82,9	0,425	909,6	909,6	108020,3	108020,3	95,9	852,6	12227,3	100,1	12,1
2044	36,5	0,6	3,4	5262,8	83,5	0,428	876,5	876,5	108896,8	108896,8	95,8	822,0	13049,3	100,2	12,8
2045	35,7	0,6	3,4	5298,5	84,0	0,431	843,2	843,2	109740,0	109740,0	95,8	791,3	13840,5	100,2	13,4
2046	35,0	0,6	3,5	5333,5	84,6	0,434	818,6	818,6	110558,5	110558,5	95,7	768,4	14609,0	100,2	14,1
2047	34,5	0,5	3,6	5368,0	85,1	0,437	816,1	816,1	111374,6	111374,6	95,8	766,0	15375,0	100,2	14,7
2048	34,0	0,5	3,6	5402,1	85,7	0,440	813,7	813,7	112188,3	112188,3	95,8	763,7	16138,7	100,2	15,3
2049	33,5	0,5	3,7	5435,6	86,2	0,442	806,6	806,6	112994,9	112994,9	95,8	756,9	16895,6	100,2	15,9
2050	33,0	0,5	3,8	5468,6	86,7	0,445	792,0	792,0	113786,9	113786,9	95,8	743,2	17638,8	100,2	16,5
2051	32,5	0,5	3,9	5501,1	87,2	0,448	782,1	782,1	114569,0	114569,0	95,8	734,1	18372,9	100,2	17,1
2052	32,1	0,5	4,0	5533,2	87,7	0,450	772,8	772,8	115341,8	115341,8	95,8	725,4	19098,3	100,3	17,7
2053	31,6	0,5	4,1	5564,9	88,2	0,453	764,0	764,0	116105,8	116105,8	95,9	717,3	19815,6	100,3	18,2
2054	31,2	0,5	4,2	5596,0	88,7	0,456	755,7	755,7	116861,4	116861,4	95,9	709,6	20525,2	100,3	18,7
2055	30,8	0,5	4,3	5626,8	89,2	0,458	747,8	747,8	117609,2	117609,2	95,9	702,2	21227,4	100,3	19,2
2056	30,3	0,5	4,5	5657,1	89,7	0,461	740,3	740,3	118349,6	118349,6	95,9	695,3	21922,7	100,3	19,8

Продолжение таблицы 4.1.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2057	29,9	0,5	4,6	5687,1	90,2	0,463	733,3	733,3	119082,8	119082,8	95,9	688,8	22611,5	100,3	20,2
2058	29,5	0,5	4,8	5716,6	90,7	0,465	726,6	726,6	119809,4	119809,4	95,9	682,5	23294,0	100,4	20,7
2059	29,1	0,5	4,9	5745,7	91,1	0,468	720,3	720,3	120529,7	120529,7	96,0	676,6	23970,7	100,4	21,2
2060	28,7	0,5	5,1	5774,4	91,6	0,470	714,3	714,3	121243,9	121243,9	96,0	671,1	24641,7	100,4	21,7
2061	28,3	0,4	5,3	5802,7	92,0	0,472	708,6	708,6	121952,5	121952,5	96,0	665,8	25307,5	100,4	22,1
2062	27,9	0,4	5,6	5830,7	92,5	0,475	703,2	703,2	122655,7	122655,7	96,0	660,7	25968,2	100,4	22,6
2063	27,4	0,4	5,8	5858,0	92,9	0,477	659,9	659,9	123315,6	123315,6	95,9	621,0	26589,3	100,5	23,0
2064	26,6	0,4	5,9	5884,6	93,3	0,479	624,9	624,9	123940,5	123940,5	95,8	588,9	27178,1	100,6	23,4
2065	26,2	0,4	6,2	5910,8	93,7	0,481	624,3	624,3	124564,8	124564,8	95,8	588,2	27766,3	100,6	23,8
2066	25,9	0,4	6,5	5936,7	94,1	0,483	623,7	623,7	125188,4	125188,4	95,9	587,5	28353,9	100,6	24,2
2067	25,5	0,4	6,9	5962,2	94,5	0,485	623,0	623,0	125811,5	125811,5	95,9	586,9	28940,8	100,6	24,5
2068	25,2	0,4	7,3	5987,4	94,9	0,487	622,4	622,4	126433,9	126433,9	95,9	586,2	29527,0	100,6	24,9
2069	24,7	0,4	7,7	6012,1	95,3	0,489	625,3	625,3	127059,1	127059,1	96,1	588,7	30115,7	100,6	25,3
2070	24,1	0,4	8,2	6036,2	95,7	0,491	624,6	624,6	127683,8	127683,8	96,1	588,0	30703,6	100,6	25,6
2071	23,6	0,4	8,8	6059,8	96,1	0,493	624,0	624,0	128307,8	128307,8	96,2	587,2	31290,8	100,6	26,0
2072	22,9	0,4	9,3	6082,7	96,5	0,495	627,0	627,0	128934,8	128934,8	96,4	590,0	31880,8	100,6	26,4
2073	21,9	0,3	9,8	6104,6	96,8	0,497	628,4	628,4	129563,3	129563,3	96,5	591,0	32471,8	100,6	26,7
2074	21,0	0,3	10,4	6125,6	97,1	0,499	630,8	630,8	130194,1	130194,1	96,7	593,0	33064,8	100,6	27,1
2075	19,9	0,3	11,0	6145,4	97,5	0,500	630,2	630,2	130824,3	130824,3	96,8	592,1	33656,9	100,6	27,4
2076	18,9	0,3	11,8	6164,3	97,8	0,502	629,6	629,6	131453,9	131453,9	97,0	591,3	34248,1	100,6	27,8
2077	18,0	0,3	12,7	6182,3	98,0	0,503	629,0	629,0	132082,9	132082,9	97,1	590,4	34838,6	100,6	28,1
2078	17,0	0,3	13,7	6199,3	98,3	0,505	630,5	630,5	132713,3	132713,3	97,3	591,6	35430,2	100,6	28,5
2079	15,7	0,2	14,7	6215,0	98,6	0,506	634,1	634,1	133347,4	133347,4	97,5	594,6	36024,7	100,6	28,8
2080	14,6	0,2	16,0	6229,6	98,8	0,507	633,4	633,4	133980,8	133980,8	97,7	593,7	36618,4	100,6	29,2
2081	13,6	0,2	17,7	6243,1	99,0	0,508	633,9	633,9	134614,7	134614,7	97,9	593,8	37212,2	100,6	29,5
2082	12,3	0,2	19,6	6255,5	99,2	0,509	637,9	637,9	135252,6	135252,6	98,1	597,4	37809,6	100,6	29,8
2083	10,9	0,2	21,5	6266,3	99,4	0,510	640,7	640,7	135893,4	135893,4	98,3	599,7	38409,3	100,6	30,2
2084	9,7	0,2	24,4	6276,0	99,5	0,511	640,1	640,1	136533,4	136533,4	98,5	598,9	39008,1	100,7	30,5
2085	8,6	0,1	28,6	6284,6	99,7	0,512	639,4	639,4	137172,9	137172,9	98,7	598,0	39606,1	100,7	30,8
2086	7,7	0,1	35,8	6292,3	99,8	0,512	638,8	638,8	137811,7	137811,7	98,8	597,2	40203,3	100,7	31,1
2087	6,7	0,1	48,8	6299,0	99,9	0,513	638,2	638,2	138449,8	138449,8	99,0	596,4	40799,7	100,7	31,4
2088	6,4	0,1	90,9	6305,4	100,0	0,513	606,5	606,5	139056,3	139056,3	98,9	567,6	41367,3	100,8	31,7
2089	6,0	0,1	100,0	6311,3	100,1	0,514	574,9	574,9	139631,2	139631,2	99,0	538,8	41906,1	101,0	32,0

4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки

4.2.1 Общие положения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности трех вариантов разработки месторождения Каратон и экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом варианте.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих, нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Вариант 1 – планируется разработка месторождения без бурения новых скважин , предусмотрен ввод в добывающий фонд 12 скважин из ликвидированного фонда.

Вариант 2 – отличается от 2 варианта более плотной сеткой добывающих скважин, планируется бурение и ввод 25 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда 12 скважин в добывающий фонд, 15 скважин в нагнетательный фонд.

Вариант 3 – планируется бурение и ввод 29 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда 12 скважин в добывающий фонд, 15 скважин в нагнетательный фонд .

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в тыс.тенге. При расчете налоговых отчислений принят среднегодовой курс 430,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 4% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2022 год.

Капитальные вложения

Потребность в капитальных вложениях определялась, исходя из объемных показателей, связанных с бурением скважин с учетом использования имеющихся на дату составления проекта мощностей объектов промышленного обустройства.

Капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтегазопромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость бурения добывающих нефтяных вертикальных скважин;
- ввод добывающих и нагнетательных скважин из ликвидированного фонда;
- выбытие скважин;
- обустройство скважин;
- прочие затраты.

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Стоимость бурения 1 скважины составляет в среднем 229498 тыс. тенге.

Исходные данные для расчета капитальных вложений приведены в таблице 3.5.1. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому второму варианту представлены в таблице 4.2. 1., по остальным вариантам в приложении.

Доходы по проекту

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,8% от уровня добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 100% товарной нефти реализуется на экспорт.

Проектируемая цена продажи нефти на экспорт составляет 171972 тенге/тонна. Цена транспортировки нефти на экспорт равна 13649,0 тенге/тонна.

Расчет дохода от продажи сырой нефти по рекомендуемому второму варианту представлен в таблице 4.2.2 по остальным вариантам в приложении.

Таблица 4.2.1- Капитальные вложения 2 вариант

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Средняя цена с учетом инфляции	2022-2090	2022-2089	в том числе по годам																			
				тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																									
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	25	351096,05	8 777 401,2	8 777 401,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	906011,1	942251,6	979941,6	1019139,3	1059904,9	1102301,1	1146393,1	794832,6	826625,9	0,0	0,0	0,0	
2	Ввод добывающих скважин из прочих категорий	скв.	12	4572,91	54 874,9	54 874,9	0,0	0,0	4195,6	13090,3	13613,9	14158,5	9816,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	Перевод под нагнетание из прочих категорий	скв.	15	8228,74	123 431,1	123 431,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13106,4	0,0	0,0	0,0	15332,7	15946,0	16583,8	25870,7	17937,0	18654,5	0,0	0,0	
4	Выбытие скважин	скв.	39	20372,15	794 513,7	794 513,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32200,9	25116,7	0,0	0,0	0,0	
5	ПИР на бурение			8000,00	8 000,0	8 000,0	0,0	0,0	8000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Итого строительство скважин				9 758 220,9	9 758 220,9	0,0	0,0	12195,6	13090,3	13613,9	14158,5	9816,5	919117,6	942251,6	979941,6	1019139,3	1075237,5	1118247,0	1162976,9	852904,2	869679,6	18654,5	0,0	0,0	
II	Надземное строительство																									
	Обустройство промысла																									
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	скв.	37	136524,8	5 051 418,5	5 051 418,5	0,0	0,0	104282,5	325361,3	338375,7	351910,8	243991,5	380626,7	395851,8	411685,8	428153,3	445279,4	463090,6	481614,2	333919,2	347275,9	0,0	0,0	0,0	
2	Прочие затраты				252 570,9	252 570,9	0,0	0,0	5214,1	16268,1	16918,8	17595,5	12199,6	19031,3	19792,6	20584,3	21407,7	22264,0	23154,5	24080,7	16696,0	17363,8	0,0	0,0	0,0	
	Итого надземное строительство				5 303 989,4	5 303 989,4	0,0	0,0	109496,6	341629,4	355294,5	369506,3	256191,0	399658,0	415644,3	432270,1	449560,9	467543,4	486245,1	505694,9	350615,1	364639,7	0,0	0,0	0,0	
	Всего капитальных вложений				15 062 210,3	15 062 210,3	0,0	0,0	121692,2	354719,7	368908,5	383664,8	266007,6	1318775,6	1357895,9	1412211,8	1468700,2	1542780,9	1604492,1	1668671,8	1203519,3	1234319,3	18654,5	0,0	0,0	
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции				15 062 210,3	15 062 210,3	0,0	0,0	121 692,2	354 719,7	368 908,5	383 664,8	266 007,6	1 318 775,6	1 357 895,9	1 412 211,8	1 468 700,2	1 542 780,9	1 604 492,1	1 668 671,8	1 203 519,3	1 234 319,3	18 654,5	0,0	0,0	
	Коэффициент инфляции						1,0	1,04	1,082	1,125	1,170	1,217	1,265	1,316	1,369	1,423	1,480	1,539	1,601	1,665	1,732	1,801	1,873	1,948	2,026	

Продолжение таблицы 4.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	в том числе по годам																							
		2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
I	Строительство скважин (подземное строительство)																								
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Ввод добывающих скважин из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Перевод под нагнетание из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Выбытие скважин	9794,3	30558,3	31780,6	33051,8	22915,9	0,0	0,0	0,0	13404,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	348176,16	0
5	ПИР на бурение	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого строительство скважин	9794,3	30558,3	31780,6	33051,8	22915,9	0,0	0,0	0,0	13404,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	348176,2	0,0
II	Надземное строительство																								
	Обустройство промысла																								
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Прочие затраты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого надземное строительство	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений	9794,3	30558,3	31780,6	33051,8	22915,9	0,0	0,0	0,0	13404,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	348176,2	0,0
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции	9 794,3	30 558,3	31 780,6	33 051,8	22 915,9	0,0	0,0	0,0	13 404,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	348 176,2	0,0
	Коэффициент инфляции	2,107	2,191	2,279	2,370	2,465	2,563	2,666	2,772	2,883	2,999	3,119	3,243	3,373	3,508	3,648	3,794	3,946	4,104	4,268	4,439	4,616	4,801	4,993	5,193

Продолжение таблицы 4.2.1

№	Наименование работ, объектов и затрат	в том числе по годам																									
		2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	
54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	
I	Строительство скважин (подземное строительство)																										
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Ввод добывающих скважин из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	Перевод под нагнетание из прочих категорий	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
4	Выбытие скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	247514,8	0,0	0,0
5	ПИР на бурение	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Итого строительство скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	247514,8	0,0	0,0
II	Надземное строительство																										
	Обустройство промысла																										
1	Обустройство добывающих нефтяных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Прочие затраты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Итого надземное строительство	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Всего капитальных вложений	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	247514,8	0,0	0,0
	Всего капитальных вложений с учетом инфляции	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	247 514,8	0,0	0,0
	Коэффициент инфляции	5,617	5,841	6,075	6,318	6,571	6,833	7,107	7,391	7,687	7,994	8,314	8,646	8,992	9,352	9,726	10,1	10,5	10,9	11,4	11,8	12,3	12,8	13,3	13,8	14,4	

Таблица 4.2.2- Расчет дохода от реализации проекта 2 вариант

Годы	Добыча нефти	Товарная нефть	Продажа нефти на внешний рынок		Доход, всего
			Цена с учетом транспортных расходов и коэффициента инфляции	Количество	
	тыс. т.	тыс. т.	тенге/ т.	тыс. т.	тыс. тенге
1	2	3	4	5	6
2022	7,5	7,5	185 621,00	7,5	1 392 824,71
2023	6,8	6,8	193 045,84	6,8	1 308 980,05
2024	6,5	6,5	200 767,67	6,5	1 299 898,64
2025	8,0	7,9	208 798,38	7,9	1 657 677,39
2026	9,7	9,6	217 150,32	9,6	2 092 860,37
2027	11,1	11,1	225 836,33	11,1	2 501 238,79
2028	11,9	11,8	234 869,78	11,8	2 777 659,22
2029	13,7	13,7	244 264,57	13,7	3 338 585,58
2030	17,2	17,2	254 035,16	17,2	4 359 729,68
2031	20,9	20,8	264 196,56	20,8	5 507 327,07
2032	24,6	24,5	274 764,42	24,5	6 737 222,64
2033	28,3	28,3	285 755,00	28,3	8 073 764,92
2034	32,1	32,0	297 185,20	32,0	9 509 559,54
2035	35,9	35,8	309 072,61	35,8	11 068 071,04
2036	38,7	38,6	321 435,51	38,6	12 423 182,26
2037	40,7	40,7	334 292,93	40,7	13 592 037,89
2038	41,4	41,3	347 664,65	41,3	14 353 578,93
2039	40,5	40,4	361 571,24	40,4	14 616 199,53
2040	39,7	39,6	376 034,09	39,6	14 895 349,60
2041	38,9	38,8	391 075,45	38,8	15 190 556,85
2042	38,1	38,1	406 718,47	38,1	15 478 293,43
2043	37,3	37,2	422 987,21	37,2	15 732 083,00
2044	36,5	36,4	439 906,70	36,4	16 005 584,26
2045	35,7	35,6	457 502,96	35,6	16 299 458,62
2046	35,0	35,0	475 803,08	35,0	16 638 566,28
2047	34,5	34,5	494 835,21	34,5	17 051 397,34
2048	34,0	34,0	514 628,61	34,0	17 476 098,06
2049	33,5	33,4	535 213,76	33,4	17 899 650,89
2050	33,0	32,9	556 622,31	32,9	18 338 302,56
2051	32,5	32,5	578 887,20	32,5	18 801 738,66
2052	32,1	32,0	602 042,69	32,0	19 278 307,07
2053	31,6	31,6	626 124,40	31,6	19 768 365,96
2054	31,2	31,1	651 169,37	31,1	20 272 283,83
2055	30,8	30,7	677 216,15	30,7	20 790 439,79

Продолжение Таблицы 4.2.2

1	2	3	4	5	6
2056	30,3	30,3	704 304,79	30,3	21 323 223,87
2057	29,9	29,9	732 476,99	29,9	21 871 037,30
2058	29,5	29,4	761 776,06	29,4	22 434 292,88
2059	29,1	29,0	792 247,11	29,0	23 013 415,26
2060	28,7	28,7	823 936,99	28,7	23 608 841,29
2061	28,3	28,3	856 894,47	28,3	24 221 020,38
2062	27,9	27,9	891 170,25	27,9	24 850 414,82
2063	27,4	27,3	926 817,06	27,3	25 320 933,53
2064	26,9	26,8	963 889,74	26,8	25 834 188,08
2065	26,5	26,5	1 002 445,33	26,5	26 524 894,12
2066	26,2	26,1	1 042 543,15	26,1	27 234 662,26
2067	25,8	25,8	1 084 244,87	25,8	27 964 027,86
2068	25,5	25,5	1 127 614,67	25,5	28 713 541,50
2069	25,0	24,9	1 172 719,25	24,9	29 201 777,45
2070	24,4	24,4	1 219 628,02	24,4	29 720 446,93
2071	23,9	23,9	1 268 413,14	23,9	30 269 410,93
2072	23,2	23,1	1 319 149,67	23,1	30 503 213,40
2073	22,2	22,2	1 371 915,66	22,2	30 403 933,76
2074	21,0	20,9	1 426 792,28	20,9	29 864 734,78
2075	19,9	19,8	1 483 863,97	19,8	29 426 364,54
2076	18,9	18,8	1 543 218,53	18,8	29 081 457,71
2077	18,0	18,0	1 604 947,27	18,0	28 823 360,27
2078	17,0	17,0	1 669 145,16	17,0	28 306 346,53
2079	15,7	15,7	1 735 910,97	15,7	27 215 694,03
2080	14,6	14,6	1 805 347,41	14,6	26 272 062,83
2081	13,6	13,5	1 877 561,31	13,5	25 395 635,59
2082	12,2	12,2	1 952 663,76	12,2	23 817 650,08
2083	10,8	10,7	2 030 770,31	10,7	21 801 891,07
2084	9,5	9,5	2 112 001,12	9,5	20 017 929,46
2085	8,4	8,3	2 196 481,17	8,3	18 338 912,13
2086	7,4	7,4	2 284 340,41	7,4	16 807 970,68
2087	6,4	6,4	2 375 714,03	6,4	15 174 721,78
2088	6,1	6,1	2 470 742,59	6,1	15 028 149,23
2089	5,7	5,6	2 569 572,29	5,6	14 513 108,50
2090	4,9	4,9	2 672 355,19	4,9	13 048 701,68
2022-2089	1 637,5	1 635,2		1 637,2	1 239 426 145,3
2022-2090	1642,4	1640,1		1642,1	1 252 474 847,0

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты определялись в соответствии с нормативами затрат и технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего отчета.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат приведены в таблицах 3.5.1., 3.5.2.

Расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (операционные затраты) разделяются на производственные расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Производственные расходы включают в себя расходы на:

- техобслуживание и содержание ОС;
- ремонт ОС;
- ремонт скважин;
- материальные производственные затраты;
- затраты на электроэнергию;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- экологические расходы;
- транспортные расходы;
- охрана труда, охрана объектов;
- услуги по хранению нефти
- страхование работающего персонала;
- производственные расходы условно- постоянные, зависящие от численности;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость;

Расходы периода включают:

- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт нефти;
- рентный налог;
- экспортная пошлина.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому второму варианту представлен в таблице 4.2.3, по остальным вариантам в приложении.

Таблица 4.2.3- Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в себестоимость продукции 2 вариант

Годы	Производственные расходы														
	Тех.обслуживание и содержание ОС	Электроэнергия	Транспортные расходы	Материальные затраты	Расходы на химреагенты	Экологические расходы	ФОТ пром. персонала	Аренда ОС	Затраты производственного характера	Охрана труда	Охрана объектов	Страхование	Ремонт ОС	Ремонт скважин	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП
	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	15 348,4	32 493,0	15 370,0	15 764,1	13 337,2	767,4	177 366,7	9 185,9	3 150,1	2 797,2	2 470,8	3 821,6	2 924,9	28 122,7	16 799,4
2023	15 962,4	36 747,8	15 984,8	17 828,3	12 534,3	721,2	184 461,4	9 553,4	3 276,1	2 909,1	2 569,6	3 974,5	3 041,9	29 247,6	17 471,4
2024	17 215,7	39 984,2	17 239,9	19 398,4	12 447,3	716,2	191 839,8	10 303,5	3 533,3	3 137,5	2 771,4	4 133,5	3 280,8	31 544,0	18 170,3
2025	19 822,6	49 124,0	19 850,5	23 832,6	15 873,3	913,3	226 719,8	11 863,7	4 068,4	3 612,6	3 191,0	4 885,0	3 777,6	36 320,7	21 473,9
2026	22 610,6	59 132,5	22 642,4	28 688,3	20 040,4	1 153,0	235 788,6	13 532,3	4 640,6	4 120,7	3 639,8	5 080,4	4 308,8	41 429,0	22 332,9
2027	25 589,9	69 229,4	25 625,9	33 586,8	23 950,9	1 378,0	294 264,2	15 315,4	5 252,0	4 663,7	4 119,4	6 340,3	4 876,6	46 887,9	27 871,4
2028	28 052,0	77 810,3	28 091,5	37 749,8	26 597,8	1 530,3	306 034,7	16 789,0	5 757,4	5 112,4	4 515,8	6 594,0	5 345,8	51 399,3	28 986,3
2029	32 914,4	90 308,6	32 960,7	43 813,4	31 969,0	1 839,3	318 276,1	19 699,1	6 755,3	5 998,5	5 298,5	6 857,7	6 272,4	60 308,5	30 145,8
2030	36 564,9	108 021,4	36 616,4	52 406,9	41 747,1	2 401,9	331 007,2	21 883,9	7 504,5	6 663,8	5 886,2	7 132,0	6 968,1	66 997,3	31 351,6
2031	40 454,8	125 282,2	40 511,7	60 780,9	52 736,0	3 034,2	470 471,5	24 212,0	8 302,9	7 372,8	6 512,4	10 137,0	7 709,4	74 124,7	44 561,1
2032	44 597,4	142 126,2	44 660,1	68 952,9	64 513,0	3 711,8	489 290,4	26 691,3	9 153,1	8 127,7	7 179,2	10 542,5	8 498,8	81 715,0	46 343,5
2033	50 756,8	160 008,5	50 828,3	77 628,5	77 311,2	4 448,1	508 862,0	30 377,7	10 417,3	9 250,3	8 170,8	10 964,2	9 672,6	93 000,9	48 197,2
2034	57 337,7	179 054,6	57 418,4	86 868,8	91 059,9	5 239,1	529 216,5	34 316,3	11 767,9	10 449,6	9 230,2	11 402,7	10 926,7	105 059,0	50 125,1
2035	64 363,9	199 380,4	64 454,5	96 729,9	105 983,6	6 097,8	778 593,6	38 521,4	13 210,0	11 730,1	10 361,2	16 775,9	12 265,7	117 932,9	73 745,1
2036	67 922,8	214 654,1	68 018,4	104 139,9	118 959,6	6 844,4	809 737,4	40 651,4	13 940,4	12 378,7	10 934,1	17 447,0	12 943,9	124 453,9	76 694,9
2037	71 663,5	227 028,1	71 764,4	110 143,2	130 152,1	7 488,3	842 126,8	42 890,2	14 708,1	13 060,4	11 536,3	18 144,8	13 656,7	131 307,9	79 762,7
2038	76 659,5	238 224,4	76 767,4	115 575,1	137 444,3	7 907,9	875 811,9	45 880,2	15 733,5	13 970,9	12 340,5	18 870,6	14 608,8	140 461,9	82 953,2
2039	79 725,9	245 720,8	79 838,1	119 212,0	139 959,1	8 052,6	910 844,4	47 715,5	16 362,8	14 529,8	12 834,2	19 625,4	15 193,2	146 080,4	86 271,3
2040	82 914,9	253 545,0	83 031,6	123 008,0	142 632,1	8 206,4	947 278,2	49 624,1	17 017,3	15 111,0	13 347,5	20 410,5	15 800,9	151 923,6	89 722,2
2041	85 033,8	261 731,9	85 153,5	126 979,8	145 458,9	8 369,0	985 169,3	50 892,2	17 452,2	15 497,1	13 688,6	21 226,9	16 204,7	155 806,1	93 311,0
2042	84 698,5	268 104,6	84 817,7	130 071,6	148 214,1	8 527,5	724 269,3	50 691,5	17 383,4	15 436,0	13 634,7	15 605,4	16 140,8	155 191,6	68 599,7
2043	84 200,3	268 722,5	84 318,7	130 371,4	150 644,3	8 667,3	753 240,1	50 393,4	17 281,2	15 345,2	13 554,5	16 229,6	16 045,8	154 278,8	71 343,7
2044	83 526,7	269 302,2	83 644,2	130 652,6	153 263,3	8 818,0	783 369,7	49 990,2	17 142,9	15 222,5	13 446,0	16 878,8	15 917,5	153 044,5	74 197,4
2045	84 065,5	269 450,5	84 183,8	130 724,6	156 077,3	8 979,9	814 704,5	50 312,7	17 253,5	15 320,7	13 532,8	17 554,0	16 020,2	154 031,9	77 165,3
2046	87 428,2	272 030,8	87 551,2	131 976,4	159 324,5	9 166,8	847 292,6	52 325,2	17 943,6	15 933,5	14 074,1	18 256,1	16 661,0	160 193,2	80 252,0
2047	90 925,3	282 052,5	91 053,2	136 838,4	163 277,6	9 394,2	881 184,3	54 418,3	18 661,4	16 570,8	14 637,0	18 986,4	17 327,4	166 600,9	83 462,0
2048	94 562,3	292 495,3	94 695,4	141 904,8	167 344,4	9 628,2	916 431,7	56 595,0	19 407,8	17 233,7	15 222,5	19 745,8	18 020,5	173 264,9	86 800,5
2049	96 705,7	301 522,6	96 841,8	146 284,4	171 400,1	9 861,5	953 089,0	57 877,8	19 847,8	17 624,3	15 567,6	20 535,7	18 429,0	177 192,3	90 272,5
2050	100 573,9	307 899,3	100 715,5	149 378,0	175 600,5	10 103,2	991 212,5	60 192,9	20 641,7	18 329,3	16 190,3	21 357,1	19 166,1	184 280,0	93 883,4
2051	104 596,9	316 233,1	104 744,1	153 421,2	180 038,2	10 358,5	1 030 861,0	62 600,6	21 467,3	19 062,4	16 837,9	22 211,4	19 932,8	191 651,2	97 638,8
2052	108 780,8	324 967,0	108 933,9	157 658,5	184 601,6	10 621,1	1 072 095,5	65 104,7	22 326,0	19 824,9	17 511,4	23 099,8	20 730,1	199 317,2	101 544,3
2053	113 132,0	334 114,9	113 291,2	162 096,6	189 294,2	10 891,1	1 114 979,3	67 708,8	23 219,1	20 617,9	18 211,9	24 023,8	21 559,3	207 289,9	105 606,1
2054	117 657,3	343 691,4	117 822,9	166 742,7	194 119,5	11 168,7	1 159 578,5	70 417,2	24 147,8	21 442,7	18 940,3	24 984,8	22 421,7	215 581,5	109 830,3
2055	122 363,6	353 711,8	122 535,8	171 604,1	199 081,2	11 454,2	1 205 961,6	73 233,9	25 113,7	22 300,4	19 697,9	25 984,2	23 318,5	224 204,8	114 223,6

Продолжение таблицы 4.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2056	127 258,1	364 191,9	127 437,2	176 688,6	204 182,9	11 747,7	1 254 200,1	76 163,2	26 118,3	23 192,4	20 485,9	27 023,5	24 251,3	233 173,0	118 792,5
2057	132 348,4	375 148,2	132 534,7	182 004,0	209 428,6	12 049,5	1 304 368,1	79 209,8	27 163,0	24 120,1	21 305,3	28 104,5	25 221,3	242 499,9	123 544,2
2058	137 642,4	386 597,9	137 836,1	187 558,9	214 822,1	12 359,8	1 356 542,8	82 378,2	28 249,5	25 084,9	22 157,5	29 228,7	26 230,2	252 199,9	128 486,0
2059	143 148,1	398 558,7	143 349,5	193 361,7	220 367,6	12 678,9	1 410 804,5	85 673,3	29 379,5	26 088,3	23 043,8	30 397,8	27 279,4	262 287,9	133 625,4
2060	148 874,0	411 049,3	149 083,5	199 421,5	226 069,1	13 006,9	1 467 236,7	89 100,2	30 554,7	27 131,8	23 965,6	31 613,7	28 370,5	272 779,4	138 970,4
2061	154 828,9	424 089,0	155 046,8	205 747,8	231 931,1	13 344,2	1 525 926,2	92 664,2	31 776,9	28 217,1	24 924,2	32 878,3	29 505,4	283 690,6	144 529,2
2062	161 022,1	437 698,0	161 248,7	212 350,2	237 958,0	13 690,9	1 586 963,2	96 370,8	33 048,0	29 345,8	25 921,1	34 193,4	30 685,6	295 038,2	150 310,4
2063	124 887,7	427 182,5	125 063,4	207 248,6	242 463,5	13 950,2	1 207 640,3	74 744,5	25 631,8	22 760,4	20 104,3	26 020,3	23 799,5	228 829,6	114 382,5
2064	129 883,2	420 716,0	130 065,9	204 111,3	247 378,2	14 232,9	1 255 945,9	77 734,3	26 657,1	23 670,8	20 908,4	27 061,2	24 751,5	237 982,8	118 957,9
2065	135 078,5	437 107,3	135 268,6	212 063,6	253 992,1	14 613,5	1 306 183,7	80 843,7	27 723,3	24 617,6	21 744,8	28 143,6	25 741,6	247 502,1	123 716,2
2066	140 481,6	454 137,2	140 679,3	220 325,7	260 788,6	15 004,5	1 358 431,1	84 077,4	28 832,3	25 602,3	22 614,6	29 269,3	26 771,2	257 402,2	128 664,8
2067	146 100,9	471 830,6	146 306,5	228 909,7	267 772,7	15 406,3	1 412 768,3	87 440,5	29 985,6	26 626,4	23 519,1	30 440,1	27 842,1	267 698,3	133 811,4
2068	151 944,9	490 213,4	152 158,8	237 828,2	274 949,8	15 819,3	1 469 279,1	90 938,2	31 185,0	27 691,5	24 459,9	31 657,7	28 955,8	278 406,2	139 163,9
2069	158 022,7	512 158,2	158 245,1	248 474,7	279 624,9	16 088,3	1 528 050,2	94 575,7	32 432,4	28 799,1	25 438,3	32 924,0	30 114,0	289 542,5	144 730,4
2070	164 343,6	532 112,1	164 574,9	258 155,4	284 591,5	16 374,0	1 589 172,2	98 358,7	33 729,7	29 951,1	26 455,8	34 241,0	31 318,6	301 124,2	150 519,6
2071	170 917,4	552 843,5	171 157,9	268 213,3	289 848,2	16 676,4	1 652 739,1	102 293,1	35 078,9	31 149,1	27 514,1	35 610,6	32 571,3	313 169,1	156 540,4
2072	177 754,1	577 740,4	178 004,2	280 292,1	292 087,0	16 805,3	1 718 848,7	106 384,8	36 482,0	32 395,1	28 614,6	37 035,1	33 874,1	325 695,9	162 802,0
2073	184 864,2	602 189,6	185 124,4	292 153,7	291 136,3	16 750,6	1 787 602,6	110 640,2	37 941,3	33 690,9	29 759,2	38 516,5	35 229,1	338 723,7	169 314,1
2074	192 258,8	628 677,8	192 529,4	305 004,5	285 973,1	16 453,5	1 859 106,8	115 065,8	39 458,9	35 038,5	30 949,6	40 057,1	36 638,3	352 272,7	176 086,7
2075	199 949,2	653 171,4	200 230,5	316 887,6	281 775,5	16 212,0	1 933 471,0	119 668,4	41 037,3	36 440,1	32 187,6	41 659,4	38 103,8	366 363,6	183 130,1
2076	207 947,1	678 619,3	208 239,8	329 233,8	278 472,8	16 022,0	2 010 809,9	124 455,1	42 678,8	37 897,7	33 475,1	43 325,8	39 628,0	381 018,1	190 455,4
2077	216 265,0	705 058,7	216 569,4	342 060,9	276 001,3	15 879,8	2 091 242,3	129 433,3	44 386,0	39 413,6	34 814,1	45 058,8	41 213,1	396 258,8	198 073,6
2078	224 915,6	735 025,8	225 232,1	356 599,5	271 050,6	15 594,9	2 174 892,0	134 610,7	46 161,4	40 990,1	36 206,6	46 861,2	42 861,6	412 109,2	205 996,5
2079	233 912,2	768 801,0	234 241,4	372 985,6	260 607,0	14 994,0	2 261 887,6	139 995,1	48 007,8	42 629,7	37 654,9	48 735,6	44 576,1	428 593,6	214 236,4
2080	243 268,7	798 753,9	243 611,1	387 517,3	251 571,1	14 474,2	2 352 363,1	145 594,9	49 928,2	44 334,9	39 161,1	50 685,0	46 359,1	445 737,3	222 805,8
2081	252 999,5	831 294,0	253 355,5	403 304,2	243 178,8	13 991,3	2 446 457,7	151 418,7	51 925,3	46 108,3	40 727,5	52 712,4	48 213,5	463 566,8	231 718,1
2082	263 119,4	870 006,6	263 489,7	422 085,7	228 068,6	13 122,0	2 544 316,0	157 475,5	54 002,3	47 952,7	42 356,6	54 820,9	50 142,0	482 109,5	240 986,8
2083	273 644,2	908 811,0	274 029,3	440 911,8	208 766,5	12 011,4	2 646 088,6	163 774,5	56 162,4	49 870,8	44 050,9	57 013,8	52 147,7	501 393,9	250 626,3
2084	284 590,0	944 218,8	284 990,5	458 089,9	191 683,9	11 028,6	2 751 932,1	170 325,5	58 408,9	51 865,6	45 813,0	59 294,3	54 233,6	521 449,6	260 651,3
2085	295 973,6	981 006,0	296 390,1	475 937,4	175 606,3	10 103,5	2 862 009,4	177 138,5	60 745,2	53 940,2	47 645,5	61 666,1	56 402,9	542 307,6	271 077,4
2086	307 812,5	1 019 226,5	308 245,7	494 480,1	160 946,6	9 260,1	2 976 489,8	184 224,0	63 175,0	56 097,8	49 551,3	64 132,7	58 659,1	563 999,9	281 920,4
2087	320 125,0	1 058 936,1	320 575,6	513 745,3	145 307,3	8 360,3	3 095 549,4	191 593,0	65 702,1	58 341,8	51 533,3	66 698,0	61 005,4	586 559,9	293 197,3
2088	302 663,7	1 046 648,3	303 089,6	507 783,9	143 903,7	8 279,5	3 219 371,4	181 142,4	62 118,3	55 159,5	48 722,4	69 366,0	57 677,9	554 565,7	304 925,2
2089	314 770,2	1 031 795,9	315 213,2	500 578,2	138 971,9	7 995,8	3 348 146,2	188 388,1	64 603,0	57 365,9	50 671,3	72 140,6	59 985,0	576 748,3	317 122,2
2090	327 361,0	1 072 294,0	327 821,7	520 225,9	124 949,3	7 189,0	3 482 072,1	195 923,7	67 187,2	59 660,5	52 698,2	75 026,2	62 384,4	599 818,3	329 807,0
2022-2089	9 132 344,3	28 949 521,2	9 145 196,3	14 044 927,7	11 868 265,1	682 841,9	90 428 266,3	5 465 654,9	1 874 310,6	1 664 340,3	1 470 113,7	1 948 406,6	1 740 328,0	16 733 045,7	8 564 980,6
2022-2090	9 459 705,3	30 021 815,2	9 473 018,0	14 565 153,7	11 993 214,4	690 030,9	93 910 338,4	5 661 578,5	1 941 497,8	1 724 000,8	1 522 811,9	2 023 432,8	1 802 712,4	17 332 864,0	8 894 787,6

Продолжение таблицы 4.2.3

Годы	Производственные расходы							Обязательства по контракту		Эксплуатационные затраты Всего	Затраты на реализацию				Общие затраты, Всего	
	Услуги по хранению	Амортизация	Налоги и отчисления				Производ. затраты,Всего	Себестоим 1 т. нефти	Ликвидационный фонд		Затраты на обучение специалистов	Затраты на транспорт	Рентный налог	Экспортная пошлина		Затраты на реализацию с учетом инфляции, Всего
			Налог на добычу нефти	Налог на имущество	Фонд ОСМС	Социальный налог и отчисления										
	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
2022	5 261,0	134 255,2	74 895,9	13 250,1	5 321,0	15 164,9	587 867,4	78188,1	2350,3	4746,5	594964,2	102416,6	194995,5	193592,7	491004,8	1085968,9
2023	5 471,4	134 255,2	70 387,4	11 236,3	5 533,8	15 771,4	598 939,2	88153,7	2208,8	4913,1	606061,1	96251,3	183257,2	189519,7	469028,3	1075089,4
2024	5 901,0	143 382,1	69 899,1	10 066,7	5 755,2	16 402,3	627 122,2	96664,5	2193,5	5323,4	634639,1	95583,6	181985,8	180966,2	458535,6	1093174,7
2025	6 794,6	179 113,0	89 137,8	11 221,1	6 801,6	22 445,3	760 842,5	95642,8	2797,2	6385,3	770024,9	121891,6	265228,4	238967,8	626087,8	1396112,7
2026	7 750,2	233 385,1	112 538,8	13 554,5	7 073,7	23 343,1	886 785,8	91826,8	3531,5	7376,6	897693,9	153891,3	334857,7	310820,4	799569,3	1697263,2
2027	8 771,4	289 828,1	134 498,4	15 274,7	8 827,9	29 132,2	1 075 284,7	96893,1	4220,6	8939,9	1088445,2	183920,0	400198,2	357183,2	941301,4	2029746,6
2028	9 615,3	338 553,6	149 362,2	15 434,4	9 181,0	30 297,4	1 182 810,5	99814,6	4687,1	9802,3	1197299,8	204245,6	472202,1	406827,5	1083275,1	2280575,0
2029	11 282,0	333 350,4	179 524,8	22 277,4	9 548,3	31 509,3	1 280 909,5	93529,1	5633,6	19484,7	1306027,8	245491,4	567559,5	470176,0	1283226,9	2589254,7
2030	12 533,3	524 096,4	234 434,4	35 919,3	9 930,2	32 769,7	1 612 836,5	93789,7	7356,7	22325,0	1642518,2	320577,7	741154,0	627268,0	1688999,7	3331517,9
2031	13 866,6	716 643,0	296 143,9	47 392,4	14 114,1	46 576,7	2 110 940,1	101063,1	9293,1	26734,8	2146968,0	404962,3	1046392,1	806723,4	2258077,9	4405045,9
2032	15 286,6	885 250,1	362 278,7	56 987,3	14 678,7	48 439,7	2 439 023,9	99271,9	11368,5	29615,2	2480007,6	495398,4	1280072,3	948923,9	2724394,6	5204402,2
2033	17 397,8	1 056 019,7	434 148,2	65 014,7	15 265,9	50 377,3	2 788 117,9	98482,6	13623,8	32831,4	2834573,0	593676,5	1534015,3	1154182,1	3281873,9	6116446,9
2034	19 653,6	1 234 884,3	511 354,7	71 437,5	15 876,5	52 392,4	3 155 071,6	98402,6	16046,5	36056,2	3207174,2	699252,7	1997007,5	1375946,9	4072207,1	7279381,3
2035	22 061,9	1 437 529,1	595 160,1	75 943,1	23 357,8	77 080,8	3 841 278,5	107052,0	18676,4	42098,4	3902053,2	813852,4	2324294,9	1770833,4	4908980,8	8811034,0
2036	23 281,8	1 479 031,2	668 028,1	75 368,8	24 292,1	80 164,0	4 049 886,8	104576,6	20963,0	40306,5	4111156,3	913495,9	2733100,1	1911196,3	5557792,2	9668948,5
2037	24 564,0	1 454 863,9	730 880,6	71 218,5	25 263,8	83 370,6	4 175 595,0	102492,4	22935,4	41089,1	4239619,4	999443,6	2990248,3	2272841,7	6262533,7	10502153,1
2038	26 276,4	1 348 119,3	771 830,7	59 492,4	26 274,4	86 705,4	4 191 908,8	101331,1	24220,4	32394,8	4248524,0	1055440,9	3301323,2	2307870,7	6664634,8	10913158,8
2039	27 327,5	1 118 985,6	785 952,5	41 216,3	27 325,3	90 173,6	4 032 946,1	99566,3	24663,5	30606,0	4088215,7	1074751,8	3361725,9	2259708,4	6696186,1	10784401,8
2040	28 420,6	889 420,4	800 963,2	26 153,2	28 418,3	93 780,5	3 880 729,4	97773,3	25134,6	29028,0	3934892,0	1095278,2	3723837,4	2469789,5	7288905,1	11223797,1
2041	29 146,9	650 289,4	816 837,3	14 605,4	29 555,1	97 531,8	3 719 941,1	95577,0	25632,7	27416,1	3772989,9	1116985,2	3797639,2	2421863,1	7336487,6	11109477,4
2042	29 031,9	401 593,1	832 309,7	6 716,3	21 728,1	71 702,7	3 164 468,2	82985,5	26118,2	22384,4	3212970,8	1138142,9	4024356,3	2618289,2	7780788,4	10993759,3
2043	28 861,2	213 461,5	845 956,6	2 103,4	22 597,2	74 570,8	3 022 187,4	81094,8	26546,5	20838,4	3069572,3	1156804,5	4090341,6	2814751,9	8061897,9	11131470,2
2044	28 630,3	35 181,0	860 663,5	254,7	23 501,1	77 553,6	2 894 200,7	79386,8	27008,0	19395,8	2940604,5	1176915,4	4161451,9	2753544,4	8091911,7	11032516,2
2045	28 815,0	466,4	876 465,9	3,5	24 441,1	80 655,7	2 920 224,9	81802,7	27503,9	19350,4	2967079,1	1198524,5	4237859,2	2926045,6	8362429,3	11329508,5
2046	29 967,6	0,0	894 700,7	0,0	25 418,8	83 882,0	3 004 378,1	85742,6	28076,1	19729,5	3052183,7	1223459,6	4326027,2	2872039,9	8421526,7	11473710,5
2047	31 166,3	0,0	916 899,7	0,0	26 435,5	87 237,2	3 107 128,6	89989,2	28772,7	20481,8	3156383,0	1253815,7	4433363,3	2830096,3	8517275,3	11673658,3
2048	32 412,9	0,0	939 737,0	0,0	27 493,0	90 726,7	3 213 722,4	94447,0	29489,4	21263,9	3264475,7	1285044,6	4543785,5	2789024,7	8617854,8	11882330,5
2049	33 147,6	0,0	962 512,6	0,0	28 592,7	94 355,8	3 311 660,7	98823,2	30204,1	22092,1	3363956,9	1316189,1	4653909,2	2746749,9	8716848,2	12080805,1
2050	34 473,5	0,0	986 100,1	0,0	29 736,4	98 130,0	3 417 963,7	103537,9	30944,3	22725,4	3471633,3	1348443,8	4767958,7	2705829,0	8822231,5	12293864,8
2051	35 852,5	0,0	1 011 020,3	0,0	30 925,8	102 055,2	3 531 509,3	108514,3	31726,3	23549,4	3586784,9	1382521,0	4888452,1	2667509,0	8938482,0	12525266,9
2052	37 286,6	0,0	1 036 646,7	0,0	32 162,9	106 137,5	3 649 350,3	113737,7	32530,4	24406,8	3706287,5	1417563,8	5012359,8	2629925,4	9059849,1	12766136,6
2053	38 778,0	0,0	1 062 998,4	0,0	33 449,4	110 383,0	3 771 644,9	119220,6	33357,4	25299,0	3830301,2	1453598,6	5139775,1	2593056,4	9186430,2	13016731,4
2054	40 329,2	0,0	1 090 095,5	0,0	34 787,4	114 798,3	3 898 557,5	124975,8	34207,7	26227,2	3958992,4	1490652,5	5270793,8	2556881,1	9318327,4	13277319,7
2055	41 942,3	0,0	1 117 958,1	0,0	36 178,8	119 390,2	4 030 258,7	131016,8	35082,0	27192,9	4092533,6	1528753,3	5405514,3	2521379,4	9455647,0	13548180,6

Продолжение таблицы 4.2.3

17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
2056	43 620,0	0,0	1 146 607,4	0,0	37 626,0	124 165,8	4 166 925,7	137358,0	35981,0	28197,6	4231104,3	1567929,7	5544038,2	2486532,0	9598499,9	13829604,2
2057	45 364,8	0,0	1 176 064,8	0,0	39 131,0	129 132,4	4 308 742,6	144014,3	36905,4	29242,6	4374890,6	1608211,3	5686469,7	2452320,5	9747001,4	14121892,1
2058	47 179,4	0,0	1 206 352,5	0,0	40 696,3	134 297,7	4 455 900,6	151001,4	37855,9	30329,7	4524086,1	1649628,3	5832916,1	2418727,2	9901271,7	14425357,8
2059	49 066,6	0,0	1 237 493,5	0,0	42 324,1	139 669,6	4 608 598,1	158335,7	38833,1	31460,3	4678891,6	1692212,1	5983488,0	2385735,2	10061435,3	14740326,8
2060	51 029,3	0,0	1 269 511,2	0,0	44 017,1	145 256,4	4 767 041,4	166034,7	39837,8	32636,4	4839515,6	1735994,7	6138298,7	2353328,2	10227621,6	15067137,2
2061	53 070,4	0,0	1 302 429,7	0,0	45 777,8	151 066,7	4 931 444,5	174116,4	40870,8	33859,5	5006174,8	1781009,2	6297465,3	2321490,5	10399965,0	15406139,8
2062	55 193,3	0,0	1 336 273,9	0,0	47 608,9	157 109,4	5 102 029,8	182599,9	41932,9	35131,5	5179094,2	1827289,5	6461107,9	2290207,3	10578604,6	15757698,8
2063	42 807,5	0,0	1 361 575,0	0,0	36 229,2	119 556,4	4 444 877,1	162369,6	42726,8	32357,2	4519961,1	1861887,5	6583442,7	2243817,4	10689147,7	15209108,8
2064	44 519,8	0,0	1 389 174,1	0,0	37 678,4	124 338,6	4 555 768,3	169638,6	43592,9	29632,8	4628994,0	1899627,9	6716888,9	2201249,6	10817766,4	15446760,3
2065	46 300,6	0,0	1 426 315,2	0,0	39 185,5	129 312,2	4 715 453,7	177852,9	44758,4	30778,8	4790990,9	1950416,6	6896472,5	2173175,4	11020064,5	15811055,4
2066	48 152,6	0,0	1 464 481,4	0,0	40 752,9	134 484,7	4 880 953,8	186469,3	45956,1	31969,6	4958879,5	2002607,0	7081012,2	2145506,2	11229125,4	16188004,9
2067	50 078,7	0,0	1 503 701,3	0,0	42 383,1	139 864,1	5 052 485,8	195507,4	47186,8	33206,9	5132879,6	2056238,3	7270647,2	2118235,2	11445120,7	16578000,3
2068	52 081,9	0,0	1 544 004,7	0,0	44 078,4	145 458,6	5 230 275,0	204988,3	48451,5	34492,6	5313219,1	2111351,2	7465520,8	2091355,5	11668227,6	16981446,7
2069	54 165,2	0,0	1 570 258,5	0,0	45 841,5	151 277,0	5 400 762,7	216456,4	49275,4	35843,7	5485881,8	2147252,0	7592462,1	2045111,8	11784825,9	17270707,7
2070	56 331,8	0,0	1 598 148,7	0,0	47 675,2	157 328,1	5 574 506,2	228301,6	50150,6	37207,4	5661864,2	2185390,6	7727316,2	2001381,0	11914087,7	17575951,9
2071	58 585,0	0,0	1 627 668,0	0,0	49 582,2	163 621,2	5 755 778,8	240708,5	51076,9	38626,2	5845482,0	2225756,7	7870046,8	1959950,3	12055753,9	17901235,8
2072	60 928,4	0,0	1 640 240,2	0,0	51 565,5	170 166,0	5 927 715,6	255838,8	51471,5	40119,0	6019306,1	2242948,6	7930835,5	1899124,1	12072908,2	18092214,2
2073	63 365,6	0,0	1 634 901,7	0,0	53 628,1	176 972,7	6 082 504,5	273911,7	51303,9	41617,4	6175425,7	2235648,4	7905022,8	1820137,5	11960808,6	18136234,4
2074	65 900,2	0,0	1 605 907,5	0,0	55 773,2	184 051,6	6 217 203,9	296433,8	50394,1	43149,6	6310747,6	2196000,3	7764831,0	1719094,4	11679925,7	17990673,4
2075	68 536,2	0,0	1 582 335,1	0,0	58 004,1	191 413,6	6 360 576,7	320099,1	49654,4	44709,5	6454940,6	2163766,2	7650854,8	1628712,2	11443333,2	17898273,7
2076	71 277,7	0,0	1 563 788,6	0,0	60 324,3	199 070,2	6 516 739,2	345121,6	49072,4	46342,1	6612153,6	2138404,7	7561179,0	1547713,5	11247297,2	17859450,8
2077	74 128,8	0,0	1 549 910,0	0,0	62 737,3	207 033,0	6 685 537,5	371520,7	48636,9	48049,2	6782223,6	2119426,4	7494073,7	1474978,4	11088478,5	17870702,0
2078	77 093,9	0,0	1 522 108,7	0,0	65 246,8	215 314,3	6 848 871,6	403050,9	47764,4	49837,5	6946473,5	2081409,6	7359650,1	1392808,9	10833868,6	17780342,0
2079	80 177,7	0,0	1 463 461,4	0,0	67 856,6	223 926,9	6 987 280,6	444781,5	45924,1	51683,1	7084887,8	2001212,2	7076080,4	1287638,0	10364930,6	17449818,4
2080	83 384,8	0,0	1 412 719,8	0,0	70 570,9	232 884,0	7 135 725,2	489367,7	44331,8	53543,9	7233600,9	1931825,5	6830736,3	1195185,2	9957747,1	17191347,9
2081	86 720,2	0,0	1 365 591,9	0,0	73 393,7	242 199,3	7 298 876,8	538544,5	42852,9	55509,9	7397239,5	1867380,5	6602865,3	1110879,1	9581124,8	16978364,3
2082	90 189,0	0,0	1 280 739,4	0,0	76 329,5	251 887,3	7 433 199,5	608183,8	40190,2	57563,0	7530952,6	1751348,7	6192589,0	1001782,1	8945719,9	16476672,5
2083	93 796,5	0,0	1 172 346,6	0,0	79 382,7	261 962,8	7 546 791,5	701551,5	36788,7	59640,7	7643221,0	1603126,9	5668491,7	881729,1	8153347,7	15796568,7
2084	97 548,4	0,0	1 076 418,2	0,0	82 558,0	272 441,3	7 677 541,4	808402,6	33778,5	61758,0	7773077,9	1471949,4	5204661,7	778443,0	7455054,1	15228132,0
2085	101 450,3	0,0	986 132,9	0,0	85 860,3	283 338,9	7 824 732,2	935306,5	30945,3	63976,3	7919653,8	1348488,7	4768117,2	685721,7	6802327,5	14721981,3
2086	105 508,3	0,0	903 810,0	0,0	89 294,7	294 672,5	7 991 507,3	1083938,9	28362,0	66303,4	8086172,6	1235916,2	4370072,4	604305,1	6210293,7	14296466,3
2087	109 728,7	0,0	815 985,8	0,0	92 866,5	306 459,4	8 162 270,1	1275307,5	25606,0	68719,0	8256595,1	1115820,8	3945427,7	524600,1	5585848,6	13842443,7
2088	103 743,5	0,0	808 104,2	0,0	96 581,1	318 717,8	8 192 564,1	1344226,3	25358,7	71390,3	8289313,0	1105043,1	3907318,8	499551,0	5511912,9	13801225,9
2089	107 893,2	0,0	780 409,1	0,0	100 444,4	331 466,5	8 364 709,0	1478025,0	24489,6	70722,5	8459921,1	1067171,4	3773408,2	463875,5	5304455,1	13764376,2
2090	112 208,9	0,0	701 663,9	0,0	104 462,2	344 725,1	8 567 478,7	1751098,0	22018,5	73344,1	8662841,4	959491,3	3392662,4	401028,2	4753181,9	13416023,3
2022-2089	3 130 277,0	15 231 957,3	66 647 292,2	762 141,8	2 712 848,0	8 944 923,9	301 141 983,4		2 091 421,1	2 292 017,5	305 525 422,0	91 136 926,2	315 540 851,7	116 904 725,2	523 582 503,1	829 107 925,1
2022-2090	3 242 486,0	15 231 957,3	67 348 956,2	762 141,8	2 817 310,2	9 289 649,0	309 709 462,1		2 113 439,6	2 365 361,6	314 188 263,3	92 096 417,5	318 933 514,1	117 305 753,5	528 335 685,0	842 523 948,4

Налоговая система

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК. и всеми изменениями и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательства по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20% от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- НДС на добычу нефти – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%.
- рентный налог- по шкале согласно НК;
- экспортная пошлина- по шкале согласно ТК;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 1%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому второму варианту приведены в таблице 4.2.4, по остальным вариантам в приложении

Таблица 4.2.4 - Суммарные выплаты Государству в виде налогов 2 вариант

Годы	Налог на добычу нефти	Корпоративный подоходный налог	Рентный налог	Экспортная пошлина	Налог на имущество	Социальный налог	Фонд ОСМС	Налог на сверхприбыль	Доход Государства всего
	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2022	74895,9	88222,2	194995,5	193592,7	13250,1	15164,9	5321,0	18233,5	603675,8
2023	70387,4	73629,2	183257,2	189519,7	11236,3	15771,4	5533,8	7157,5	556492,5
2024	69899,1	70021,2	181985,8	180966,2	10066,7	16402,3	5755,2	0,0	535096,5
2025	89137,8	88135,5	265228,4	238967,8	11221,1	22445,3	6801,6	0,0	721937,4
2026	112538,8	125796,5	334857,7	310820,4	13554,5	23343,1	7073,7	0,0	927984,5
2027	134498,4	152264,1	400198,2	357183,2	15274,7	29132,2	8827,9	0,0	1097378,7
2028	149362,2	167127,6	472202,1	406827,5	15434,4	30297,4	9181,0	0,0	1250432,2
2029	179524,8	216536,2	567559,5	470176,0	22277,4	31509,3	9548,3	0,0	1497131,5
2030	234434,4	310461,6	741154,0	627268,0	35919,3	32769,7	9930,2	0,0	1991937,3
2031	296143,9	363784,8	1046392,1	806723,4	47392,4	46576,7	14114,1	0,0	2621127,5
2032	362278,7	483614,1	1280072,3	948923,9	56987,3	48439,7	14678,7	0,0	3194994,7
2033	434148,2	602667,5	1534015,3	1154182,1	65014,7	50377,3	15265,9	0,0	3855671,0
2034	511354,7	693012,5	1997007,5	1375946,9	71437,5	52392,4	15876,5	0,0	4717028,0
2035	595160,1	738913,2	2324294,9	1770833,4	75943,1	77080,8	23357,8	0,0	5605583,3
2036	668028,1	846653,0	2733100,1	1911196,3	75368,8	80164,0	24292,1	0,0	6338802,4
2037	730880,6	908949,7	2990248,3	2272841,7	71218,5	83370,6	25263,8	0,0	7082773,2
2038	771830,7	957707,9	3301323,2	2307870,7	59492,4	86705,4	26274,4	235332,2	7746536,8
2039	785952,5	990156,7	3361725,9	2259708,4	41216,3	90173,6	27325,3	269973,5	7826232,1
2040	800963,2	912194,6	3723837,4	2469789,5	26153,2	93780,5	28418,3	0,0	8055136,8
2041	816837,3	946273,8	3797639,2	2421863,1	14605,4	97531,8	29555,1	34519,3	8158825,0
2042	832309,7	977225,5	4024356,3	2618289,2	6716,3	71702,7	21728,1	89012,6	8641340,3
2043	845956,6	962814,9	4090341,6	2814751,9	2103,4	74570,8	22597,2	107224,7	8920361,0
2044	860663,5	1001649,8	4161451,9	2753544,4	254,7	77553,6	23501,1	179067,0	9057686,1
2045	876465,9	994083,3	4237859,2	2926045,6	3,5	80655,7	24441,1	166206,8	9305761,3
2046	894700,7	1032971,2	4326027,2	2872039,9	0,0	83882,0	25418,8	195322,9	9430362,6
2047	916899,7	1075547,8	4433363,3	2830096,3	0,0	87237,2	26435,5	218387,0	9587966,9
2048	939737,0	1118753,5	4543785,5	2789024,7	0,0	90726,7	27493,0	241474,6	9750995,1
2049	962512,6	1163769,2	4653909,2	2746749,9	0,0	94355,8	28592,7	263153,0	9913042,3
2050	986100,1	1208887,5	4767958,7	2705829,0	0,0	98130,0	29736,4	290947,5	10087589,2
2051	1011020,3	1255294,3	4888452,1	2667509,0	0,0	102055,2	30925,8	316452,9	10271709,6
2052	1036646,7	1302434,1	5012359,8	2629925,4	0,0	106137,5	32162,9	350138,0	10469804,3
2053	1062998,4	1350326,9	5139775,1	2593056,4	0,0	110383,0	33449,4	383802,8	10673792,1
2054	1090095,5	1398992,8	5270793,8	2556881,1	0,0	114798,3	34787,4	417446,0	10883794,8
2055	1117958,1	1448451,8	5405514,3	2521379,4	0,0	119390,2	36178,8	451065,1	11099937,8

Продолжение Таблицы 4.2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2056	1146607,4	1498723,9	5544038,2	2486532,0	0,0	124165,8	37626,0	484656,3	11322349,6
2057	1176064,8	1549829,0	5686469,7	2452320,5	0,0	129132,4	39131,0	518215,1	11551162,5
2058	1206352,5	1601787,0	5832916,1	2418727,2	0,0	134297,7	40696,3	551735,4	11786512,3
2059	1237493,5	1654617,7	5983488,0	2385735,2	0,0	139669,6	42324,1	585210,2	12028538,3
2060	1269511,2	1708340,8	6138298,7	2353328,2	0,0	145256,4	44017,1	618631,0	12277383,4
2061	1302429,7	1762976,1	6297465,3	2321490,5	0,0	151066,7	45777,8	651988,1	12533194,2
2062	1336273,9	1818543,2	6461107,9	2290207,3	0,0	157109,4	47608,9	685270,5	12796121,0
2063	1361575,0	2022364,9	6583442,7	2243817,4	0,0	119556,4	36229,2	844443,0	13211428,7
2064	1389174,1	2077485,5	6716888,9	2201249,6	0,0	124338,6	37678,4	1084196,6	13631011,7
2065	1426315,2	2142767,7	6896472,5	2173175,4	0,0	129312,2	39185,5	1135825,4	13943053,9
2066	1464481,4	2209331,5	7081012,2	2145506,2	0,0	134484,7	40752,9	1187669,7	14263238,5
2067	1503701,3	2277205,5	7270647,2	2118235,2	0,0	139864,1	42383,1	1239718,8	14591755,1
2068	1544004,7	2346419,0	7465520,8	2091355,5	0,0	145458,6	44078,4	1291960,6	14928797,6
2069	1570258,5	2386213,9	7592462,1	2045111,8	0,0	151277,0	45841,5	1313689,7	15104854,5
2070	1598148,7	2428899,0	7727316,2	2001381,0	0,0	157328,1	47675,2	1337725,4	15298473,5
2071	1627668,0	2473635,0	7870046,8	1959950,3	0,0	163621,2	49582,2	1362136,8	15506640,4
2072	1640240,2	2482199,8	7930835,5	1899124,1	0,0	170166,0	51565,5	1348148,7	15522279,8
2073	1634901,7	2453539,9	7905022,8	1820137,5	0,0	176972,7	53628,1	1295909,8	15340112,3
2074	1605907,5	2374812,3	7764831,0	1719094,4	0,0	184051,6	55773,2	1191052,0	14895522,0
2075	1582335,1	2305618,2	7650854,8	1628712,2	0,0	191413,6	58004,1	1093739,4	14510677,4
2076	1563788,6	2244401,4	7561179,0	1547713,5	0,0	199070,2	60324,3	1001421,8	14177898,7
2077	1549910,0	2190531,6	7494073,7	1474978,4	0,0	207033,0	62737,3	930921,3	13910185,2
2078	1522108,7	2105200,9	7359650,1	1392808,9	0,0	215314,3	65246,8	837108,6	13497438,3
2079	1463461,4	1953175,1	7076080,4	1287638,0	0,0	223926,9	67856,6	686077,4	12758215,9
2080	1412719,8	1816143,0	6830736,3	1195185,2	0,0	232884,0	70570,9	546193,5	12104432,7
2081	1365591,9	1683454,3	6602865,3	1110879,1	0,0	242199,3	73393,7	412953,4	11491336,9
2082	1280739,4	1468195,5	6192589,0	1001782,1	0,0	251887,3	76329,5	268339,4	10539862,2
2083	1172346,6	1201064,5	5668491,7	881729,1	0,0	261962,8	79382,7	92040,3	9357017,6
2084	1076418,2	957959,5	5204661,7	778443,0	0,0	272441,3	82558,0	2480,5	8374962,1
2085	986132,9	723386,2	4768117,2	685721,7	0,0	283338,9	85860,3	0,0	7532557,1
2086	903810,0	502300,9	4370072,4	604305,1	0,0	294672,5	89294,7	0,0	6764455,6
2087	815985,8	266455,6	3945427,7	524600,1	0,0	306459,4	92866,5	0,0	5951795,1
2088	808104,2	245384,7	3907318,8	499551,0	0,0	318717,8	96581,1	0,0	5875657,5
2089	780409,1	149746,5	3773408,2	463875,5	0,0	331466,5	100444,4	0,0	5599350,1
2090	701663,9	0	3392662,4	401028,2	0,0	344725,1	104462,2	0,0	4944541,9
2022-2089	66 647 292,2	85 110 034,3	315 540 851,7	116 904 725,2	762 141,8	8 944 923,9	2 712 848,0	28 834 375,4	625 457 192,4
2022-2090	67 348 956,2	85 110 034,3	318 933 514,1	117 305 753,5	762 141,8	9 289 649,0	2 817 310,2	28 834 375,4	630 401 734,3

Показатели экономической оценки вариантов разработки

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2022 году.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение ЧПС за рентабельный срок разработки.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности по рекомендуемому второму варианту приведен в таблице 4.2.5, по остальным вариантам в приложении.

Таблица 4.2.5 Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант

Годы	Валовый доход	Капитальные вложения	Всего вычитаемые затраты	Амортизационные отчисления, относимые на себестоимость продукции	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Налогооблагаемый доход	Корпоративный доход-ный налог	Налог на сверх прибыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 12,24% (ставка КМГ)	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 15%	Дисконтированный поток наличности (ЧПС), дисконт 20%
	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге	тыс.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2022	1 392 824,7	0,0	1 085 968,9	134 255,2	306 855,8	441 111,0	88 222,2	18 233,5	200 400,1	334 655,3	334 655,3	334 655,3	334 655,3	334 655,3
2023	1 308 980,0	0,0	1 075 089,4	134 255,2	233 890,7	368 145,9	73 629,2	7 157,5	153 104,0	287 359,3	622 014,6	256 022,1	249 877,6	239 466,1
2024	1 299 898,6	121 692,2	1 093 174,7	143 382,1	206 723,9	350 106,1	70 021,2	0,0	136 702,7	158 392,7	780 407,2	125 730,2	119 767,6	109 994,9
2025	1 657 677,4	354 719,7	1 396 112,7	179 113,0	261 564,7	440 677,7	88 135,5	0,0	173 429,1	-2 177,5	778 229,7	-1 540,0	-1 431,7	-1 260,1
2026	2 092 860,4	368 908,5	1 697 263,2	233 385,1	395 597,2	628 982,3	125 796,5	0,0	269 800,7	134 277,4	912 507,2	84 608,2	76 773,6	64 755,7
2027	2 501 238,8	383 664,8	2 029 746,6	289 828,1	471 492,2	761 320,3	152 264,1	0,0	319 228,1	225 391,5	1 137 898,6	126 531,6	112 059,4	90 579,8
2028	2 777 659,2	266 007,6	2 280 575,0	338 553,6	497 084,3	835 637,8	167 127,6	0,0	329 956,7	402 502,7	1 540 401,3	201 318,1	174 013,0	134 797,3
2029	3 338 585,6	1 318 775,6	2 589 254,7	333 350,4	749 330,8	1 082 681,2	216 536,2	0,0	532 794,6	-452 630,6	1 087 770,7	-201 702,1	-170 160,6	-126 320,9
2030	4 359 729,7	1 357 895,9	3 331 517,9	524 096,4	1 028 211,8	1 552 308,2	310 461,6	0,0	717 750,1	-116 049,4	971 721,3	-46 074,6	-37 936,7	-26 989,4
2031	5 507 327,1	1 412 211,8	4 405 045,9	716 643,0	1 102 281,2	1 818 924,2	363 784,8	0,0	738 496,3	42 927,6	1 014 648,9	15 184,7	12 202,7	8 319,6
2032	6 737 222,6	1 468 700,2	5 204 402,2	885 250,1	1 532 820,4	2 418 070,5	483 614,1	0,0	1 049 206,3	465 756,2	1 480 405,1	146 785,1	115 127,8	75 222,2
2033	8 073 764,9	1 542 780,9	6 116 446,9	1 056 019,7	1 957 318,0	3 013 337,7	602 667,5	0,0	1 354 650,5	867 889,2	2 348 294,3	243 691,3	186 546,9	116 807,5
2034	9 509 559,5	1 604 492,1	7 279 381,3	1 234 884,3	2 230 178,2	3 465 062,5	693 012,5	0,0	1 537 165,7	1 167 557,9	3 515 852,2	292 083,2	218 224,9	130 949,4
2035	11 068 071,0	1 668 671,8	8 811 034,0	1 437 529,1	2 257 037,0	3 694 566,1	738 913,2	0,0	1 518 123,8	1 286 981,0	4 802 833,3	286 848,5	209 170,4	120 286,2
2036	12 423 182,3	1 203 519,3	9 668 948,5	1 479 031,2	2 754 233,7	4 233 264,9	846 653,0	0,0	1 907 580,8	2 183 092,7	6 985 925,9	433 515,8	308 533,6	170 033,6
2037	13 592 037,9	1 234 319,3	10 502 153,1	1 454 863,9	3 089 884,8	4 544 748,7	908 949,7	0,0	2 180 935,1	2 401 479,6	9 387 405,6	424 877,8	295 128,6	155 869,2
2038	14 353 578,9	18 654,5	10 913 158,8	1 348 119,3	3 440 420,2	4 788 539,5	957 707,9	235 332,2	2 247 380,0	3 576 844,8	12 964 250,4	563 816,2	382 238,7	193 464,0
2039	14 616 199,5	0,0	10 784 401,8	1 118 985,6	3 831 797,8	4 950 783,3	990 156,7	269 973,5	2 571 667,6	3 690 653,2	16 654 903,6	518 314,1	342 957,2	166 349,7
2040	14 895 349,6	0,0	11 223 797,1	889 420,4	3 671 552,5	4 560 973,0	912 194,6	0,0	2 759 357,9	3 648 778,4	20 303 682,0	456 551,4	294 840,0	137 051,9
2041	15 190 556,8	9 794,3	11 109 477,4	650 289,4	4 081 079,4	4 731 368,8	946 273,8	34 519,3	3 100 286,3	3 740 781,4	24 044 463,4	417 019,9	262 847,2	117 089,7
2042	15 478 293,4	30 558,3	10 993 759,3	401 593,1	4 484 534,2	4 886 127,3	977 225,5	89 012,6	3 418 296,1	3 789 330,9	27 833 794,3	376 365,1	231 529,2	98 841,1
2043	15 732 083,0	31 780,6	11 131 470,2	213 461,5	4 600 612,8	4 814 074,3	962 814,9	107 224,7	3 530 573,3	3 712 254,2	31 546 048,5	328 501,1	197 234,6	80 692,2
2044	16 005 584,3	33 051,8	11 032 516,2	35 181,0	4 973 068,0	5 008 249,1	1 001 649,8	179 067,0	3 792 351,2	3 794 480,4	35 340 528,9	299 160,2	175 307,2	68 732,9
2045	16 299 458,6	22 915,9	11 329 508,5	466,4	4 969 950,2	4 970 416,5	994 083,3	166 206,8	3 809 660,0	3 787 210,4	39 127 739,3	266 025,5	152 149,0	57 167,7
2046	16 638 566,3	0,0	11 473 710,5	0,0	5 164 855,8	5 164 855,8	1 032 971,2	195 322,9	3 936 561,8	3 936 561,8	43 064 301,1	246 361,8	137 521,0	49 518,5
2047	17 051 397,3	0,0	11 673 658,3	0,0	5 377 739,1	5 377 739,1	1 075 547,8	218 387,0	4 083 804,2	4 083 804,2	47 148 105,3	227 705,5	124 056,3	42 808,9
2048	17 476 098,1	0,0	11 882 330,5	0,0	5 593 767,5	5 593 767,5	1 118 753,5	241 474,6	4 233 539,4	4 233 539,4	51 381 644,7	210 312,2	111 830,4	36 982,1
2049	17 899 650,9	13 404,2	12 080 805,1	0,0	5 818 845,8	5 818 845,8	1 163 769,2	263 153,0	4 391 923,7	4 378 519,5	55 760 164,2	193 794,1	100 574,0	31 873,8
2050	18 338 302,6	0,0	12 293 864,8	0,0	6 044 437,7	6 044 437,7	1 208 887,5	290 947,5	4 544 602,7	4 544 602,7	60 304 766,9	179 209,7	90 772,9	27 569,0
2051	18 801 738,7	0,0	12 525 266,9	0,0	6 276 471,7	6 276 471,7	1 255 294,3	316 452,9	4 704 724,5	4 704 724,5	65 009 491,4	165 292,1	81 714,1	23 783,6
2052	19 278 307,1	0,0	12 766 136,6	0,0	6 512 170,5	6 512 170,5	1 302 434,1	350 138,0	4 859 598,5	4 859 598,5	69 869 089,9	152 114,5	73 394,8	20 472,1
2053	19 768 366,0	0,0	13 016 731,4	0,0	6 751 634,5	6 751 634,5	1 350 326,9	383 802,8	5 017 504,8	5 017 504,8	74 886 594,7	139 929,9	65 895,3	17 614,5
2054	20 272 283,8	0,0	13 277 319,7	0,0	6 994 964,1	6 994 964,1	1 398 992,8	417 446,0	5 178 525,3	5 178 525,3	80 065 120,0	128 671,1	59 139,2	15 149,8
2055	20 790 439,8	0,0	13 548 180,6	0,0	7 242 259,2	7 242 259,2	1 448 451,8	451 065,1	5 342 742,3	5 342 742,3	85 407 862,3	118 274,6	53 056,1	13 025,2

Продолжение Таблицы 4.2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2056	21 323 223,9	0,0	13 829 604,2	0,0	7 493 619,7	7 493 619,7	1 498 723,9	484 656,3	5 510 239,4	5 510 239,4	90 918 101,7	108 680,1	47 582,1	11 194,6
2057	21 871 037,3	0,0	14 121 892,1	0,0	7 749 145,2	7 749 145,2	1 549 829,0	518 215,1	5 681 101,1	5 681 101,1	96 599 202,8	99 830,8	42 658,7	9 618,1
2058	22 434 292,9	0,0	14 425 357,8	0,0	8 008 935,1	8 008 935,1	1 601 787,0	551 735,4	5 855 412,6	5 855 412,6	102 454 615,4	91 673,1	38 232,7	8 261,0
2059	23 013 415,3	0,0	14 740 326,8	0,0	8 273 088,4	8 273 088,4	1 654 617,7	585 210,2	6 033 260,6	6 033 260,6	108 487 876,0	84 156,7	34 255,6	7 093,3
2060	23 608 841,3	0,0	15 067 137,2	0,0	8 541 704,1	8 541 704,1	1 708 340,8	618 631,0	6 214 732,3	6 214 732,3	114 702 608,3	77 234,5	30 683,5	6 088,8
2061	24 221 020,4	0,0	15 406 139,8	0,0	8 814 880,6	8 814 880,6	1 762 976,1	651 988,1	6 399 916,4	6 399 916,4	121 102 524,7	70 862,4	27 476,3	5 225,2
2062	24 850 414,8	0,0	15 757 698,8	0,0	9 092 716,0	9 092 716,0	1 818 543,2	685 270,5	6 588 902,4	6 588 902,4	127 691 427,1	64 999,0	24 598,0	4 482,9
2063	25 320 933,5	348 176,2	15 209 108,8	0,0	10 111 824,7	10 111 824,7	2 022 364,9	844 443,0	7 245 016,8	6 896 840,6	134 588 267,7	60 617,2	22 389,2	3 910,4
2064	25 834 188,1	0,0	15 446 760,3	0,0	10 387 427,7	10 387 427,7	2 077 485,5	1 084 196,6	7 225 745,6	7 225 745,6	141 814 013,3	56 582,4	20 397,3	3 414,1
2065	26 524 894,1	0,0	15 811 055,4	0,0	10 713 838,7	10 713 838,7	2 142 767,7	1 135 825,4	7 435 245,6	7 435 245,6	149 249 258,9	51 873,6	18 251,1	2 927,5
2066	27 234 662,3	0,0	16 188 004,9	0,0	11 046 657,4	11 046 657,4	2 209 331,5	1 187 669,7	7 649 656,2	7 649 656,2	156 898 915,1	47 549,4	16 328,1	2 510,0
2067	27 964 027,9	0,0	16 578 000,3	0,0	11 386 027,6	11 386 027,6	2 277 205,5	1 239 718,8	7 869 103,3	7 869 103,3	164 768 018,4	43 579,3	14 605,7	2 151,6
2068	28 713 541,5	0,0	16 981 446,7	0,0	11 732 094,8	11 732 094,8	2 346 419,0	1 291 960,6	8 093 715,3	8 093 715,3	172 861 733,7	39 935,2	13 063,1	1 844,2
2069	29 201 777,5	0,0	17 270 707,7	0,0	11 931 069,7	11 931 069,7	2 386 213,9	1 313 689,7	8 231 166,1	8 231 166,1	181 092 899,8	36 184,4	11 552,2	1 562,9
2070	29 720 446,9	0,0	17 575 951,9	0,0	12 144 495,0	12 144 495,0	2 428 899,0	1 337 725,4	8 377 870,6	8 377 870,6	189 470 770,4	32 813,0	10 224,4	1 325,7
2071	30 269 410,9	0,0	17 901 235,8	0,0	12 368 175,1	12 368 175,1	2 473 635,0	1 362 136,8	8 532 403,2	8 532 403,2	198 003 173,7	29 773,9	9 054,8	1 125,1
2072	30 503 213,4	0,0	18 092 214,2	0,0	12 410 999,2	12 410 999,2	2 482 199,8	1 348 148,7	8 580 650,7	8 580 650,7	206 583 824,3	26 677,0	7 918,2	942,9
2073	30 403 933,8	0,0	18 136 234,4	0,0	12 267 699,4	12 267 699,4	2 453 539,9	1 295 909,8	8 518 249,7	8 518 249,7	215 102 074,0	23 595,0	6 835,3	780,0
2074	29 864 734,8	0,0	17 990 673,4	0,0	11 874 061,4	11 874 061,4	2 374 812,3	1 191 052,0	8 308 197,1	8 308 197,1	223 410 271,1	20 503,5	5 797,2	634,0
2075	29 426 364,5	0,0	17 898 273,7	0,0	11 528 090,8	11 528 090,8	2 305 618,2	1 093 739,4	8 128 733,3	8 128 733,3	231 539 004,4	17 873,0	4 932,2	516,9
2076	29 081 457,7	0,0	17 859 450,8	0,0	11 222 006,9	11 222 006,9	2 244 401,4	1 001 421,8	7 976 183,7	7 976 183,7	239 515 188,1	15 625,1	4 208,3	422,7
2077	28 823 360,3	0,0	17 870 702,0	0,0	10 952 658,2	10 952 658,2	2 190 531,6	930 921,3	7 831 205,3	7 831 205,3	247 346 393,4	13 668,1	3 592,9	345,8
2078	28 306 346,5	0,0	17 780 342,0	0,0	10 526 004,5	10 526 004,5	2 105 200,9	837 108,6	7 583 695,0	7 583 695,0	254 930 088,4	11 792,7	3 025,5	279,1
2079	27 215 694,0	0,0	17 449 818,4	0,0	9 765 875,6	9 765 875,6	1 953 175,1	686 077,4	7 126 623,1	7 126 623,1	262 056 711,5	9 873,4	2 472,3	218,6
2080	26 272 062,8	0,0	17 191 347,9	0,0	9 080 714,9	9 080 714,9	1 816 143,0	546 193,5	6 718 378,4	6 718 378,4	268 775 089,9	8 292,8	2 026,7	171,7
2081	25 395 635,6	0,0	16 978 364,3	0,0	8 417 271,3	8 417 271,3	1 683 454,3	412 953,4	6 320 863,6	6 320 863,6	275 095 953,5	6 951,3	1 658,1	134,6
2082	23 817 650,1	0,0	16 476 672,5	0,0	7 340 977,6	7 340 977,6	1 468 195,5	268 339,4	5 604 442,6	5 604 442,6	280 700 396,2	5 491,3	1 278,4	99,5
2083	21 801 891,1	0,0	15 796 568,7	0,0	6 005 322,4	6 005 322,4	1 201 064,5	92 040,3	4 712 217,6	4 712 217,6	285 412 613,8	4 113,6	934,7	69,7
2084	20 017 929,5	0,0	15 228 132,0	0,0	4 789 797,5	4 789 797,5	957 959,5	2 480,5	3 829 357,5	3 829 357,5	289 241 971,3	2 978,3	660,5	47,2
2085	18 338 912,1	0,0	14 721 981,3	0,0	3 616 930,8	3 616 930,8	723 386,2	0,0	2 893 544,6	2 893 544,6	292 135 515,9	2 005,1	434,0	29,7
2086	16 807 970,7	0,0	14 296 466,3	0,0	2 511 504,4	2 511 504,4	502 300,9	0,0	2 009 203,5	2 009 203,5	294 144 719,4	1 240,4	262,0	17,2
2087	15 174 721,8	0,0	13 842 443,7	0,0	1 332 278,1	1 332 278,1	266 455,6	0,0	1 065 822,5	1 065 822,5	295 210 541,9	586,3	120,9	7,6
2088	15 028 149,2	247 514,8	13 801 225,9	0,0	1 226 923,3	1 226 923,3	245 384,7	0,0	981 538,6	734 023,8	295 944 565,7	359,7	72,4	4,4
2089	14 513 108,5	0,0	13 764 376,2	0,0	748 732,3	748 732,3	149 746,5	0,0	598 985,9	598 985,9	296 543 551,5	261,5	51,4	3,0
2090	13 048 701,7	0,0	13 416 023,3	0,0	-367 321,6	-367 321,6	0	0,0	-367 321,6	-367 321,6	296 176 229,9	-142,9	-27,4	-1,5
2022-2089	1 239 426 139,3	15 062 210,3	829 107 925,1	15 231 957,3	410 318 214,2	425 550 171,5	85 110 034,3	28 834 375,4	296 373 804,6	296 543 551,5	296 543 551,5	8 878 187,5	5 567 243,3	2 872 812,9
2022-2090	1 252 474 841,0	15 062 210,3	842 523 948,4	15 231 957,3	409 950 892,6	425 550 171,5	85 110 034,3	28 834 375,4	296 006 482,9	296 176 229,9	296 543 551,5	8 878 044,6	5 567 215,9	2 872 811,4

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

При определении коэффициента извлечения нефти применена апробированная в Республике Казахстан покоэффициентная методика, соответствующая действующим инструкциям.

Для всех рассматриваемых вариантов разработки продуктивного горизонта расчет коэффициента извлечения нефти проведен по формуле:

$$K_{\text{извл.н}} = K_1 \times K_2 \times K_3, \text{ где}$$

K_1 – коэффициент охвата сеткой скважин, показывающий долю дренируемого объема нефтяных залежей при соответствующей сетке размещения скважин;

K_2 – коэффициент вытеснения нефти;

K_3 – коэффициент заводнения, показывающий долю извлечения подвижных запасов.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин использованы следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_{\text{н.мин}}}{h_{\text{ВНЗ}}} \right)^2$$

$$K_1'' = e^{-m_p \times \frac{w^2}{d^2} \times S'}$$

В этих формулах K_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти. Часть геологических запасов нефти пластов с нефтяной толщиной меньшей некоторой минимальной ($h_{\text{н.мин}}$), установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку. Как правило, эта величина определяется из приведенной ниже формулы:

$$\left(\frac{h_{\text{н.мин}}}{h_{\text{ВНЗ}}} \right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{B_2}{1 - B_2} \right) \times \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} \times \frac{\gamma_{\text{н}}}{\gamma_{\text{в}}} \right]^2}$$

где:

- $B_2/(1-B_2)$ – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;
- B_2 – предельная весовая обводненность продукции эксплуатационной скважины;
- $\mu_{\text{в}}/\mu_{\text{н}}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

- γ_n/γ_v – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях;
- K_1 – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;
- m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, то $m_p = 1$, если $m = 6-8$, $m_p = 2$;
- w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором;
- d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- S' – площадь на одну скважину, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта $K_v = K_1^{11} * K_2 = K_1 * K_2$.

Результаты расчета минимальной нефтенасыщенной толщины приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Расчет минимальной нефтенасыщенной толщины для размещения скважин

Параметры	Участки									
	1		2		3		5			6
	I	II	I	II	I	II	I	II	III	I
Средняя нефтенасыщенная толщина ВНЗ, м	4,5	7,4	8,1	6,4	4,1	3,0	12,0	9,5	2,4	7,7
Предельная обводненность продукции, доли ед.	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,59	0,59	0,45	0,45	0,08	0,08	0,87	0,87	0,87	0,26
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,90	0,89	0,89	0,90	0,83	0,83	0,91	0,90	0,82	0,88
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Объемный коэффициент, доли ед.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Минимальная нефтенасыщенная толщина для размещения скважин, м	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Расчет технологических показателей разработки осуществлен на период до достижения 98% обводненности продукции скважины.

К настоящему времени специальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам месторождения Шоба не проводились, в связи с этим коэффициент вытеснения принят без изменений на уровне утвержденного отчета «Подсчет запасов...» 2013г, равным 0,572 доли ед,[14].

Коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от V^2 - квадрата коэффициента вариации расчетной послойной неоднородности пластов, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 - весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A,$$

где:

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2};$$

где: V^2 - результирующая расчетная неоднородность. Находится из соотношения:

$$(1 + V^2) = (V_1^2 + 1) \cdot \left\{ 1 + \left(0,1 \cdot \frac{2 \cdot \mu_*}{1 + \mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} \right) - 1 \right\} \cdot \frac{2}{(1 + m)} \cdot \left(\frac{(2 \cdot \Delta L)^2}{S'} + 1 \right)$$

где: V_1^2 - средняя послойная неоднородность;

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b. \quad \mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_g} \cdot K_\phi$$

где:

A_2 - предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин, принята равной 0,98 доли ед.;

μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;

V^2 - квадрат коэффициента вариации расчётной послойной неоднородности пластов;

μ_* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

K_{ϕ} – фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действие остаточной нефти $K_{\phi} = K_2^{1,5}$;

μ_n – вязкость нефти, мПа·с;

μ_w – вязкость воды, мПа·с;

Предельная обводненность добываемой продукции определена на основе экономических расчетов при достижении нулевой текущей экономической эффективности добычи нефти.

Значения коэффициентов рассчитаны для всех рассматриваемых вариантов по эксплуатационному объекту, с учетом геологического строения и неоднородности свойств, а также с учетом числа проектных добывающих и нагнетательных скважин, расположенных в виде сетки с различными расстояниями между скважинами и системами размещения.

Сопоставление утвержденных и расчетных КИН приведено в табл. 4.3.2. По результатам выполнения расчетов технологических показателей разработки можно отметить, что в целом по эксплуатационному объекту достигаются утвержденные значения КИН. Достижение утвержденного КИН по месторождению в целом получено, в основном, благодаря вводу из бездействия 2 добывающих скважин, вводу из бурения 1 новой вертикальной скважины, дострелам интервалов перфорации, вводу переводом между категориями скважин. Также, на достижение утвержденного КИН оказало влияние повышение цены продажи нефти на внутреннем рынке.

Отличие рекомендуемого варианта от утвержденного ранее наблюдается, в основном, по фонду добывающих и нагнетательных скважин. Так, если по рекомендуемому настоящим проектом 2 варианту по I объекту проектный фонд составляет 12 добывающих и 3 нагнетательных скважин, то в ранее утвержденном варианте было 11 добывающих и 2 нагнетательные скважины соответственно.

Цена реализации нефти на внутреннем рынке в настоящем проекте составляет 75,0-112,0 тыс.тг/т, тогда как ранее была принята равной 58,6 тыс.тг/т. Соотношение доли продажи нефти на внешний и внутренний рынки составляет 0%/100%, тогда как ранее было 90%/10% и цена на внешний рынок была взята равной 362,0 долл./т или 113,2 тыс. тг/т.

Таким образом, вышеуказанные факторы позволили достичь величины утвержденного КИН по рекомендуемому варианту.

Таблица 4.3.2 – Сопоставление расчетных и утвержденных коэффициентов извлечения нефти

Объект	Участки	Варианты	Расчетные коэффициенты, доли ед.				Утвержденный КИН, доли ед.
			Ксети	Квытеснения	Кзаводнения	КИН	
I	1	1	0,952	0,703	0,880	0,589	0,603
		2	0,966	0,703	0,888	0,603	
		3	0,966	0,703	0,888	0,603	
II	1	1	0,610	0,703	0,635	0,272	0,535
		2	0,924	0,703	0,824	0,535	
		3	0,924	0,703	0,824	0,535	
I	2	1	0,899	0,703	0,807	0,510	0,604
		2	0,966	0,703	0,889	0,604	
		3	0,966	0,703	0,889	0,604	
II	2	1	0,901	0,703	0,813	0,515	0,552
		2	0,939	0,703	0,839	0,554	
		3	0,939	0,703	0,839	0,554	
I	3	1	0,515	0,703	0,473	0,171	0,520
		2	0,924	0,703	0,807	0,524	
		3	0,937	0,703	0,819	0,539	
II	3	1	0,539	0,703	0,513	0,194	0,510
		2	0,899	0,703	0,807	0,510	
		3	0,899	0,703	0,807	0,510	
I	5	1	0,917	0,703	0,816	0,526	0,522
		2	0,917	0,703	0,816	0,526	
		3	0,917	0,703	0,816	0,526	
II	5	1	0,699	0,703	0,678	0,333	0,444
		2	0,817	0,703	0,773	0,444	
		3	0,817	0,703	0,773	0,444	
III	5	1	0,464	0,703	0,416	0,136	0,360
		2	0,738	0,703	0,694	0,360	
		3	0,738	0,703	0,694	0,360	
I	6	1	0,705	0,703	0,681	0,338	0,538
		2	0,926	0,703	0,826	0,538	
		3	0,926	0,703	0,826	0,538	

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА

Оценка экономической эффективности проводилась по 3 вариантам разработки месторождения, отличающимся между собой фондом добывающих, нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Результаты расчета основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.

Сравнение технико-экономических показателей разработки месторождения производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 14 лет, 2 варианта 68 лет, 3 варианта 67 лет.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей было определено, что Проект эффективен по всем вариантам, однако самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 1, так как при этом варианте

- достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 12,24%, 15%, 20% ;

- достигается максимальная накопленная прибыль;

- достигается утвержденный коэффициент извлечения нефти.

На основании этого к реализации рекомендуется 2 вариант разработки месторождения.

Сравнение основных технико-экономических показателей варианта разработки месторождения представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1. -Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2022-2063	2022-2035	2022-2090	2022-2089	2022-2090	2022-2088
2	Ввод добывающих вертикальных скважин, шт	0	0	25	25	29	29
3	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, шт	12	12	12	12	12	12
4	Ввод скважин под нагнетание из прочих категорий, шт.	0	0	15	15	15	15
5	Фонд добывающих скважин, шт	30	30	48	48	52	52
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	9	9	24	24	24	24
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	157,5	118	1640,4	1635,5	1657,7	1647,9
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	10911,5	5612,1	47438,3	46863,9	48437,5	47288,1
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	7692,4	3390,4	41713,2	41175,1	41452,1	40375,3
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4825,9	4786,4	6308,8	6303,9	6326,1	6316,3
11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,393	0,390	0,514	0,513	0,515	0,514
12	Реализация нефти, тыс.т	157,2	117,8	1637,1	1632,2	1654,4	1644,6
13	Доход от реализации товарной нефти, млн.тенге	45865,3	28324,5	1252474,8	1239426,1	1258790,0	1233023,3
14	Эксплуатационные затраты,млн.тенге	37445,4	13145,8	314188,3	305525,4	339280,1	322274,9
15	Общие затраты, млн.тенге	56810,7	24229,2	842523,9	829107,9	932279,1	904326,5
16	Общие затраты на 1 т. нефти,тыс.тенге/т	360,7	205,3	513,6	506,9	562,4	548,8
17	Капитальные вложения , млн.тенге	2067,2	1487	15062,2	15062,2	17667,4	17667,4
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	21964,7	12459,5	630401,7	625457,2	670730,0	659410,5
19	Удельные капитальные вложения,тыс.тенге/т	13,1	12,6	9,2	9,2	10,7	10,7
20	Налогооблагаемая прибыль, млн.тенге		6532,8		425550,2		346456,2
21	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге		1306,6		85110		69291,2
22	Налог на сверхприбыль, млн.тенге		46,0		28834,4		18193,5
23	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге		2742,8		296373,8		241212,1
24	Накопленный поток денежной наличности,млн.тенге		3693,2		296543,2		241304,0
25	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 12,24%, млн.тенге		1876		8878,2		7947,3
26	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15%, млн.тенге		1663,2		5567,2		5064,5
27	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 20%, млн.тенге		1372,6		2872,8		2677,4

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, и внутри скважинного оборудования

С целью оценки работы скважин и определения соответствия установленного устьевого и внутрискважинного оборудования рекомендациям проекта в основу положено реальное оснащение скважин.

Устьевое оборудование

Рекомендуемые типы станков-качалок 4СК-3, СКД-6, СК6, СКН-3, СКН-5, СКД6 в зависимости от глубины скважин, максимальной длиной хода 2,5 м и максимальным числом качаний в минуту – 9.

В связи с наличием напорной системы сбора нефти в качестве устьевого оборудования рекомендуется применение сальников с самоуплотняющимися головками СУСГ-2.

Скважины оборудуются площадкой для спуска и подъема глубинных приборов с целью контроля за разработкой пласта.

Наряду с глубинными штанговыми насосами на месторождениях Южной Эмбы, все большее применение находят погружные электровинтовые насосы (ПЭВН), особенно для эксплуатации обводненных, высокодебитных скважин и извлечения высоковязкой нефти. Принципиальная схема установок винтовых электронасосов (УЭВН) аналогична схеме УЭЦН. Основная отличительная особенность состоит в использовании винтового насоса и тихоходного электродвигателя.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы типа НН2Б-57, НН2Б-44, НН2Б-43, ВСТ-44, НГН-44, . Насосы спускаются в скважину (114, 140, 146 и 168-мм эксплуатационную колонну) на колонне НКТ диаметрами 2½-3 дюйма (группа прочности Д, неравнопрочные по ГОСТ 633-80) на глубину от 339 до 1089 м.

Плунжер насосов спускается на двухступенчатой колонне штанг диаметрами 19□22 мм. Материал штанг - сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ или сталь 20Н2М нормализованная.

При существующем темпе откачивания жидкости насосами ($S = 0,9-2,6$; $n = 5-9$ мин-1) из скважин отбирается от 7 (скв. № 98) до 63 м³/сут (скв. № 70) жидкости при обводненности продукции от 10 (скв. № 98, № 165) до 97 % (скв. № 49). Коэффициенты подачи ШГН кп по скважинам следующие:

Для защиты приёма ШГН от попадания механических примесей (песка) в скважинах насосы оборудованы хвостовиками.

В связи с наличием напорной системы сбора нефти (при давлении до 4 МПа) в качестве устьевого оборудования для герметизации устья скважин рекомендуется применение сальников СУС2-73-31 с самоустанавливающейся головкой с двойным уплотнением для НКТ диаметром 73 мм.

Таблица 6.1.1 – режим работы добывающих скважин месторождения Каратон

п/н	№№ скв	D _{экс.кол}	Забой,м		Интервал перфорации, м,	Тип качалки																			
			П О				Число качаний мин	Длина хода м	Уровень, м		Ø НКТ и кол-во сп. П.О				Давление, (Мпа)				Теоретич. производ.	Среднесуто чн. дебит		Обводненность, %	Коэффициент подачи		
			Тип насоса	Глубина спуска насоса / хвостовика, м					статический	динамический	НКТ	НКТ / хв. шт	штанги	штанги, шт	пластовое	Забойное	трубное	заглуб-ное.		нефти, тн/с	жидкости м³/с				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Альбский горизонт - II - участок																									
1	205	4"	651	640	628 - 639	4 СК-3	57	327	8	1,2	п	192	2½	31	7/8	39	6,1	5,9	0,1	0,0	35,3	0,6	23,6	97	0,67
2	215	6"	765	660	634 - 642	СК - 6	57	429	5	1,5	п	y/y	2½	45	7/8	53	6,4	6,2	0,1	0,0	27,5	0,9	25,0	96	0,91
3	223	6"	690	690	645 - 648	6 СК-6	57	602	6	2,1	п	20	3"	60	1"	74	7,2	7,0	0,1	0,1	42,4	1,6	36,4	95	0,86
4	232	6"	685	667	628 - 631, 634-641	СК - 5	57	460	6	2,1	п	30	3"	47	7/8	56	6,9	6,8	0,3	0,3	46,3	1,1	41,0	97	0,89
Апт - неокомский горизонт - II - участок																									
1	204	6"	750	740	694 - 698,708 -714, 718 - 725	СК - 5	57	388	5	2,1	п	318	3"	41	3/4	47	7,4	7,3	0,1	0,0	38,6	0,6	34,6	98	0,90
2	282	6"	768	720	641-646, 686,5-689,5 717-730	СК - 5	57	269	5	2,1	п	139	2½	26	7/8	32	7,4	7,3	0,1	0,0	38,6	0,6	34,0	98	0,88
3	287	6"	753	722	703-723,688-691, 699-701, 653-657	СК - 6	57	525/20	5	2,1	40	428	2½	51 /2	7/8	64	7,0	6,9	0,1	0,0	38,6	0,4	22,5	98	0,58
Средне - альбский горизонт - Y - участок																									
1	415	6"	572	540	460 - 461	СК - 5	57	378	8	2,1	п	97	2½	40	7/8	46	4,3	4,1	0,1	0,2	61,7	1,5	55,5	97	0,90
2	433	6"	598	596	462 - 465, 571 - 573, 574-576	СК - 5	57	418	5	3,0	п	35	2½	41	3/4	51	5,2	5,0	0,3	0,1	55,1	1,4	50,7	97	0,92

Продолжение таблицы 6.1.1 – режим работы добывающих скважин

Нижне - альбский горизонт - Y - участок																									
1	337	5"	608	525	484 - 487, 502 - 504	СКД - 6	57	387	6	1,5	п	38	2½	37	7/8	47	5,2	5,1	0,1	0,2	33,1	0,8	30,5	97	0,92
2	402	6	742	735	612 - 615, 617 - 619	СКН - 5	57	463	7	2,1	п	91	2½	45	7/8	57	7,1	7	0,2	0,2	54,0	1,3	48,2	97	0,89
3	427	6"	649	600	590 - 592, 593- 596	СК - 5	57	437	8	2,5	39	84	3"	42	1"	53	6,1	6,0	0,1	0,8	73,5	1,6	60,3	97	0,82
4	434	6"	640	614	600,5-602,5, 605 - 606	СКД - 6	70	425	7	2,1	25	10 3	3"	42	1"	51	5,9	5,8	0,1	0,4	81,4	1,3	73,2	98	0,90
5	501	6"	613	600	596 - 598	СК - 6	57	523	5	2,1	16	80	3"	51	7/8	64	5,9	5,7	0,2	0,9	38,6	2,2	35,0	93	0,91
6	502	6"	646	605	596 - 604	СК - 6	57	179	7	2,1	п	81	2½	18	7/8	21	6,1	5,8	0,1	0,6	54,0	1,3	48,2	97	0,89
7	503	6"	640	640	598 - 607	СКД - 3	70	342	6	1,1	п	44	3"	33	7/8	42	6,0	5,9	0,1	0,2	34,9	0,9	32,5	97	0,93
8	504	6"	620	612	606 - 608	СК - 6	57	458	6	1,8	п	56	2½	44	7/8	56	6,7	6,5	0,1	0,4	39,7	1,0	37,0	97	0,93
Y - апт - неомский горизонт																									
1	491	6-4"	714	708	692,5 - 695,5, 699 - 702	СК - 5	57	430	7	2,5	35	15 3	2½	42	7/8	53	7,6	7,5	0,1	0,2	64,3	1,5	55,5	97	0,86

Характерной особенностью устьевых сальников СУС является шарнирное соединение между головкой сальника и его тройником для поворота головки в пределах конусного угла (30°) и самоустанавливания по сальниковому штоку. Этим обеспечивается более полная загрузка уплотняющих элементов и повышается срок их службы. При установке устьевых сальников на устье все резиновые кольца и уплотнительные набивки должны смазываться густой смазкой.

Скважины рекомендуется оборудовать площадкой для спуска и подъема глубинных приборов с целью контроля за разработкой пласта.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

6.2.1 Ремонтно-изоляционные работы

В зависимости от источника поступления воды в скважину применяются различные виды закачки специальных реагентов: селективная и направленная изоляция водопритоков из пласта, ликвидация заколонных перетоков и нарушений герметичности эксплуатационной колонны. Для решения перечисленных задач используются следующие технологии: ВУС+АКОР, тампонажный состав СОФИТ и АЛДИНОЛ.

А). Для селективной и направленной изоляции хороший эффект дает технология ВУС+АКОР. Опыт предыдущих работ позволил сделать вывод, что при проведении ремонтно-изоляционных работ на месторождениях с мощностью продуктивного горизонта более 10 м оптимальным вариантом является использование комбинированной технологии ВУС+АКОР в примерном соотношении 40-60 м³ ВУС и 4-6 м³ АКОР. При меньшей мощности и плохой приемистости пласта возможно применение АКОРа как самостоятельного материала. Всего с применением кремнийорганического состава за 6 лет компанией было проведено более 100 скважино/операций, при средней эффективности 74 %. Для приготовления ВУС применяется композиция на основе низкомолекулярного полиакриламида и ацетата хрома в определенных пропорциях (основной компонент), а кремнийорганическое соединение АКОР используется как подкрепляющий состав.

Б). Для ликвидации заколонных перетоков и ликвидации нарушения герметичности э/колонны применяются тампонажные составы СОФИТ и АЛДИНОЛ.

Тампонажный состав СОФИТ предназначен для технологий РИР, в частности для исправления негерметичности цементного кольца, наращивания цементного кольца за колонной, устранения негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства, отключения обводненных пластов или пропластков в интервале температур 35 – 90 °С.

Технология РИР с применением тампонажного состава СОФИТ включает приготовление в поверхностных условиях гомогенного, водного раствора компонентов

состава, закачке его в зону изоляции, выдержке в течение необходимого времени для отверждения и набора прочности и запуска скважины в работу.

Тампонажный состав СОФИТ состоит из ПК СОФИТ и отвердителя.

Полимерная композиция «СОФИТ» представляет собой смесь водорастворимых синтетических смол и является вязкой жидкостью красновато-коричневого цвета, обладающей способностью в присутствии щелочи отверждаться с образованием полимерного камня.

Физико-химические свойства ПК СОФИТ представлены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 - Физико-химические свойства ПК СОФИТ

Наименование показателей	Норма
Внешний вид	Однородная жидкость красно-коричневого цвета.
Массовая доля сухого остатка, %, не менее	70
Вязкость условная по вискозиметру ВЗ-246 (сопло 4мм) при 20 оС, с, не менее	50
Плотность при 20 оС, г/см ³ , не менее	1,19
Растворимость в воде при 20 оС, не менее	1:10

В качестве отвердителя используют 2 – 40 %-ные водные растворы гидроокиси натрия.

Концентрация дозируемого водного раствора щелочи определяется геолого-физическими условиями конкретной, обрабатываемой нефтяной или газовой скважины, путем проведения адаптационных исследований.

Смешивание полимерной композиции с водным раствором щелочи осуществляют на скважине непосредственно перед закачкой

Технология с использованием «АЛДИНОЛ ГК» применяется для ликвидации заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационных колонн добывающих и нагнетательных скважин.

В зависимости от температуры интервала нарушения в данной технологии изоляционных работ используется «АЛДИНОЛ ГК» или композиция на его основе.

Тампонажная композиция на основе «АЛДИНОЛ ГК» отверждается в интервале температур от +20° до +100°С.

Содержание компонентов в смеси определяют в зависимости от температуры в зоне ремонта и времени доставки «АЛДИНОЛ ГК» до интервала нарушения. Катализатор процесса отверждения добавляют в композицию непосредственно перед проведением ремонтных работ.

Активаторами шивки композиции являются диоксибензолы.

При приемистости скважины от 20 до 50 м³/сут при Р=100 атм в композицию вводят мелкодисперсный наполнитель, что существенно повышает эффективность изоляции зон поглощения, улучшает пластичность образующегося камня, ударную вязкость и стойкость к вибрационным нагрузкам, а также снижает подвижность тампонирующей композиции.

В тампонирующей композиции используются следующие компоненты:

- «АЛДИНОЛ ГК» -75 – 100 %;
- Катализатор - 0 – 30 %;
- Наполнитель - 0 – 10 %.

Для определения компонентного и % состава тампонирующей композиции определяющим фактором служит температура в зоне ремонта.

Границы температурного диапазона установлены на основании лабораторных исследований в следующих пределах:

- в диапазоне от 20°С до 60°С материал «АЛДИНОЛ ГК» используется в композиции с катализатором процесса 20-30%;
- в диапазоне от 60°С до 100°С материал «АЛДИНОЛ ГК» используется в композиции с катализатором процесса 10-20%.

Примечание: наполнитель применяется в композиции при приемистости скважины от 20 до 50 м³/сут при Р=100 атм.

Все перечисленные технологии прошли апробацию на месторождениях Казахстана.

6.2.2 Борьба с пескопроявлением

Увеличение механических примесей в продукции при обводнении по мере продвижения водонефтяного контакта осложнит работу глубинного насоса, уменьшит срок его службы, снизит межремонтный период, удорожит ремонт т.к. потребуются периодическое удаление песчаной пробки из скважины путем ее промывки.

В связи с тем, что продуктивные пласты сложены песками мелкозернистыми и слабглинистыми, наблюдаются явления пескопроявления при эксплуатации добывающих скважин.

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям (смятию) эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Существующие методы борьбы с пескообразованием можно разделить на три группы:

- А). Предотвращение поступления песка в скважину;
- Б). Вынос песка с забоя на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах;
- В). Ликвидация песчаных пробок.

Предотвращение поступления песка в скважину можно осуществить с уменьшением дебита до определенного уровня, при этом уменьшается скорость фильтрации, депрессии давления и, как следствие напряжения в породе. Эффективным средством также может быть закачка состава для ликвидации пескопроявлений ЛИНК, представляющего собой композицию, основой которой является пористый цементный состав. При закачке в скважину в призабойной зоне формируется экран из пористого цементного камня, который практически не снижает проницаемость пород, но в то же время предотвращает вынос песка в скважину.

Ликвидация песчаных пробок осуществляется путем периодического промывания. В качестве промывочной жидкости применяют нефть, воду (обработанную ПАВ), глинистый раствор, аэрированную жидкость, пену, плотность которых соответствует пластовому давлению. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрешения песчаной пробки и выноса песчанок на поверхность. Возможны прямая, обратная, комбинированная и непрерывная промывки.

При прямой промывке жидкость закачивают в НКТ, вынос песка происходит по затрубному пространству. При обратной промывке создают поток в обратном направлении. Струя, выходящая из НКТ из-за увеличения скорости потока, лучше размывает пробку. Для улучшения разрыхления пробки на конец НКТ навинчивают различные наконечники (кососрезанную трубу, насадку и др.).

Однако при прямой промывке скорость выходящего потока меньше, чем при обратной промывке.

Поэтому при комбинированной промывке размыв осуществляют путем закачки в НКТ, а для выноса песка периодически переходит на обратную промывку.

При прямой непрерывной промывке применяют промывочную головку, которая позволяет наращивать трубы почти без прекращения прокачки жидкости.

Применение электровинтовых насосов предотвратит вынос песка, и как следствие простои скважин по причине выхода из строя глубинного оборудования.

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК технология системы промышленного сбора, транспорта и подготовки продукции скважин должна обеспечить следующие требования:

- герметизированный сбор добываемой продукции от скважин до объектов подготовки с минимальными гидравлическими потерями;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- возможность проведения на скважинах гидродинамических исследований;
- учет промышленной продукции месторождения в целом;
- учет объемов добычи попутного газа, объемов газа, потребляемого на собственные нужды и сдаваемого на объекты утилизации;
- надежную эксплуатацию всех технологических звеньев объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа;
- автоматизацию и телемеханизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

6.3.1 Текущее состояние системы промышленного сбора и транспорта нефти

Каратон, участок № 2

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребенку. В ГУ осуществляется ручной замер продукции скважин. После замера жидкость с обводненностью 98,6 % и в объеме около 380 м³/сут по нефтесборным коллекторам $\varnothing 114$ мм поступает в РГС №2,3 (V- 75м³), где отделившаяся нефть по переточным линиям h- 1,8 м накапливается в резервуаре № 4 (V-75 м³). А попутная пластовая вода в объеме около 374 м³/сут сбрасывается в РГС ППД №1 (V- 50 м³) для дальнейшей закачки воды насосами ЦНС- 60/264 в скважины с целью ППД. Накопившийся за сутки объем нефти около 5-6 тн с остаточным содержанием воды в среднем 10-12 % поршневыми насосами НБ-50 и с помощью эстакады переливается в автоцистерны и по автодороге, протяженностью 3 км, перевозится на ППН Каратон

Каратон, участок № 5

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребенку. В ГУ осуществляется ручной замер продукции скважин. После замера жидкость с обводненностью 98 % и в объеме около 950 м³/сут по нефтесборным коллекторам $\varnothing 168$ мм поступает в РВС №1 (V- 400 м³), где отделившаяся нефть по переточным линиям h- 4,6 м накапливается в других резервуарах

№2,3 ($V=50,75 \text{ м}^3$). А попутная пластовая вода в объеме $930 \text{ м}^3/\text{сут.}$ сбрасывается в РГС ППД №4 ($V=100 \text{ м}^3$) для дальнейшей закачки воды насосами ЦНС-105/194 (ЦНС-60/264 резервный) в скважины с целью ППД. Накопившийся за сутки объем нефти около 18 тн с остаточным содержанием воды в среднем 10-12 % поршневыми насосами 9МГр с помощью сливной эстакады переливается в автоцистерны и по автодороге протяженностью 7,2 км перевозится на ППН Каратон.

Подготовка нефти на ППН Каратон

Нефтяная эмульсия месторождения Терень-Узюк, объемом $200-210 \text{ м}^3/\text{сутки}$, поступает по межпромысловому нефтепроводу $\varnothing 219 \text{ мм}$, протяженностью 23,1 км поступает на ППН Каратон. Давление нефтепровода на входе в ППН Каратон составляет $1,1 \text{ кгс/см}^2$. Температура жидкости колеблется в пределах $1-20^\circ\text{C}$.

На входе в ППН Каратон, поступающая жидкость проходит через электронный расходомер, с условным диаметром 150 мм.

Далее в нефтяной поток дозируется деэмульгатор R-11 с удельным расходом 130-140 гр/тонну и прокачивается через печи нагрева нефти ПТ 16/150 №1, №2 на ОБН-3000/6 №1;№2;№3. На печах подогрева нефти, транспортируемая среда нагревается до температуры $T=60/80^\circ\text{C}$. Далее, после печи подогрева нефти, на поток, через эжектор, добавляется пресная вода, нагретая до температуры $T=60/70^\circ\text{C}$. Объем расхода пресной воды на эжекторе составляет $1,3/1,5 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

Поток жидкости поочередно проходит через отстойники ОБН-3000/6 №1;№2;№3, где происходит отстой нефти. С ОБН-3000/6 №3 обезвоженная нефть, с содержанием хлористых солей в пределах 55-60 мг/литр, поступает на вертикальный резервуар №2 $V=1000 \text{ м}^3$. В данном резервуаре происходит накопление нефти до уровня 4,5м, далее через переточную линию расположенного на уровне 4,5 м нефть сбрасывается на вертикальный резервуар РВС№3 $V=3000 \text{ м}^3$. Собранная, в РВС №3 $V=3000 \text{ м}^3$, нефть далее через насосы внешней откачки нефти ЦНС 180/85 транспортируется на РВС №6 $V=5000 \text{ м}^3$ НПС Каратон. В холодное время года транспортировка нефти на НПС Каратон производится через печь подогрева нефти ПТ 16/150 №3, для подогрева нефти до $35-40^\circ\text{C}$. При давлении 0,5-0,8 МПа.

При возникновении остановки поступления нефти с межпромыслового нефтепровода, а также для необходимости внутренней повторной обработки имеющегося объема нефти, производится переключение схемы движения потока нефти перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №2. Закрывается задвижка №41А, открывается задвижка №41. В результате данного переключения, поток жидкости с межпромыслового нефтепровода закрывается. Поток жидкости начинает поступать на печь подогрева нефти ПТ 16/150 №2

с вертикального резервуара РВС№2 V- 1 000 м³ при помощи насосов внутренней перекачки 9МГр №1;№2.

Нефтяная эмульсия месторождения Каратон-2, Каратон-5 транспортируется автоцистернами с месторождений на ППН Каратон. На ППН Каратон, доставленная нефтяная эмульсия сливается в подземную емкость V- 50 м³. С данной емкости, жидкость перекачивается насосом НБ-50 на технологическую линию поступления нефти с месторождения Терень-Узюк. Вход в нефтяной поток происходит перед печью подогрева нефти ПТ16/150 №1;№2 через задвижку № 84А. При отсутствии откачки нефти месторождений Каратон, задвижка № 84А находится в положении «закрыто».

Кондиционная нефть транспортируется по нефтепроводу Ø 219 мм, протяженностью 2,5 км на резервуары НПС Каратон.

В НПС Каратон после заполнения резервуаров товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347-2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

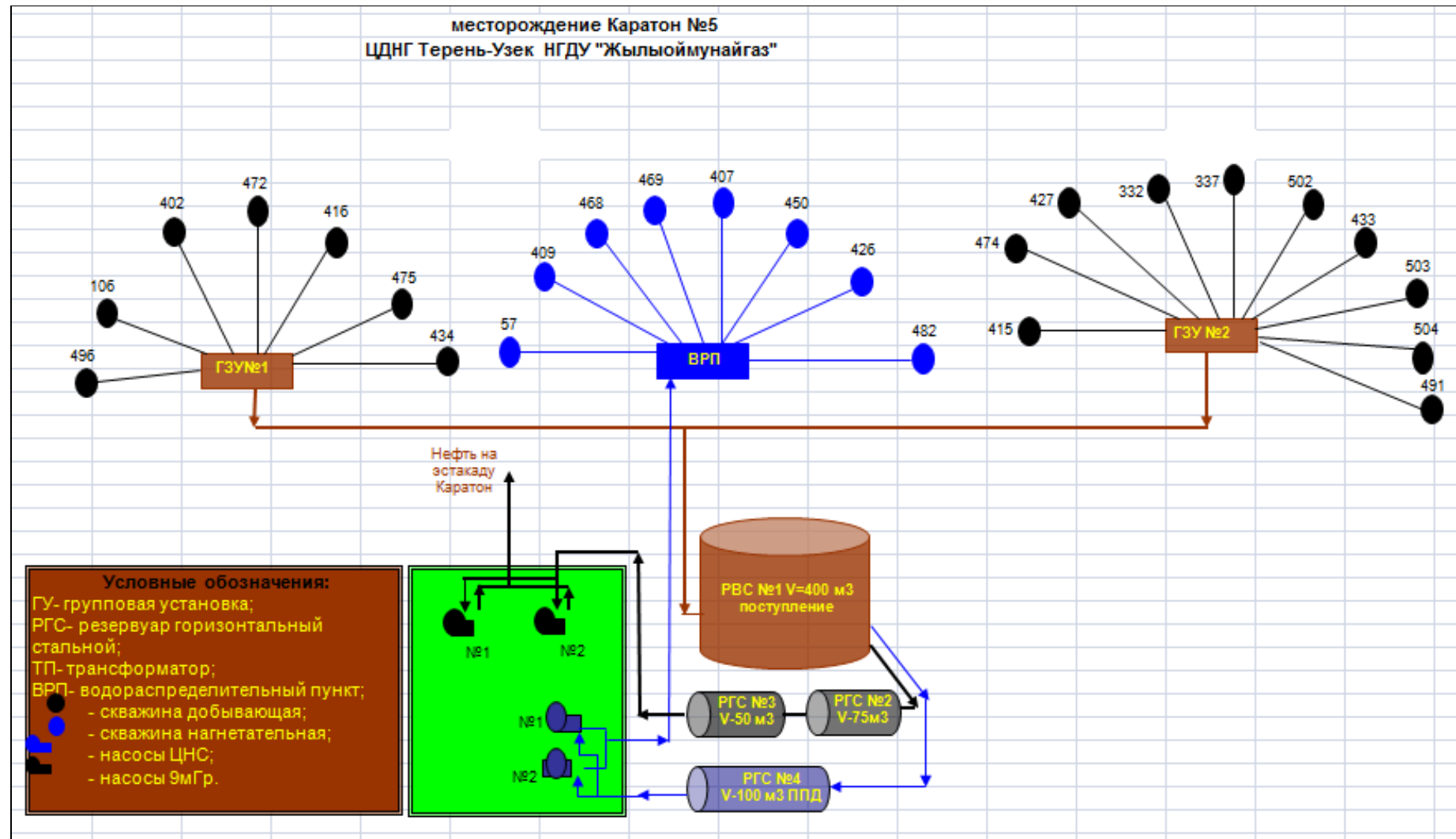


Рис 6.3.1 – Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон №5

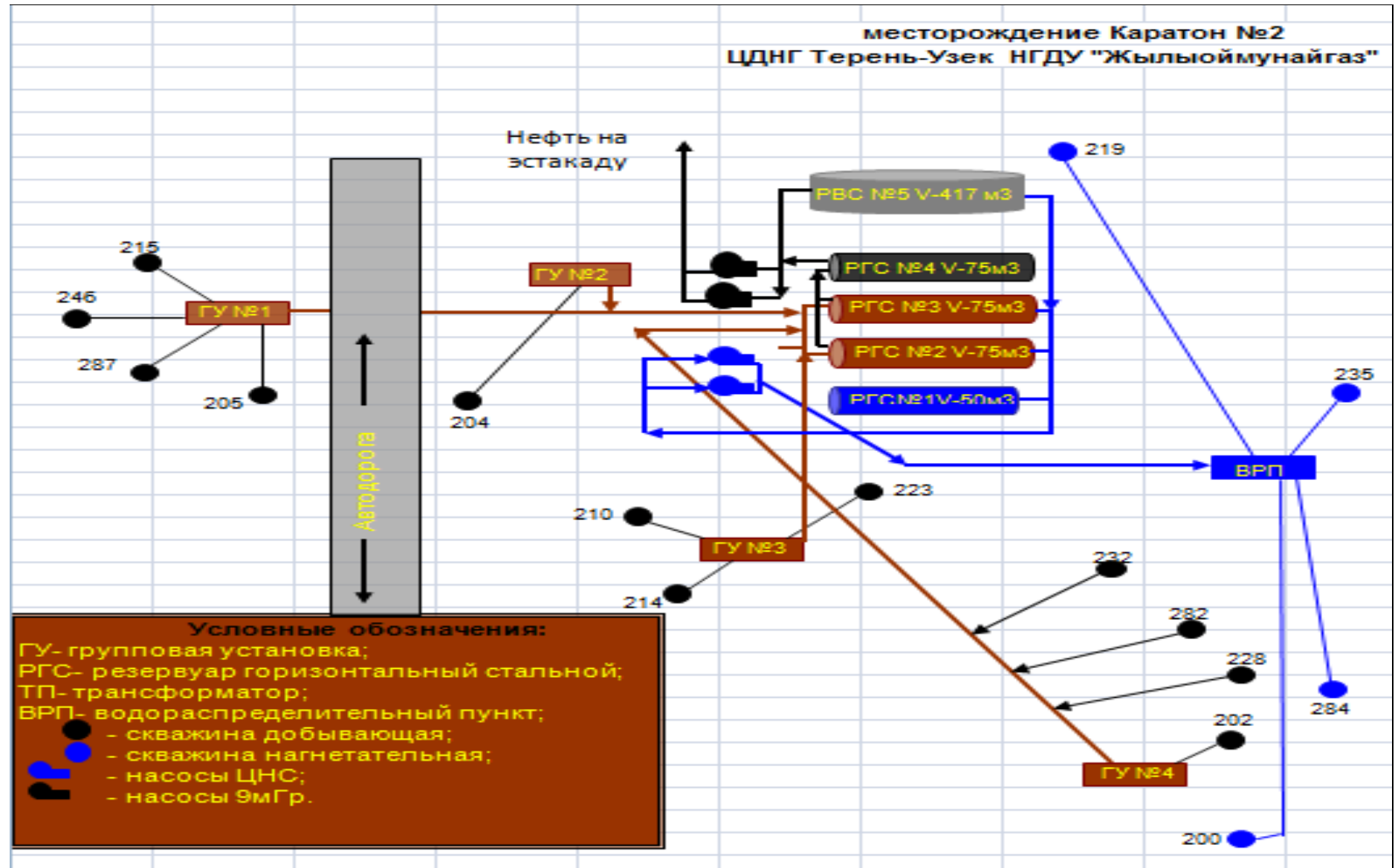


Рис 6.3.2 – Принципиальная технологическая схема ЦДНГ месторождения Каратон

6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения

При заводнении нефтяных пластов допустимые нормы по содержанию механических примесей в закачиваемой воде зависят от типа коллектора, требования к воде, используемой для заводнения поровых и трещиноватых пластов, показаны в таблице 6.4.1.

Таблица 06.4.1 – Требования к воде, используемой для заводнения нефтяных пластов

Показатели	Содержание примесей по типу коллектора, мг/л		Размер частиц
	поровый	трещиновато-поровый	
Твердые примеси	5-15	20-25	Не более 0,5 мм
Окисное железо	0,5-2	7	
Нефтепродукты	15-25	40-50	

Породы коллектора месторождения Караганда по литолого-петрофизическим свойствам представлены, в основном, мелко-среднезернистыми песчаниками, реже песками и алевролитами, по форме порового пространства коллектора - порового типа. Физические свойства коллекторов варьируют в широком диапазоне: плотность 1,61-2,46г/см³, пористость 2,4 – 40,7 %, проницаемость 2418 мд., глинистость 1-70 %, карбонатность 0-56%.

В связи с тем, что продуктивные коллектора месторождения Каратон относятся к поровым, то в воде, применяемой для закачки в системе ППД, содержание твердых механических примесей не должно превышать 15 мг/л, окисного железа должно быть не более 2 мг/л, нефтепродуктов не более 25 мг/л. В закачиваемой воде должны отсутствовать кислород, сероводород и сульфатсодержащие бактерии. Значение водородного показателя (РН) должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,5 мм.

Для предупреждения попадания кислорода в закачиваемые воды следует исключить возможность контакта вод с воздухом или предусмотреть удаление кислорода из воды.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Целесообразно ежедневно контролировать уровень содержания нефтепродуктов и механических примесей в закачиваемой воде, раз в месяц выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах необходимо осуществлять контрольные замеры забойного давления.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода. Технологическое оборудование для системы ППД должно подбираться с учетом физико-химических свойств закачиваемой воды и обеспечивать

герметизированную систему ППД.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин на 20% требуется проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и при необходимости повышать качество подготовки для улучшения параметров закачиваемой воды.

На требования к качеству воды влияет также давление нагнетания. Пластовое давление в среднем составляет 3-4МПа, при этом гидростатика в некоторых местах превышает величину пластового давления, таким образом, давления на устья нагнетания составит порядка 0,5 - 2 МПа.

6.5 Проектные решения по переработке и утилизации попутного газа

Не предусматриваются в связи с отсутствием попутного газа на месторождении.

6.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

В рамках настоящего Проекта разработки не предусматривается закачка специальных рабочих агентов для повышения нефтеизвлечения, помимо попутной воды.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Конструкция скважины по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от проницаемых пород.

После крепления скважины в соответствии с Инструкцией производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования, для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Учитывая вышеизложенное, а также геологическое строение и тип породы месторождения Каратон, предлагается следующая конструкция проектных скважин, в соответствии с требованиями НТД «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года №239:

1. Направление Ø 426мм устанавливается на глубину 30 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифообразования. Цементируется до устья.
2. Кондуктор Ø 323,9мм спускается на глубину 250 м. Цементируется до устья. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО).
3. Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 800 м, для перекрытия неустойчивых, водоносных и прихватоопасных отложений. Устье скважины оборудуется ПВО.
4. Эксплуатационная колонна Ø168.3мм спускается до проектной глубины 2500 м, в зависимости от фактической глубины, для разобщения пластов, испытания и дальнейшей эксплуатации продуктивных горизонтов, цементируется до устья.

Таблица 7.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

№ № п/п	Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, мм	Высота подъема цемента за колонной
		скважины (долота)	обсадной колонны		
1	Направление	490	426	10	До устья
2	Кондуктор	393,7	323,9	390	До устья
3	Техническая	295,3	244,5	1200	До устья
4	Эксплуатационная	215,9	168.3	2500	До устья

После окончания ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) все обсадных колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования. Предлагаемая в главе конструкция скважин носит рекомендательный характер (табл. 7.1). Более подробно конструкция скважин и параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте строительства скважин.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения, первичное вскрытие продуктивные пластов предполагается осуществить на химически обработанном буровом растворе, строго соблюдая его проектные параметры.

При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% пластового давления. С этой целью, вскрытие поглощающего горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно происходит потеря бурового раствора, потеря циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов:

- Создание достаточного противодействия на пласт, для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- Недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЦП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов должно производиться современными перфораторами.

При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважину. За один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8-1,2м) и диаметра (12-14мм).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов, для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы с плотностью зарядов 16 отв. на 1 пог. метр.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время вскрытия и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости, рекомендуется перфорируют продуктивные пласты в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах. Поэтому в процессе бурения под эксплуатационную колонну и освоения скважины, в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуется использовать ингибированный полимерно-хлоркалийевый буровой раствор с низким содержанием твердой фазы, с введением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений.

В качестве ингибирующей добавки, в буровой раствор вводится 3-4% KCl (хлористого калия) и -полимер типа «Родопол-23П».

Перед вводом KCl, буровой раствор предварительно следует обработать реагентом-стабилизатором по водоотдаче и вязкости типа «Форалис -380П».

Кроме того, содержание твердой фазы в растворе должно быть регламентировано и не превышать определенных значений порядка до 10 %. Значения показателя водоотдачи таких растворов должны находиться в пределах 3 – 5 см³.

Для регулирования щелочности бурового раствора рекомендуется использовать едкий калий KOH (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонат кальция.

В целом, система бурового раствора должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 погонный метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды следует применять жидкость с плотностью, соответствующей правилам строительства скважин.

Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации.

Оставшийся ствол скважины необходимо заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками – поверхностно-активными веществами (ПАВ), для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня жидкости в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатом.

При слабом притоке жидкости, можно произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации.

Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызову притока и освоению скважины должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил техники безопасности.

На этапе опробования и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- Устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- При опробовании и исследовании скважин следует производить сепарацию газа и последний, в обязательном порядке, сжигается;
- Работы по опробованию и испытанию скважин следует производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденному недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

-
- Создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых флюидов из одного пласта в другой.

Вызов притока и исследования скважин и пластов проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов и, при этом, обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины, согласно пунктам 514-516 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин по эксплуатационным объектам, добычи нефти, жидкости, газа, динамика фонда и средних дебитов новых и переходящих скважин, коэффициентов изменения добычи нефти по переходящим скважинам, а также другие показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом на ближайшие 25 лет согласно рекомендуемому варианту разработки приведены в таблице 8.1-8.11.

Соответствующие технологические показатели разработки по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П.8.1.-П.8.22.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 1 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы						
		2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,66	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54	0,45
2	в том числе: из переходящих скважин	0,00	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54	0,45
3	из новых скважин	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,66	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54	0,45
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	переводом с других объектов	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
15	в том числе: эксплуатационные скважины	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	346,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	1,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	0,00	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	1,39	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,76	0,90	0,72	0,95	0,83	0,84
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	1,06	0,95	0,68	0,65	0,54	0,45
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,00	-0,33	-0,11	-0,27	-0,03	-0,11	-0,09
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,00	-23,97	-10,29	-28,21	-5,07	-16,69	-16,08
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	74,93	74,85	74,78	74,70	74,63	74,55	74,48
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,00	74,85	74,78	74,70	74,63	74,55	74,48

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	94,64	95,70	96,14	97,22	97,36	97,80	98,15
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,00	95,70	96,14	97,22	97,36	97,80	98,15
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	94,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,01	3,22	2,89	2,07	1,97	1,64	1,38
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,00	3,22	2,89	2,07	1,97	1,64	1,38
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	12,31	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47
51	в том числе: из переходящих скважин	0,00	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47
52	из новых скважин	12,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	12,31	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2652,28	2676,87	2701,43	2725,97	2750,49	2774,98	2799,44
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	158,66	159,72	160,67	161,35	161,99	162,53	162,98
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,60	0,61	0,61	0,61	0,62	0,62	0,62
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	97,34	97,99	98,57	98,99	99,38	99,71	99,99
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,40	0,65	0,58	0,42	0,40	0,33	0,28
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,18	24,37	28,90	29,19	39,13	53,55	96,73
60	Закачка воды, тыс.м³	11,57	23,05	23,00	22,90	22,87	22,82	22,77
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	11,57	34,62	57,62	80,52	103,39	126,21	148,98
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	с начала разработки, %	0,46	1,37	2,26	3,14	3,99	4,83	5,65
64	Газовый фактор, м³/т	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	94,64	95,70	96,14	97,22	97,36	97,80	98,15
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,00	95,70	96,14	97,22	97,36	97,80	98,15

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 1 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	2,43	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80	3,75
2	в том числе: из переходящих скважин	0,00	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80	3,75
3	из новых скважин	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	2,43	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80	3,75
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	переводом с других объектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60
15	в том числе: эксплуатационные скважины	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60	12,60
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	1040,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	5,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	0,00	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	5,13	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,94	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	4,80	4,74	4,68	4,62	4,56	4,50	4,44	4,38	4,33	4,27	4,22	4,16	4,11	4,05	4,00	3,95	3,90	3,85	3,80	3,75
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,00	-0,33	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,00	-6,49	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29	-1,29
25	Мощность новых скважин, тыс.т	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	из прочих категорий	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	89,91	89,82	89,73	89,64	89,55	89,46	89,37	89,28	89,19	89,10	89,02	88,93	88,84	88,75	88,66	88,57	88,48	88,39	88,31	88,22	88,13
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,00	89,82	89,73	89,64	89,55	89,46	89,37	89,28	89,19	89,10	89,02	88,93	88,84	88,75	88,66	88,57	88,48	88,39	88,31	88,22	88,13

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	89,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	94,51	94,58	94,64	94,70	94,77	94,83	94,89	94,95	95,01	95,07	95,13	95,19	95,25	95,30	95,36	95,41	95,47	95,52	95,58	95,63	95,68
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,00	94,58	94,64	94,70	94,77	94,83	94,89	94,95	95,01	95,07	95,13	95,19	95,25	95,30	95,36	95,41	95,47	95,52	95,58	95,63	95,68
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	94,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,94	4,87	4,81	4,75	4,69	4,62	4,57	4,51	4,45	4,39	4,33	4,28	4,22	4,17	4,11	4,06	4,01	3,96	3,91	3,86	3,81
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,00	4,87	4,81	4,75	4,69	4,62	4,57	4,51	4,45	4,39	4,33	4,28	4,22	4,17	4,11	4,06	4,01	3,96	3,91	3,86	3,81
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	125,20	118,47	118,33	118,19	118,05	117,91	117,77	117,63	117,49	117,35	117,22	117,08	116,94	116,80	116,67	116,53	116,40	116,26	116,13	115,99	115,86
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	44,30	88,52	88,43	88,34	88,25	88,16	88,08	87,99	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55	87,46	87,37	87,29	87,20	87,11	87,03	86,94	86,85
51	в том числе: из переходящих скважин	0,00	88,52	88,43	88,34	88,25	88,16	88,08	87,99	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55	87,46	87,37	87,29	87,20	87,11	87,03	86,94	86,85
52	из новых скважин	44,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	44,30	88,52	88,43	88,34	88,25	88,16	88,08	87,99	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55	87,46	87,37	87,29	87,20	87,11	87,03	86,94	86,85
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3115,05	3203,57	3292,00	3380,34	3468,59	3556,75	3644,83	3732,82	3820,72	3908,53	3996,26	4083,89	4171,44	4258,90	4346,28	4433,57	4520,77	4607,88	4694,90	4781,84	4868,69
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	183,43	188,23	192,97	197,65	202,27	206,82	211,32	215,76	220,15	224,47	228,75	232,96	237,12	241,23	245,29	249,29	253,24	257,14	260,99	264,79	268,54
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,40
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	51,67	53,02	54,36	55,68	56,98	58,26	59,53	60,78	62,01	63,23	64,44	65,62	66,80	67,95	69,09	70,22	71,33	72,43	73,52	74,59	75,64
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,69	1,35	1,33	1,32	1,30	1,28	1,27	1,25	1,23	1,22	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,13	1,11	1,10	1,08	1,07	1,06
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,40	2,80	2,84	2,89	2,93	2,98	3,04	3,09	3,15	3,21	3,27	3,34	3,41	3,48	3,56	3,65	3,74	3,83	3,93	4,04	4,16
60	Закачка воды, тыс.м³	41,13	82,16	82,06	81,96	81,87	81,77	81,67	81,58	81,48	81,38	81,29	81,19	81,10	81,00	80,91	80,82	80,72	80,63	80,53	80,44	80,35
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	41,13	123,29	205,35	287,31	369,18	450,95	532,62	614,20	695,68	777,06	858,35	939,54	1020,64	1101,65	1182,56	1263,37	1344,09	1424,72	1505,25	1585,70	1666,04
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	с начала разработки, %	1,42	4,14	6,71	9,15	11,45	13,64	15,73	17,71	19,60	21,40	23,12	24,77	26,34	27,85	29,30	30,68	32,02	33,30	34,53	35,72	36,86
64	Газовый фактор, м³/т	89,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	94,51	94,58	94,64	94,70	94,77	94,83	94,89	94,95	95,01	95,07	95,13	95,19	95,25	95,30	95,36	95,41	95,47	95,52	95,58	95,63	95,68
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,00	94,58	94,64	94,70	94,77	94,83	94,89	94,95	95,01	95,07	95,13	95,19	95,25	95,30	95,36	95,41	95,47	95,52	95,58	95,63	95,68

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 2 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	2,82	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	4,15	
2	в том числе: из переходящих скважин	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	0,39	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	4,15	
3	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	механизированным способом	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	2,82	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	4,15	
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	переводом с других объектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	
15	в том числе: эксплуатационные скважины	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	26,40	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	28,80	
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1040,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,89	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	0,39	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,89	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	5,51	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,14	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,95	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	0,56	0,49	0,44	0,39	5,23	5,12	5,01	4,91	4,82	4,73	4,55	4,41	4,34	4,28	4,22	4,15	
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,13	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,07	-0,06	-0,06	-0,05	-0,29	-0,11	-0,10	-0,10	-0,10	-0,09	-0,18	-0,14	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	14,16	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-5,19	-2,11	-2,05	-1,99	-1,94	-1,89	-3,72	-3,18	-1,46	-1,45	-1,45	-1,45	
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
36	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	32,52	34,41	34,40	33,54	32,22	30,67	28,99	27,27	46,24	55,95	55,07	54,23	53,42	52,66	51,93	64,60	89,19	89,10	89,02	88,93	88,84	
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	32,52	34,41	34,40	33,54	32,22	30,67	28,99	27,27	25,55	55,95	55,07	54,23	53,42	52,66	51,93	64,60	89,19	89,10	89,02	88,93	88,84	

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	89,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	96,03	95,39	95,41	95,44	95,46	95,48	95,51	95,24	94,99	95,06	95,12	95,19	95,25
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	95,39	95,41	95,44	95,46	95,48	95,51	95,24	94,99	95,06	95,12	95,19	95,25
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,98	0,87	0,77	0,68	0,60	0,54	0,47	0,42	1,84	2,58	2,53	2,47	2,42	2,38	2,33	3,08	4,47	4,41	4,34	4,28	4,22
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,98	0,87	0,77	0,68	0,60	0,54	0,47	0,42	0,37	2,58	2,53	2,47	2,42	2,38	2,33	3,08	4,47	4,41	4,34	4,28	4,22
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	31,19	32,96	32,94	32,10	30,83	29,34	27,73	26,07	65,47	104,83	103,17	101,58	100,07	98,63	97,27	88,34	81,36	81,27	81,17	81,08	80,99
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	33,83	35,79	35,78	34,89	33,52	31,90	30,16	28,37	70,88	113,35	111,56	109,85	108,21	106,67	105,20	95,49	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55
51	в том числе: из переходящих скважин	33,83	35,79	35,78	34,89	33,52	31,90	30,16	28,37	26,58	113,35	111,56	109,85	108,21	106,67	105,20	95,49	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55
52	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	33,83	35,79	35,78	34,89	33,52	31,90	30,16	28,37	70,88	113,35	111,56	109,85	108,21	106,67	105,20	95,49	87,90	87,81	87,72	87,64	87,55
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	16603,66	16639,45	16675,24	16710,12	16743,65	16775,55	16805,71	16834,08	16904,96	17018,31	17129,87	17239,72	17347,93	17454,60	17559,80	17655,29	17743,19	17831,01	17918,73	18006,37	18093,92
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	939,01	939,91	940,71	941,42	942,05	942,61	943,10	943,54	946,35	951,58	956,70	961,71	966,62	971,44	976,16	980,71	985,12	989,46	993,74	997,95	1002,11
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53	0,53	0,54	0,54	0,54
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	83,92	84,00	84,07	84,13	84,19	84,24	84,28	84,32	84,57	85,04	85,50	85,94	86,38	86,81	87,24	87,64	88,04	88,42	88,81	89,18	89,55
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04	0,25	0,47	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42	0,41	0,39	0,39	0,38	0,38	0,37
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,56	0,50	0,45	0,40	0,35	0,31	0,28	0,25	1,60	3,03	3,06	3,09	3,12	3,16	3,20	3,19	3,19	3,24	3,30	3,37	3,43
60	Закачка воды, тыс.м³	32,44	34,29	34,26	33,39	32,07	30,52	28,84	27,12	68,11	109,05	107,32	105,67	104,09	102,60	101,19	91,90	84,63	84,54	84,44	84,35	84,25
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	32,44	66,73	100,99	134,38	166,45	196,97	225,81	252,93	321,04	430,09	537,41	643,08	747,18	849,78	950,96	1042,86	1127,50	1212,03	1296,48	1380,82	1465,07
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	начала разработки, % ^с	0,20	0,42	0,63	0,83	1,03	1,22	1,39	1,56	1,97	2,62	3,25	3,87	4,47	5,05	5,62	6,13	6,59	7,05	7,51	7,96	8,40
64	Газовый фактор, м³/т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	89,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	96,03	95,39	95,41	95,44	95,46	95,48	95,51	95,24	94,99	95,06	95,12	95,19	95,25
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	95,39	95,41	95,44	95,46	95,48	95,51	95,24	94,99	95,06	95,12	95,19	95,25

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	1,43	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32	1,29
2	в том числе: из переходящих скважин	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32	1,29
3	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	1,43	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32	1,29
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	переводом с других объектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10
15	в том числе: эксплуатационные скважины	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10	26,10
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	346,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	1,42	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,42	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	2,33	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,30	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,92	0,96	0,96	0,96	0,86	0,88	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,85	1,64	1,45	1,29	1,14	1,01	0,90	0,80	0,71	0,63	2,13	2,04	1,95	1,87	1,62	1,43	1,40	1,37	1,34	1,32	1,29
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,42	-0,21	-0,19	-0,16	-0,15	-0,13	-0,11	-0,10	-0,09	-0,08	-0,19	-0,09	-0,09	-0,08	-0,25	-0,19	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	29,67	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-11,31	-8,26	-4,41	-4,23	-4,07	-13,57	-11,84	-1,98	-1,98	-1,98	-1,98	-1,98
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	44,35	46,92	46,91	45,73	43,94	41,82	39,54	37,19	34,84	37,03	38,85	37,11	35,46	33,90	39,82	74,48	74,40	74,33	74,25	74,18	74,11
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	44,35	46,92	46,91	45,73	43,94	41,82	39,54	37,19	34,84	32,55	38,85	37,11	35,46	33,90	39,82	74,48	74,40	74,33	74,25	74,18	74,11

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	97,51	96,80	96,80	96,79	96,78	95,87	94,16	94,27	94,38	94,49	94,59	94,69
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	98,61	96,80	96,80	96,79	96,78	95,87	94,16	94,27	94,38	94,49	94,59	94,69
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,33	1,18	1,05	0,93	0,82	0,73	0,65	0,57	0,51	0,92	1,24	1,19	1,14	1,09	1,64	4,35	4,26	4,18	4,09	4,01	3,93
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,33	1,18	1,05	0,93	0,82	0,73	0,65	0,57	0,51	0,45	1,24	1,19	1,14	1,09	1,64	4,35	4,26	4,18	4,09	4,01	3,93
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	164,53	173,85	173,68	169,23	162,54	154,64	146,15	137,43	128,74	153,46	178,38	170,41	162,83	155,66	105,29	65,95	65,87	65,78	65,70	65,61	65,53
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	61,51	65,08	65,06	63,43	60,95	58,01	54,84	51,58	48,33	57,45	66,65	63,67	60,83	58,15	39,24	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34
51	в том числе: из переходящих скважин	61,51	65,08	65,06	63,43	60,95	58,01	54,84	51,58	48,33	45,14	66,65	63,67	60,83	58,15	39,24	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34
52	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	61,51	65,08	65,06	63,43	60,95	58,01	54,84	51,58	48,33	57,45	66,65	63,67	60,83	58,15	39,24	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	14303,40	14368,48	14433,54	14496,97	14557,92	14615,93	14670,77	14722,35	14770,68	14828,12	14894,77	14958,44	15019,27	15077,42	15116,66	15141,13	15165,57	15189,99	15214,38	15238,75	15263,09
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	676,85	678,48	679,93	681,22	682,36	683,38	684,27	685,07	685,78	687,21	689,34	691,38	693,34	695,21	696,83	698,26	699,66	701,03	702,37	703,69	704,98
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53	0,53
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	91,71	91,94	92,13	92,31	92,46	92,60	92,72	92,83	92,92	93,12	93,41	93,68	93,95	94,20	94,42	94,61	94,80	94,99	95,17	95,35	95,53
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,25	0,22	0,20	0,17	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,19	0,29	0,28	0,26	0,25	0,22	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,93	2,68	2,44	2,22	2,01	1,82	1,64	1,48	1,33	2,74	4,20	4,19	4,19	4,20	3,79	3,47	3,52	3,58	3,64	3,70	3,77
60	Закачка воды, тыс.м³	57,05	60,28	60,22	58,68	56,36	53,62	50,68	47,65	44,64	53,21	61,85	59,09	56,46	53,97	36,51	22,87	22,84	22,81	22,78	22,75	22,72
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	57,05	117,34	177,56	236,24	292,60	346,22	396,90	444,55	489,19	542,40	604,25	663,34	719,80	773,77	810,28	833,15	855,99	878,80	901,58	924,34	947,06
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	начала разработки, % ^с	0,43	0,88	1,32	1,75	2,16	2,54	2,90	3,24	3,55	3,93	4,35	4,76	5,14	5,51	5,75	5,91	6,06	6,21	6,36	6,51	6,66
64	Газовый фактор, м³/т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	97,51	96,80	96,80	96,79	96,78	95,87	94,16	94,27	94,38	94,49	94,59	94,69
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	97,00	97,49	97,77	97,97	98,13	98,25	98,36	98,46	98,54	98,61	96,80	96,80	96,79	96,78	95,87	94,16	94,27	94,38	94,49	94,59	94,69

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 3 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,3	2,0	3,7	4,0	3,4	3,0	2,5	3,8	7,5	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	7,4	0,3
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,7	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	5,1	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	7,4	0,0
3	из новых скважин	0,3	1,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
4	механизированным способом	0,3	2,0	3,7	4,0	3,4	3,0	2,5	3,8	7,5	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	7,4	0,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	1,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
10	переводом с других объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,6	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	134,3	164,3	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	164,3	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	134,3
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	12,6	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	11,2
15	в том числе: эксплуатационные скважины	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	12,6	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	11,2
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	1040,3	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	693,5	1040,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,9	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,7	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	5,1	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	0,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,9	3,4	4,7	4,0	3,4	3,0	2,5	5,6	10,3	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	0,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,7	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	5,1	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	7,7	7,4	0,0
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,2	-0,5	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-18,5	-15,1	-14,8	-13,9	-13,9	-13,9	-13,9	-9,2	-6,0	-3,2	-2,9	-2,7	-2,5	-2,3	-2,2	-2,0	-1,9	-2,5	-3,9	0,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,3	1,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,0	2,0	0,0
27	в том числе: под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	8,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	10,0	7,0	5,0	1,0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	8,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	10,0	7,0	5,0	1,0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	8,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	10,0	7,0	5,0	1,0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	переводом под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	0,0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	0,0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	40,8	44,6	47,5	47,8	47,2	46,0	44,5	47,3	53,4	55,3	54,3	53,4	52,5	51,7	50,9	50,2	49,6	49,0	50,9	60,5	40,8
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,0	39,6	47,8	47,8	47,2	46,0	44,5	42,9	49,4	55,3	54,3	53,4	52,5	51,7	50,9	50,2	49,6	49,0	50,9	60,5	0,0

Продолжение таблицы 8.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	40,8	48,0	46,2	0,0	0,0	0,0	0,0	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,8
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	93,7	94,5	95,3	95,9	96,4	96,8	97,2	96,6	95,5	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,5	95,5	95,6	95,6	95,5	94,7	93,7
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	94,4	95,5	95,9	96,4	96,8	97,2	97,5	96,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,5	95,5	95,6	95,6	95,5	94,7	0,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	93,7	94,6	94,4	0,0	0,0	0,0	0,0	93,4	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,7
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,4	2,2	2,0	1,7	1,5	1,3	1,6	2,4	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	3,2	2,6
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	2,2	2,1	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	1,9	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	3,2	0,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	112,9	112,3	129,2	127,1	125,2	123,5	121,8	120,4	114,0	94,2	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	5,5	36,7	79,7	96,9	95,6	93,2	90,2	111,4	169,5	202,8	199,3	195,9	192,7	189,6	186,8	184,2	181,8	179,6	170,0	140,2	5,5
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	13,0	64,5	96,9	95,6	93,2	90,2	86,8	132,6	202,8	199,3	195,9	192,7	189,6	186,8	184,2	181,8	179,6	170,0	140,2	0,0
52	из новых скважин	5,5	23,7	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6	36,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5
53	механизированным способом	5,5	36,7	79,7	96,9	95,6	93,2	90,2	111,4	169,5	202,8	199,3	195,9	192,7	189,6	186,8	184,2	181,8	179,6	170,0	140,2	5,5
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1217,1	1253,7	1333,4	1430,3	1525,9	1619,1	1709,2	1820,7	1990,2	2193,0	2392,3	2588,2	2780,8	2970,5	3157,3	3341,4	3523,2	3702,9	3872,8	4013,1	1217,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	114,3	116,3	120,1	124,1	127,5	130,5	133,0	136,9	144,4	154,1	163,4	172,5	181,3	189,9	198,3	206,5	214,5	222,4	230,1	237,5	114,3
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	25,7	26,1	27,0	27,9	28,7	29,3	29,9	30,8	32,5	34,6	36,7	38,8	40,7	42,7	44,6	46,4	48,2	50,0	51,7	53,4	25,7
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,4	0,8	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	1,7	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	0,1
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,1	0,6	1,1	1,2	1,1	0,9	0,8	1,2	2,4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,4	0,1
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,1	114,8	179,2	176,4	173,7	171,2	169,0	167,0	158,1	130,7	0,0
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,1	151,9	331,1	507,5	681,1	852,4	1021,4	1188,4	1346,5	1477,2	0,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	63,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	0,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	6,3	12,7	18,3	23,1	27,3	31,0	34,4	37,2	39,4	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	40,8	48,0	46,2	0,0	0,0	0,0	0,0	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,8
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	93,7	94,5	95,3	95,9	96,4	96,8	97,2	96,6	95,5	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,5	95,5	95,6	95,6	95,5	94,7	93,7
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,0	94,4	95,5	95,9	96,4	96,8	97,2	97,5	96,1	95,2	95,3	95,4	95,4	95,5	95,5	95,5	95,6	95,6	95,5	94,7	0,0

Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 3 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	1,6	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
3	из новых скважин	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	1,6	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	переводом с других объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
15	в том числе: эксплуатационные скважины	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	3,4	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	3,1	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-7,6	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5
25	Мощность новых скважин, тыс.т	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	в том числе: под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	переводом под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	из прочих категорий	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	74,9	74,9	74,8	74,7	74,6	74,6	74,5	74,4	74,3	74,3	74,2	74,1	74,0	74,0	73,9	73,8	73,7	73,7	73,6	73,5	73,4
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,0	74,9	74,8	74,7	74,6	74,6	74,5	74,4	74,3	74,3	74,2	74,1	74,0	74,0	73,9	73,8	73,7	73,7	73,6	73,5	73,4

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	93,5	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,6	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,6	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	93,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,9	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	4,8	4,6	4,5	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	3,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	70,7	66,9	66,8	66,7	66,6	66,5	66,4	66,3	66,2	66,1	66,0	65,9	65,9	65,8	65,7	65,6	65,5	65,4	65,3	65,3	65,2
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	24,6	49,2	49,1	49,1	49,0	49,0	48,9	48,9	48,8	48,8	48,7	48,7	48,6	48,6	48,5	48,5	48,4	48,4	48,3	48,3	48,3
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	49,2	49,1	49,1	49,0	49,0	48,9	48,9	48,8	48,8	48,7	48,7	48,6	48,6	48,5	48,5	48,4	48,4	48,3	48,3	48,3
52	из новых скважин	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	24,6	49,2	49,1	49,1	49,0	49,0	48,9	48,9	48,8	48,8	48,7	48,7	48,6	48,6	48,5	48,5	48,4	48,4	48,3	48,3	48,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	275,7	324,9	374,0	423,1	472,1	521,1	570,0	618,9	667,7	716,5	765,2	813,9	862,6	911,2	959,7	1008,2	1056,6	1105,0	1153,4	1201,7	1249,9
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	62,6	65,7	68,8	71,7	74,6	77,5	80,2	82,9	85,5	88,1	90,6	93,0	95,4	97,7	100,0	102,2	104,3	106,4	108,5	110,5	112,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	39,1	41,1	43,0	44,8	46,7	48,4	50,1	51,8	53,5	55,1	56,6	58,1	59,6	61,1	62,5	63,9	65,2	66,5	67,8	69,0	70,2
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,6	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9
60	Закачка воды, тыс.м³	23,2	46,4	46,3	46,2	46,2	46,1	46,0	46,0	45,9	45,9	45,8	45,7	45,7	45,6	45,6	45,5	45,4	45,4	45,3	45,3	45,2
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	23,2	69,6	115,9	162,2	208,3	254,4	300,5	346,5	392,4	438,3	484,1	529,8	575,5	621,1	666,6	712,1	757,6	802,9	848,2	893,5	938,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	8,5	21,8	31,8	39,4	45,5	50,5	54,7	58,2	61,2	63,8	66,0	68,0	69,8	71,4	72,8	74,1	75,3	76,3	77,3	78,2	79,0
64	Газовый фактор, м³/т	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	93,5	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,6	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,0	93,6	93,8	93,9	94,1	94,2	94,4	94,5	94,6	94,8	94,9	95,0	95,1	95,2	95,3	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0

Таблица 8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 5 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
2	в том числе: из переходящих скважин	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	переводом с других объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
15	в том числе: эксплуатационные скважины	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	4,9	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,9	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,1	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	3,0	2,8	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,7	-0,4	-0,3	0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,3	-8,6	-8,6	3,0	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	в том числе: под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	переводом под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	39,6	43,8	45,6	52,2	53,7	54,8	55,4	55,8	56,0	56,0	55,9	55,7	55,4	55,0	54,5	54,1	53,6	53,0	52,5	52,0	51,5
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	39,6	43,8	45,6	52,2	53,7	54,8	55,4	55,8	56,0	56,0	55,9	55,7	55,4	55,0	54,5	54,1	53,6	53,0	52,5	52,0	51,5

Продолжение таблицы 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,0	97,5	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	97,0	97,5	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	73,0	80,6	83,8	95,8	98,6	100,5	101,7	102,4	102,8	102,8	102,5	102,1	101,5	100,7	99,9	99,0	98,1	97,1	96,2	95,2	94,2
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	137,3	151,8	158,1	180,9	186,3	189,9	192,3	193,6	194,3	194,3	193,9	193,1	192,0	190,7	189,1	187,5	185,7	183,9	182,1	180,3	178,4
51	в том числе: из переходящих скважин	137,3	151,8	158,1	180,9	186,3	189,9	192,3	193,6	194,3	194,3	193,9	193,1	192,0	190,7	189,1	187,5	185,7	183,9	182,1	180,3	178,4
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	137,3	151,8	158,1	180,9	186,3	189,9	192,3	193,6	194,3	194,3	193,9	193,1	192,0	190,7	189,1	187,5	185,7	183,9	182,1	180,3	178,4
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	23723,0	23874,8	24033,0	24213,9	24400,1	24590,0	24782,3	24975,9	25170,2	25364,5	25558,4	25751,5	25943,5	26134,2	26323,3	26510,8	26696,5	26880,5	27062,6	27242,8	27421,3
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	774,1	777,9	781,3	784,9	788,2	791,4	794,3	797,1	799,7	802,2	804,5	806,7	808,8	810,7	812,6	814,3	815,9	817,5	818,9	820,3	821,5
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	93,4	93,8	94,2	94,7	95,1	95,5	95,8	96,2	96,5	96,8	97,0	97,3	97,6	97,8	98,0	98,2	98,4	98,6	98,8	98,9	99,1
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	7,0	6,9	6,7	7,4	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,5	8,7	9,0	9,3	9,6	10,0	10,5	11,1	11,7	12,5	13,4	14,6
60	Закачка воды, тыс.м³	126,5	139,7	145,4	166,2	171,0	174,3	176,4	177,6	178,2	178,1	177,7	176,9	175,9	174,7	173,2	171,7	170,1	168,4	166,7	165,0	163,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	688,3	828,0	973,4	1139,5	1310,5	1484,8	1661,2	1838,8	2017,0	2195,1	2372,8	2549,8	2725,7	2900,3	3073,6	3245,3	3415,4	3583,8	3750,5	3915,5	4078,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	3,1	3,8	4,4	5,1	5,8	6,5	7,3	8,0	8,7	9,4	10,1	10,7	11,4	12,0	12,7	13,3	13,9	14,5	15,0	15,6	16,1
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	97,0	97,5	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,3
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	97,0	97,5	97,8	98,0	98,2	98,3	98,5	98,6	98,6	98,7	98,8	98,9	98,9	99,0	99,0	99,1	99,1	99,2	99,2	99,2	99,3

Таблица 8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. II объект 5 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	1,01	4,23	9,01	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66	10,54
2	в том числе: из переходящих скважин	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	1,79	6,58	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66	10,54
3	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	2,44	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	1,01	4,23	9,01	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66	10,54
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	переводом с других объектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,95	4,95	4,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164,25	164,25	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,80	0,80	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,80	55,20	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60
15	в том числе: эксплуатационные скважины	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,80	55,20	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60	57,60
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	346,75	1040,25	1040,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,71	5,14	5,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,50	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	1,79	6,58	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,50	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	1,91	6,93	11,72	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,07	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,54	0,49	0,45	0,41	0,38	0,34	0,31	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	1,79	6,58	11,31	11,18	11,04	10,91	10,79	10,66	10,54
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,04	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,13	-0,36	-0,41	-0,14	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,12
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	7,11	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-8,61	-6,54	-5,15	-3,49	-1,20	-1,19	-1,18	-1,17	-1,17	-1,16
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	2,31	2,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	5,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	5,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	5,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	51,79	57,25	59,64	60,50	60,46	59,82	58,77	57,45	55,93	54,29	52,57	58,56	67,21	70,41	70,96	70,66	70,38	70,10	69,83	69,56	69,30
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	51,79	57,25	59,64	60,50	60,46	59,82	58,77	57,45	55,93	54,29	52,57	50,81	61,59	69,07	70,96	70,66	70,38	70,10	69,83	69,56	69,30

Продолжение таблицы 8.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74,93	74,93	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,00	97,52	97,82	98,04	98,21	98,34	98,46	98,56	98,65	98,73	98,80	96,62	94,62	94,06	93,98	94,02	94,07	94,12	94,16	94,21	94,26
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	97,00	97,52	97,82	98,04	98,21	98,34	98,46	98,56	98,65	98,73	98,80	98,86	95,70	94,27	93,98	94,02	94,07	94,12	94,16	94,21	94,26
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,40	93,40	93,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,55	1,42	1,30	1,19	1,08	0,99	0,91	0,83	0,76	0,69	0,63	1,98	3,62	4,19	4,27	4,22	4,17	4,12	4,08	4,03	3,98
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,55	1,42	1,30	1,19	1,08	0,99	0,91	0,83	0,76	0,69	0,63	0,58	2,65	3,96	4,27	4,22	4,17	4,12	4,08	4,03	3,98
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	137,87	141,21	129,52	129,00	128,48	127,98	127,50
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	17,96	19,85	20,68	20,98	20,96	20,74	20,38	19,92	19,39	18,83	18,23	29,92	78,51	151,63	187,77	186,99	186,24	185,50	184,78	184,07	183,39
51	в том числе: из переходящих скважин	17,96	19,85	20,68	20,98	20,96	20,74	20,38	19,92	19,39	18,83	18,23	17,62	41,59	114,71	187,77	186,99	186,24	185,50	184,78	184,07	183,39
52	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,31	36,92	36,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	17,96	19,85	20,68	20,98	20,96	20,74	20,38	19,92	19,39	18,83	18,23	29,92	78,51	151,63	187,77	186,99	186,24	185,50	184,78	184,07	183,39
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	23060,36	23080,22	23100,90	23121,88	23142,84	23163,58	23183,96	23203,88	23223,27	23242,10	23260,33	23290,25	23368,76	23520,39	23708,15	23895,15	24081,39	24266,88	24451,66	24635,73	24819,13
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1326,54	1327,03	1327,48	1327,89	1328,27	1328,61	1328,93	1329,21	1329,47	1329,71	1329,93	1330,95	1335,17	1344,19	1355,50	1366,68	1377,72	1388,63	1399,42	1410,08	1420,62
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	74,07	74,09	74,12	74,14	74,16	74,18	74,20	74,22	74,23	74,24	74,26	74,31	74,55	75,05	75,68	76,31	76,92	77,53	78,14	78,73	79,32
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,06	0,24	0,50	0,63	0,62	0,62	0,61	0,60	0,60	0,59
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,22	0,92	1,98	2,53	2,57	2,60	2,64	2,68	2,72	2,77
60	Закачка воды, тыс.м³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,29	144,32	179,65	178,92	178,21	177,51	176,84
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	169,61	214,90	359,22	538,87	717,79	895,99	1073,51	1250,35
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00	80,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	с начала разработки, %	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,75	0,75	0,94	1,56	2,32	3,07	3,80	4,52	5,22
64	Газовый фактор, м³/т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	74,93	74,93	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	97,00	97,52	97,82	98,04	98,21	98,34	98,46	98,56	98,65	98,73	98,80	96,62	94,62	94,06	93,98	94,02	94,07	94,12	94,16	94,21	94,26
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	97,00	97,52	97,82	98,04	98,21	98,34	98,46	98,56	98,65	98,73	98,80	98,86	95,70	94,27	93,98	94,02	94,07	94,12	94,16	94,21	94,26

Таблица 8.9 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. III объект 5 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,80	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90	0,87
2	в том числе: из переходящих скважин	0,00	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90	0,87
3	из новых скважин	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	механизированным способом	0,80	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90	0,87
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	из разведочного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	из консервации	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	из прочих категорий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	переводом с других объектов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	4,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	1,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
15	в том числе: эксплуатационные скважины	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
16	вспомогательные и специальные скважины	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,00	346,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,00	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,00	0,00	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	1,68	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,00	0,92	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,00	1,55	1,50	1,46	1,41	1,37	1,33	1,29	1,25	1,22	1,18	1,15	1,11	1,08	1,05	1,02	0,99	0,96	0,93	0,90	0,87
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,00	-0,14	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,00	-8,06	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96	-2,96
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	в том числе: под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
35	переводом под закачку	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36	из прочих категорий	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	74,93	74,85	74,78	74,70	74,63	74,55	74,48	74,40	74,33	74,25	74,18	74,11	74,03	73,96	73,88	73,81	73,74	73,66	73,59	73,51	73,44
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,00	74,85	74,78	74,70	74,63	74,55	74,48	74,40	74,33	74,25	74,18	74,11	74,03	73,96	73,88	73,81	73,74	73,66	73,59	73,51	73,44

Продолжение таблицы 8.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	93,52	93,71	93,89	94,06	94,23	94,40	94,56	94,71	94,86	95,01	95,15	95,29	95,43	95,56	95,68	95,81	95,93	96,04	96,16	96,27	96,37
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,00	93,71	93,89	94,06	94,23	94,40	94,56	94,71	94,86	95,01	95,15	95,29	95,43	95,56	95,68	95,81	95,93	96,04	96,16	96,27	96,37
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	93,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,85	4,71	4,57	4,43	4,30	4,18	4,05	3,93	3,82	3,70	3,59	3,49	3,39	3,29	3,19	3,09	3,00	2,91	2,83	2,74	2,66
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,00	4,71	4,57	4,43	4,30	4,18	4,05	3,93	3,82	3,70	3,59	3,49	3,39	3,29	3,19	3,09	3,00	2,91	2,83	2,74	2,66
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	70,16	66,36	66,27	66,17	66,07	65,98	65,88	65,79	65,70	65,60	65,51	65,42	65,33	65,25	65,16	65,07	64,98	64,90	64,81	64,73	64,65
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	12,31	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34	24,32	24,29	24,27	24,25	24,22	24,20	24,17	24,15	24,13
51	в том числе: из переходящих скважин	0,00	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34	24,32	24,29	24,27	24,25	24,22	24,20	24,17	24,15	24,13
52	из новых скважин	12,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	механизированным способом	12,31	24,59	24,56	24,54	24,51	24,49	24,47	24,44	24,42	24,39	24,37	24,34	24,32	24,29	24,27	24,25	24,22	24,20	24,17	24,15	24,13
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	301,68	326,27	350,84	375,38	399,89	424,38	448,85	473,29	497,70	522,10	546,46	570,81	595,13	619,42	643,69	667,94	692,16	716,36	740,53	764,68	788,81
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	25,80	27,34	28,84	30,30	31,72	33,09	34,42	35,71	36,96	38,18	39,36	40,51	41,62	42,70	43,75	44,76	45,75	46,71	47,64	48,54	49,41
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	39,09	41,43	43,70	45,91	48,05	50,13	52,15	54,11	56,01	57,85	59,64	61,38	63,06	64,70	66,28	67,82	69,32	70,77	72,17	73,54	74,87
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,21	2,34	2,27	2,21	2,14	2,08	2,02	1,96	1,90	1,84	1,79	1,74	1,68	1,64	1,59	1,54	1,49	1,45	1,41	1,37	1,33
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,94	3,85	3,88	3,92	3,96	4,00	4,05	4,09	4,14	4,19	4,24	4,30	4,36	4,43	4,49	4,57	4,64	4,73	4,81	4,91	5,01
60	Закачка воды, тыс.м³	11,52	23,01	22,98	22,94	22,91	22,88	22,84	22,81	22,78	22,75	22,72	22,69	22,65	22,62	22,59	22,56	22,53	22,50	22,47	22,45	22,42
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	11,52	34,54	57,51	80,46	103,37	126,25	149,09	171,90	194,68	217,43	240,15	262,83	285,49	308,11	330,70	353,27	375,80	398,30	420,78	443,22	465,64
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
63	с начала разработки, %	4,06	11,25	17,43	22,79	27,50	31,66	35,36	38,68	41,67	44,38	46,84	49,09	51,16	53,06	54,82	56,45	57,96	59,37	60,69	61,92	63,08
64	Газовый фактор, м³/т	74,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	93,52	93,71	93,89	94,06	94,23	94,40	94,56	94,71	94,86	95,01	95,15	95,29	95,43	95,56	95,68	95,81	95,93	96,04	96,16	96,27	96,37
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,00	93,71	93,89	94,06	94,23	94,40	94,56	94,71	94,86	95,01	95,15	95,29	95,43	95,56	95,68	95,81	95,93	96,04	96,16	96,27	96,37

Таблица 8.10 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. I объект 6 участка. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,4	2,0	3,7	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	2,2	4,4	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6	4,4
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,8	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	2,8	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6	4,4
3	из новых скважин	0,4	1,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,4	2,0	3,7	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	2,2	4,4	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6	4,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	1,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	переводом с других объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	2,6	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,9	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164,3	164,3	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	164,3	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,9	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
15	в том числе: эксплуатационные скважины	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,9	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	1040,3	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,9	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,8	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	2,8	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,9	3,5	4,7	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	3,1	6,2	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,8	2,9	4,0	3,4	3,0	2,5	2,2	1,9	1,6	1,4	2,8	5,8	5,7	5,5	5,3	5,2	5,1	4,9	4,6	4,4
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-0,1	-0,6	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,4	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,2
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-13,9	-16,3	-14,8	-13,9	-13,9	-13,9	-13,9	-13,9	-13,9	-13,9	-9,7	-6,4	-3,3	-3,1	-2,8	-2,6	-2,4	-3,5	-5,5	-4,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,4	1,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,0	2,0	0,0
27	в том числе: под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,0	3,0	3,0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,0	3,0	3,0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1,0	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	7,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	5,0	3,0	3,0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	переводом под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	51,6	49,4	48,3	48,5	48,0	46,9	45,6	44,2	42,7	41,2	42,3	47,2	49,3	48,5	47,7	46,9	46,3	45,7	47,2	57,4	74,2
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	0,0	56,1	48,7	48,5	48,0	46,9	45,6	44,2	42,7	41,2	39,7	43,4	49,3	48,5	47,7	46,9	46,3	45,7	47,2	57,4	74,2

Продолжение таблицы 8.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	51,6	44,7	46,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	95,0	95,1	95,4	95,9	96,5	96,9	97,2	97,6	97,8	98,1	97,6	96,5	96,1	96,1	96,2	96,2	96,3	96,3	96,1	95,2	93,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	96,0	95,6	95,9	96,5	96,9	97,2	97,6	97,8	98,1	98,3	97,2	96,1	96,1	96,2	96,2	96,3	96,3	96,1	95,2	93,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	95,0	94,2	94,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,4	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,4	2,2	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8	1,0	1,7	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	2,8	4,5
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	2,2	2,1	2,0	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7	1,2	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	2,8	4,5
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	209,9	195,3	192,1	189,1	186,4	184,1	168,4	127,9	98,5
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	8,5	41,5	81,1	98,3	97,2	95,1	92,4	89,5	86,4	83,4	92,7	126,7	148,6	145,9	143,5	141,3	139,4	137,6	125,9	95,3	73,2
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	19,5	65,8	98,3	97,2	95,1	92,4	89,5	86,4	83,4	80,4	102,1	148,6	145,9	143,5	141,3	139,4	137,6	125,9	95,3	73,2
52	из новых скважин	8,5	22,0	15,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,3	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	8,5	41,5	81,1	98,3	97,2	95,1	92,4	89,5	86,4	83,4	92,7	126,7	148,6	145,9	143,5	141,3	139,4	137,6	125,9	95,3	73,2
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	7873,3	7914,7	7995,8	8094,1	8191,3	8286,4	8378,9	8468,3	8554,8	8638,1	8730,8	8857,6	9006,1	9152,1	9295,6	9436,9	9576,3	9713,9	9839,7	9935,0	10008,2
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	429,4	431,5	435,2	439,2	442,6	445,6	448,1	450,3	452,2	453,8	456,0	460,5	466,3	472,0	477,5	482,8	488,0	493,0	497,9	502,5	506,9
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	67,1	67,4	68,0	68,6	69,2	69,6	70,0	70,4	70,7	70,9	71,3	72,0	72,9	73,7	74,6	75,4	76,2	77,0	77,8	78,5	79,2
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,3	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,2	1,0	1,8	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	1,0	0,9	1,2	2,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2
60	Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,0	135,5	133,2	131,1	129,3	127,7	116,8	88,7	68,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,0	204,4	337,6	468,7	598,0	725,7	842,5	931,2	999,5
62	Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	2,4	3,9	5,3	6,7	8,0	9,2	10,1	10,7
64	Газовый фактор, м³/т	51,6	44,7	46,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	95,0	95,1	95,4	95,9	96,5	96,9	97,2	97,6	97,8	98,1	97,6	96,5	96,1	96,1	96,2	96,2	96,3	96,3	96,1	95,2	93,9
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,0	96,0	95,6	95,9	96,5	96,9	97,2	97,6	97,8	98,1	98,3	97,2	96,1	96,1	96,2	96,2	96,3	96,3	96,1	95,2	93,9

Таблица 8.11 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ. По месторождению. 2 вариант

№№ п/п	Показатели	Годы																				
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	7,5	6,8	6,5	8,0	9,7	11,1	11,9	13,7	17,2	20,9	24,6	28,3	32,1	35,9	38,7	40,7	41,4	40,5	39,7	38,9	38,1
2	в том числе: из переходящих скважин	7,5	6,8	6,1	6,7	8,4	9,8	11,0	11,3	14,8	18,5	22,1	25,9	29,6	33,4	37,1	39,1	41,4	40,5	39,7	38,9	38,1
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,3	1,3	1,3	1,3	0,8	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	7,5	6,8	6,5	8,0	9,7	11,1	11,9	13,7	17,2	20,9	24,6	28,3	32,1	35,9	38,7	40,7	41,4	40,5	39,7	38,9	38,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0,0	0,0	1,0	3,0	3,0	3,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	из разведочного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	из консервации	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из прочих категорий	0,0	0,0	1,0	3,0	3,0	3,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	переводом с других объектов	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	4,9	4,9	4,9	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0,0	0,0	134,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	189,9	192,3	194,6	196,7	200,5	202,9	205,3	207,3	209,1	209,1	209,1	209,1	209,1	209,1
15	в том числе: эксплуатационные скважины	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	187,8	189,9	192,3	194,6	196,7	200,5	202,9	205,3	207,3	209,1	209,1	209,1	209,1	209,1	209,1
16	вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	346,8	1040,3	1040,3	1040,3	693,5	1040,3	1040,3	1040,3	1040,3	1040,3	1040,3	1040,3	693,5	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,9	2,7	2,7	2,7	1,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	3,4	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	7,7	7,5	6,8	6,1	6,7	8,4	9,8	11,0	11,3	14,8	18,5	22,1	25,9	29,6	33,4	37,1	39,1	41,4	40,5	39,7	38,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,7	7,5	6,8	7,0	9,4	11,1	12,5	12,8	16,4	19,9	23,6	27,3	31,0	34,8	38,6	40,5	42,5	41,4	40,5	39,7	38,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	7,5	6,8	6,1	6,7	8,4	9,8	11,0	11,3	14,8	18,5	22,1	25,9	29,6	33,4	37,1	39,1	41,4	40,5	39,7	38,9	38,1
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,2	-0,7	-0,7	-0,4	-1,0	-1,2	-1,5	-1,5	-1,6	-1,4	-1,5	-1,4	-1,4	-1,3	-1,5	-1,4	-1,2	-0,9	-0,8	-0,8	-0,8
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-2,1	-9,6	-9,6	-5,0	-10,5	-11,3	-12,1	-12,0	-9,9	-7,2	-6,2	-5,1	-4,4	-3,8	-3,8	-3,5	-2,8	-2,1	-2,0	-1,9	-2,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,3	1,2	1,2	1,2	0,8	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	3,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,0
27	в том числе: под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	18,0	18,0	19,0	22,0	25,0	28,0	30,0	33,0	36,0	39,0	42,0	45,0	48,0	51,0	49,0	48,0	48,0	48,0	48,0	47,0	44,0
29	в том числе нагнетательных в отработке	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	18,0	18,0	19,0	22,0	25,0	28,0	30,0	33,0	36,0	39,0	42,0	45,0	48,0	51,0	49,0	48,0	48,0	48,0	48,0	47,0	44,0
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	18,0	18,0	19,0	22,0	25,0	28,0	30,0	33,0	36,0	39,0	42,0	45,0	48,0	51,0	49,0	48,0	48,0	48,0	48,0	47,0	44,0
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	3,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	переводом под закачку	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	из прочих категорий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0	2,0	3,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	11,0	11,0	11,0	11,0	13,0	15,0	17,0	20,0	22,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	11,0	11,0	11,0	11,0	13,0	15,0	17,0	20,0	22,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	40,2	43,7	44,7	47,7	48,2	48,2	47,7	49,1	51,7	53,2	53,9	54,4	54,9	55,3	56,9	59,9	61,0	60,5	60,0	59,6	59,9
42	Средний дебит переходящих скв. по жидкости, т/сут	40,2	43,7	44,8	47,7	48,2	48,4	47,7	47,1	50,1	52,3	53,1	53,7	54,2	54,7	56,6	59,6	61,0	60,5	60,0	59,6	59,9

Продолжение таблицы 8.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	40,8	48,0	48,0	44,7	46,6	89,9	89,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	97,0	97,5	97,7	97,6	97,5	97,5	97,5	97,4	97,2	96,9	96,7	96,5	96,3	96,1	95,9	95,8	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	97,0	97,5	97,8	97,9	97,7	97,6	97,6	97,7	97,4	97,1	96,9	96,6	96,4	96,2	96,0	95,9	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	93,7	94,6	94,6	94,2	94,5	94,5	94,5	93,4	93,4	93,5	93,4	93,4	93,5	93,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,3	1,5	1,7	1,8	1,9	2,1	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	69,2	75,1	76,9	82,7	83,1	82,8	82,0	85,1	97,8	110,8	112,4	107,8	103,7	103,8	105,6	104,3	106,9	109,5	108,7	107,9	106,2
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	250,6	272,5	285,1	336,8	389,9	438,9	474,3	529,3	608,8	678,9	740,6	801,7	862,6	923,6	956,1	972,3	981,0	973,0	965,3	958,2	943,8
51	в том числе: из переходящих скважин	250,6	272,5	279,7	313,2	366,2	416,9	459,0	485,0	564,5	642,0	703,7	764,8	825,7	886,7	931,5	947,7	981,0	973,0	965,3	958,2	943,8
52	из новых скважин	0,0	0,0	5,5	23,7	23,7	22,0	15,3	44,3	44,3	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	24,6	24,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	250,6	272,5	285,1	336,8	389,9	438,9	474,3	529,3	608,8	678,9	740,6	801,7	862,6	923,6	956,1	972,3	981,0	973,0	965,3	958,2	943,8
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	93018,0	93290,5	93575,6	93912,5	94302,4	94741,2	95215,6	95744,9	96353,7	97032,6	97773,2	98574,9	99437,5	100361,0	101317,1	102289,4	103270,5	104243,5	105208,8	106167,0	107110,8
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4684,5	4691,3	4697,8	4705,8	4715,4	4726,5	4738,4	4752,1	4769,3	4790,1	4814,7	4843,0	4875,1	4911,0	4949,7	4990,4	5031,8	5072,3	5112,0	5150,9	5189,0
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
57	Отбор от извлекаемых запасов, %	74,3	74,4	74,5	74,6	74,8	75,0	75,1	75,4	75,6	76,0	76,4	76,8	77,3	77,9	78,5	79,1	79,8	80,4	81,1	81,7	82,3
58	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
59	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,5	2,8	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3
60	Закачка воды, тыс.м³	216,0	234,3	239,8	258,2	259,4	258,4	255,9	293,5	373,1	422,5	428,9	446,8	501,7	574,0	674,8	757,8	850,3	911,7	904,4	897,6	884,2
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	947,4	1181,7	1421,5	1679,7	1939,2	2197,6	2453,5	2747,0	3120,1	3542,6	3971,4	4418,2	4919,9	5493,9	6168,7	6926,5	7776,8	8688,5	9592,9	10490,5	11374,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	92,4	92,2	90,3	82,3	71,4	63,2	57,9	59,5	65,7	66,7	62,0	59,6	62,2	66,4	75,4	83,2	92,6	100,1	100,1	100,1	100,1
63	с начала разработки, %	1,1	1,3	1,6	1,9	2,2	2,5	2,7	3,1	3,5	3,9	4,3	4,8	5,3	5,8	6,5	7,2	8,0	8,9	9,7	10,5	11,3
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	40,8	48,0	48,0	44,7	46,6	89,9	89,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	97,0	97,5	97,7	97,6	97,5	97,5	97,5	97,4	97,2	96,9	96,7	96,5	96,3	96,1	95,9	95,8	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	97,0	97,5	97,8	97,9	97,7	97,6	97,6	97,7	97,4	97,1	96,9	96,6	96,4	96,2	96,0	95,9	95,8	95,8	95,9	95,9	96,0

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В соответствии с действующими правилами разработки месторождений контроль за разработкой должен осуществляться в следующих целях:

- а) оценки эффективности принятой системы разработки в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию;
- б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и выработки рекомендаций для его дальнейшего совершенствования.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Каратон предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Виды исследований для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Каратон определены на основании с требованиями нормативных актов и согласно методическим рекомендациям по составлению базовых проектных документов, анализов разработки и других материалов по приказу Министерство Энергетики РК №329 24 августа 2018г.

Рекомендуется проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований. Систематические исследования рекомендуется проводить в действующих добывающих и нагнетательных скважинах с установленной периодичностью. Разовые исследования намечаются в скважинах, введенных из бездействия и в скважинах, где предусмотрены ГТМ, для оценки эффекта от ГТМ.

Комплекс рекомендуемых исследований по контролю за разработкой приведен в таблице 9.1

Промысловые исследования

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически. Определение дебитов нефти и воды должно проводиться по всем эксплуатируемым скважинам.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем

осваиваемым скважинам после ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции.

Замеры обводненности вне зависимости от содержания доли воды в продукции скважин должны проводиться ежемесячно.

Определение пластового давления

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после проведения ремонтных работ и систематически в действующих скважинах не реже одного раза в квартал. Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны определяться с помощью глубинных манометров. При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня.

Определение пластовой температуры

Температуру в призабойной зоне добывающих, нагнетательных и контрольных скважин необходимо определить при проведении гидродинамических исследований скважин и замеров пластовых и забойных давлений.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Под промыслово-геофизическими методами исследований, в том числе исследований по контролю за разработкой месторождения, подразумеваются все виды геофизических исследований скважин в пределах эксплуатационных объектов. Они включают исследования в бурящихся и действующих скважинах.

Исследования в действующих добывающих скважинах

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе

эксплуатации месторождения являются:

- Определение текущего насыщения пластов;
- Определения профиля притока и характера поступающего флюида;
- Контроль за энергетическим состоянием объектов разработки;
- Контроль охвата выработкой продуктивного разреза;
- Изучение профилей притока пластового флюида;
- Выделение мест и профиля поглощения нагнетаемого агента;
- Определение текущего положения ВНК;
- Контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

В соответствии с «Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» промыслово-геофизические исследования относятся к разовым исследованиям и должны выполняться в каждой вновь пробуренной скважине при достижении стабильных показателей добычи, а также до и после какого-либо технологического или технического мероприятия. Также по скважинам переходящего фонда по мере необходимости.

Исследования в нагнетательных скважинах

Комплекс ГИС в нагнетательных скважинах позволит определить интервалы и профиль поглощения закачиваемого агента. Первые исследования в нагнетательных скважинах проводится после достижения стабильных объемов закачки, последующие при неконтролируемой приемистости скважины.

Контроль технического состояния эксплуатационной колонны и цементного камня в затрубном пространстве

Для проведения большинства ГТМ в действующих скважинах возникает необходимость по определению технического состояния, герметичности эксплуатационной колонны и качества цементационного раствора в затрубном пространстве.

Водонагнетательные скважины следует исследовать не менее 1 раза в год для предотвращения заколонных перетоков и нарушения в колонне, вследствие высокого давления нагнетания.

Контроль за текущим положением ВНК

Контроль перемещения ВНК проводят сравнения текущего положения контактов с существовавшим в момент начала разработки. Положения ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов

контролируем с помощью стационарными и импульсными нейтронными методами.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

Исследование скважин методом восстановления давления

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым скважинам после их ввода в эксплуатацию и в последующем – по мере необходимости. Кривые восстановления давления должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются кривые восстановления уровня (КВУ) с помощью эхометрирования или геофизических методов.

Исследование методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам после их ввода в эксплуатацию на объект и в последующем – по мере необходимости.

Физико-химические исследования свойств нефти

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти

Пластовые пробы нефти должны быть отобраны глубинными пробоотборниками в непосредственной близости от зоны притока 1 раз в год по опорным скважинам с полным охватом разрабатываемого объекта. Выбор опорных скважин для отбора глубинных проб осуществляется геологической службой недропользователя и согласовывается с предприятием, выполняющим авторский надзор за разработкой.

Исследования глубинных проб нефти выполняются в соответствии с требованиями ОСТа 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти» [21]. Принятые в Технологической схеме параметры пластовой нефти сопоставляются с новыми данными и при необходимости корректируются.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки нефтяного месторождения при происходящих во время эксплуатации изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам с повышенной обводненностью скважинам не реже одного раза в квартал.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся ежедневно для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для системы ППД. Требования к качеству закачиваемой воды должны соответствовать требованиям, предъявляемым к водоносным поглощающим горизонтам и соответствовать требованиям по охране окружающей среды.

Таблица 9.1 - План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

Цель исследования	Виды мероприятий по контролю	Количество исследований	Периодичность
Контроль производительности скважин	Определение дебита нефти и воды	По всему фонду	1 раз в 15 дней
Контроль производительности скважин	Замер приемистости нагнетательных скважин	По всему фонду	ежемесячно
Контроль за техническим состоянием колонны	АКЦ, ГИС-контроль	По всему фонду	При вводе скважины из бурения и при КРС
Контроль за состоянием добываемой продукции	Определение обводненности	По всему фонду	ежемесячно
Гидродинамические исследования	Исследование методом установившихся отборов (МУО)	По всему фонду	По всем новым скважинам, после их ввода в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости
	Исследование методом восстановления давления (КВД или КВУ)	По всему фонду	
Контроль за состоянием пластового давления и температуры	Замеры давлений и температур на середине интервалов перфорации	По всему фонду	1 раз в полугодие
Контроль за работой скважин и определение $R_{\text{заб.}}$	Определение забойного давления	По всему фонду	ежеквартально
Контроль за работой скважины	Исследования профиля притока (PLT)	По мере необходимости	По мере необходимости
Контроль за работой скважины	Исследования профиля поглощения	По мере необходимости	По мере необходимости
Физико-химические исследования	Отбор и исследование глубинных проб нефти	По всему фонду	По мере необходимости
	Отбор и исследование, поверхностных проб нефти	По всему фонду	По мере необходимости
	Отбор проб воды	По мере необходимости	По мере необходимости

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Каратон».

10.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Месторождение Каратон, входит в состав Жылыойского района, Атырауской области, Республики Казахстан. Районный центр, г. Кульсары, находится на расстоянии 70 км; Сообщение с ним возможно по железной дороге и по автомобильной дороге Актау-Атырау, соединяющих Кульсары и месторождение Тенгиз. Областной центр, г. Атырау, расположен на расстоянии 310 км. Для безаварийной разработки месторождения в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разработки и добыче полезных ископаемых» должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;

- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

10.1.1. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, в большей степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму работы.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Согласно «Методическим указаниям регулирования выбросов при НМУ», РД 52.04.52-85 мероприятия по сокращению выбросов в период НМУ разрабатываются для 2-х режимов работы. Однако разработка данных мероприятий проводится таким образом, чтобы их выполнение никак не повлияло на технологический процесс и не вызвало аварийных ситуаций.

Для первого режима работы разрабатываются мероприятия, обеспечивающие сокращение выбросов, а следовательно, и концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на 5-20%. Мероприятия данного режима носят в основном организационно-технический характер и не приводят к снижению производительности.

План мероприятий для первого режима:

- размещение источников выбросов на территории промышленной площадки с учетом направления ветра, характерного для данного района;
- прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы

- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.
- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 20%) в период НМУ.

Мероприятия для первого режима разрабатываются при предупреждении о повышении уровня приземных концентраций в 1,5 раза. Их эффективность принимается равной 15 – 20%.

Для второго режима работы разработанные мероприятия обеспечивают снижение выбросов загрязняющих веществ на 50%.

План мероприятий для второго режима:

- переход на сокращенный режим работы (снижение производительности на 40- 50%) в период НМУ;
- максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом;
- запрет на проведение продувок технологического оборудования;
- запрет на проведение продувок на период проведения ППР;

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

10.2. Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, пром.площадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников АО «Эмбаунайгаз» не имеет. Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода. Для производственной и хозяйственно-бытовой деятельности предприятия используется питьевая и техническая вода. Поверхностного и подземного водозабора нет. Водопотребление и утилизация сточных вод. осуществляется на основании договора со специализированной организацией.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;
- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например изопласт);
- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Производственный мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Исходя из требований нормативных документов мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения включает:

- операционный мониторинг – наблюдения за объемами забираемой и используемой предприятием свежей воды и их соответствия установленным лимитам;
- мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами и качеством сбрасываемых сточных вод и их соответствием установленным лимитам;
- мониторинг воздействия – наблюдения за качеством поверхностных и подземных вод при сбросе сточных вод.

Для питьевых нужд, работающих людей на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды.

Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора и т.д. Вода для технических нужд будет доставляться автоцистернами с ближайшего источника, для хранения воды предусмотрен емкость объемом по 40 м³.

Производственные сточные воды. Накопленные сточные воды отводятся в специальные металлические емкости объемом 50 м³, и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера. Дренажные воды от оборудования, протечки и ливневый сток с промплощадок собираются в дренажные емкости, которые по мере необходимости опорожняются и содержимое вывозится для утилизации.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противofильтрационных экранов и завес;
- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде проводить по всему фонду нагнетательных скважин;

- необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов, мехпримесей и других примесей в закачиваемой воде, согласно Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр РК 2015 г., (п.244);
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

10.3. Мероприятия по охране растительного и животного мира

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- **упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;**
- **строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно- растительного покрова при эксплуатационном и ремонтом режиме работ;**
- **выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировке химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;**
- **переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора (после фильтрации) в строительные материалы и дорожные покрытия;**

- **в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;**
- **проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.**

Воздействие разработки месторождения Каратон на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- **ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;**
- **ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;**
- **своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;**
- **разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;**
- **создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;**
- **запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;**
- **соблюдение норм шумового воздействия;**
- **создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;**
- **изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;**
- **принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;**
- **проведение мониторинга животного мира.**
- **принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.**

10.4. Мероприятия по охране почвенного покрова

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными фракциями: суглинок легкий, песок разнозернистый, глина пылеватая и песчанистая.

Основные мероприятия по охране почвы:

- **герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспортировки нефти;**
- **автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;**
- **максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения их излива на рельеф;**
- **организация движения транспорта только по автодорогам;**
- **прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;**
- **проведение качественной технической рекультивации земель.**
- **не допущение разливов ГСМ;**
- **сокращение объемов земляных работ по срезке и выравниванию рельефа;**
- **соблюдение техники пожарной безопасности;**
- **осуществление мониторинговых наблюдений за состоянием почвенного покрова.**

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами, в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан, необходимо запланировать следующие мероприятия:

- **инвентаризация, сбор промышленных отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;**
- **повторное использование отходов в определенных проектом случаях;**
- **контроль выполнения запланированных мероприятий.**

В соответствии с ст. 217 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Природопользователи при проведении операций по недропользованию,

геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

10.5. Мероприятия по охране недр

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.6. Радиационная безопасность

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по эксплуатации месторождения предусматривается проводить в строгом соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

- **Проведение замеров радиационного фона на территории скважин;**
- **Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.**

- **Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).**

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керны горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 и др.

В связи с возможностью загрязнения радионуклидами земной поверхности на территории месторождения рекомендуется дальнейшее изучение радиоэкологической ситуации, включающее в себя:

- **измерения уровней гамма-излучения в местах наиболее вероятного их повышения;**
- **определение радионуклидного состава и измерение удельной активности проб нефти, пластовой воды и грунта;**

- **определение содержания радона-222 и его дочерних продуктов распада в воздухе производственных помещений, связанных с ремонтом и хранением использовавшегося на нефтепромыслах оборудования;**
- **определение радиоактивного загрязнения пластовой воды и грунтовых вод по суммарной объемной (удельной) активности радионуклидов по альфа- и бета-излучению.**

Данный комплекс мер позволит установить наличие ореолов распространения радионуклидов на поверхности и в приповерхностных горизонтах грунта и определить их уровни радиоактивности.

Обобщение и анализ результатов работ по радиационной обстановке на нефтепромыслах позволил выявить ряд закономерностей, что основными причинами радиоактивного загрязнения, связанного с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти или пластовой воды являются:

- сбросы углеводородосодержащих пластовых вод на поля испарения,
- скопление ржавчины, солей, отработанные накопители фильтров,
- металлоотходы,
- действующее оборудование.

Основная масса радиоактивного площадного загрязнения связана:

- с наличием пластовых вод в отходах бурения;
- с поступлением пластовых вод на поверхность почвы.

Основной вид воздействия этого загрязнения на население – через ветровой перенос пыли, поверхностный и подземный сток воды, выпас домашних животных на загрязненной территории и нахождение там человека.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения: МЭД (по гамма-излучателям); Удельная альфа-активность; Удельная бета-активность; Эффективная удельная активность; Исследование флоры участков техногенного воздействия.

10.7. Ликвидация аварийных ситуаций

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относится к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;

- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных объектов на рассматриваемом месторождении являются:

- **нарушение технологических процессов;**
- **технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;**
- **нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;**
- **отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;**
- **несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,**
- **переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;**
- **аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).**

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при эксплуатации промышленных объектов месторождения Каратон:

- **Разработать специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;**

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии должны быть предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечить ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивать вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;
- Проводить строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводить контроль технического состояния оборудования;
- Своевременно и качественно проводить техническое обслуживание и ремонт;
- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) прекращать слив и налив ГСМ;
- Предусмотреть обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принимать эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Проводить использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Предусмотреть контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- Проводить планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Использовать системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- Предусмотреть систему автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- **Предусмотреть регулярную откачку и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;**
- **Регулировать движение автотранспорта на месторождении типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;**
- **Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;**
- **Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;**
- **Рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.**

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ по эксплуатации месторождений.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

Меры реагирования на разливы нефти включают:

- **отбор проб и их анализ с целью определения характера, источника и распространения нефтяного разлива и/или загрязнений в прибрежной зоне;**
- **контроль и ликвидацию источника аварийного разлива нефти;**
- **контроль за распространением нефтяных разливов;**
- **предупреждение или локализацию нефтяного разлива путем использования физических или механических средств (собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;**

- **ликвидацию нефтяного разлива с помощью средств, предназначенных для проведения данных мероприятий;**
- **по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.**

При осуществлении мер реагирования и очистки на разливы нефти обеспечивается достижение наиболее эффективных результатов с точки зрения охраны окружающей среды.

Вывод. Деятельность АО «Эмбамунайгаз» в области охраны окружающей среды осуществляется в соответствии с Экологическим Кодексом РК и общепринятыми международными принципами обеспечения стабильного экономического развития без ущерба для окружающей среды

- **выполнение природоохранных мероприятий;**
- **внедрение энергосберегающих технологий;**
- **забота о людях, которые имеют право на здоровую окружающую природную среду.**

Основные задачи производственного экологического контроля определены обязательным перечнем параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критериев определения его периодичности, продолжительность и частоты измерений, используемых инструментальных или расчетных методов.

Согласно ст.129 Экологического кодекса РК «экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) на основе расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов».

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Каратон АО «Эмбамунайгаз» были использованы данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха за 4 квартал 2021 года, проведенных специалистами ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ», привлеченными на договорной основе.

В 4 квартале 2021 года на месторождении Каратон, производственный экологический мониторинг выполнялся в соответствии с программой производственного экологического контроля, утвержденной руководством компании.

На месторождении Каратон проводились наблюдения на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ). Отбор проводился по 6 точкам. Всего было отобрано 6 проб атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 4 квартал 2021г.

Отбор проб атмосферного воздуха осуществлялся на следующие ингредиенты: азота оксид, азота диоксид, сероводород, серы диоксид, пыль, оксид углерода, углеводороды.

Операционный мониторинг. Проведение операционного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами по охране окружающей среды месторождения на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль за их сбором, хранением, утилизацией, вывозом и размещением.

На месторождении действует аналогичная система, включающая контроль:

периодический контроль состояния мест временного хранения отходов;

контроль за образованием, накоплением и удалением производственных и твердых бытовых отходов;

контроль выполнения проектных решений по процедурам образования, утилизации, хранения и размещения отходов производства и потребления.

контроль за объемом образования отходов;

контроль за транспортировкой отходов на месторождении;

контроль за временным хранением и отправкой на спец предприятия отдельных видов отходов.

Вывод: на территории ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Каратон разрабатывается с 1949г, но несмотря на это, до сих пор остались неизученными запасы нефти по категории С₂.

В 2015-2016гг на блоке Каратон проведены сейсморазведочные работы МОГТ ЗД выполненной ТОО НПФ «ДАНК». Обработка и интерпретация выполнены в ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») на региональном вычислительном центре в г. Алматы.

Целевым назначением исследований являлось уточнение геологического строения территории исследования.

В 2017г пробурена новая оценочная скважина №600 на III участке, с забоем 2170м, по данным ГИС был выделен нефтенасыщенный пласт 1,0м, залегающий ниже продуктивного горизонта апт-неокома в интервале 854,5-855,5м. 08.02-20.02.18г был испытан интервал 854-857 где в результате испытания была получена нефть с газом. Всего за время испытания извлечено: 25 м³ жидкости, из них 14 м³ нефти с газом, 11 м³ закаченная техническая вода плотностью 1,04 г/см³.

В 2018г пробурена новая разведочная скважина №601 на V участке, с забоем 2009м, при глубинах 800-2009м был произведены геофизические работы, отобраны керны в интервалах: 707-713,06м, 713,06-722,06м, 1233-1242м, 1765-1774м, 1820-1829м, 1829-1838м.

По скважинам № 600 и № 601 в 2018-2019 г.г. был отобран керн, общая проходка составила 138,54 м. (вынос 89,9%). Проанализировано 133 образцов (пористость, проницаемость), в том числе по меловым отложениям – 29 обр., по юрским – 83 обр, по пермотриасовым – 21 обр. Кроме того проведены специальные исследования на керне: удельная электрическая характеристика пород – 77 обр., относительная фазовая проницаемость – 25 обр., определение коэффициента вытеснения – 25 обр., смачиваемость – 20 обр. По вышеупомянутым исследованиям будут уточнены нижние пределы проницаемости и пористости, также коэффициенты цементации и насыщения, собственно, для данного месторождения.

Исследована одна проба пластовой нефти и одна поверхностной нефти из скв. № 1 (инт.923-929 м), относящаяся к I участку.

Дополнительно отобраны 13 проб пластовой воды из 3-х скважин (№№ 1, 600, 601).

В дальнейшем рекомендуется:

- Поскольку имеются проблемы с достижением проектного КИНа, рекомендуется составить Пересчет извлекаемых запасов с целью определения экономически рентабельного КИН.
- В целом изученность флюидальной системы месторождения удовлетворительна. В дальнейшем если не представляется возможности отобрать глубинные пробы, то следует отобрать рекомбинированные.
- В дальнейшем следует предусмотреть отбор и исследование поверхностных проб из скважин №№228, 282, 433, 434 для прослеживания изменения свойств флюида в поверхностных условиях. Предусмотреть полный комплекс исследований дегазированной нефти, согласно мероприятиям по контролю за процессом разработки.
- Произвести испытания в пределах 5 участка, где прослеживаются палеогеновые и маастрихтские горизонты с перспективными запасами, которые были обнаружены по данным геолого-геофизического материала. Опробование этих двух горизонтов не производилось.

12. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий деятельности работ АО «Эмбаунайгаз», связанных с добычей углеводородного сырья на месторождении Каратон, производится в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК и сопровождается значительными материальными и финансовыми затратами, что обуславливает создание специального ликвидационного фонда.

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются статьями Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан.

Финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

Расчет затрат на ликвидацию месторождения включает:

- затраты на ликвидацию скважин;
- затраты на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- затраты на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла и затраты по рекультивации земли.

12.1. Объемы и этапы ликвидационных работ

Объекты недропользования ликвидируются в соответствии с проектом ликвидации, составленным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области технического проектирования и охраны окружающей среды, на основании Правил ликвидации и консервации объектов недропользования, утверждаемых Правительством Республики Казахстан.

Ликвидация скважин должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требованиями действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться Индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

После установки ликвидационного моста и испытания на прочность и герметичность производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости, буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода. Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Устье скважины оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе (технической колонне).

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устье скважины углубляется не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне) и табличкой с указанием номера скважины, месторождения, Недропользователя и даты ликвидации.

Заглушка покрывается материалом, предотвращающим коррозию, а устье скважины засыпается землей.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины, производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

Перед началом работ по ликвидации эксплуатационных скважин различного назначения скважинное оборудование извлекается, и ствол скважины очищается до искусственного забоя.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной, в интервалы перфорации обсадной колонны устанавливаются цементные мосты по всей их длине и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации, а также интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, мест стыковок, при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. В башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше и на 20 метров ниже башмака колонны. Рекомендуется устанавливать цементный мост от подошвы продуктивного горизонта до устья скважины.

Высота каждого цементного моста должна быть равна толщине пласта плюс 20 м, над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м.

Погрузочно-разгрузочные работы и перемещение тяжестей с применением грузоподъемных кранов должны осуществляться в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденными приказом Министра по инвестициям РК от 30.12.2014г №359.

Канаты, применяемые для обвязки грузов и изготовленные стропы должны соответствовать государственным стандартам. Полученные от завода-изготовителя стальные канаты снабжаются сертификатами с технической характеристикой изделия.

Погрузочно-разгрузочные работы следует выполнять, как правило, механизированным способом при помощи кранов, погрузчиков и средств малой механизации. Механизированный способ погрузочно-разгрузочных работ является обязательным для грузов весом более 50 кг, а также при подъеме грузов на высоту более 3 м.

При погрузочно-разгрузочных работах, перевозке грузов, грунтов и т.д. крановщики, водители должны производить операции только по сигналу стропальщика (грузчика).

Перед демонтажом оборудования все трубы, все задвижки и само оборудование освобождаются от остатков продукта, механических примесей и дегазируются. После этого оборудование проверяется на наличие радиационного загрязнения.

Следующим этапом ликвидации является отключение всех потребителей электроэнергии от трансформаторной подстанции, отсоединение кабелей контроля и управления технологическим процессом. Кабели, уложенные в подземном варианте, откапываются и демонтируются. Далее выполняется демонтаж лестниц и переходных площадок для обслуживания резервуаров, насосов и другого оборудования. На всех

демонтированных площадках и лестницах газорезкой срезаются перила и поручни, площадки разрезаются на транспортабельные размеры, весь металлический лом погружается автокраном в грузовые автомобили и отвозится на специальные площадки.

Далее демонтируются трубопроводы, открепляются фланцы и запорная арматура, извлекаются трубы, смонтированные в подземном варианте – экскаватором, автокраном, газорезкой.

Открепляются от фундаментов резервуары, насосы, дренажные емкости, сепараторы и другое оборудование, закрепленное на фундаментах. Все оборудование грузится на транспорт, посредством автокрана для вывоза с территории месторождения на площадку для временного хранения или последующей утилизации оборудования.

Демонтируются столбы с извещателями, осветительные мачты, плиты железобетонные, снимается слой ПГС и грунта, перемешанного с битумом и вывозится с территории месторождения автосамосвалами. Подземные емкости откапываются с трех сторон экскаватором, погружаются в бортовой автомобиль автокраном (5 т), вывозятся на специальные площадки и разгружаются автокраном на базе. При демонтаже осветительной мачты, снимается с мачты (лежащей) верхняя площадка и ступеньки лестницы с ограждением. Столбы и металлолом вывозятся на полигон для утилизации.

Плиты фундаментов и сборные железобетонные конструкции погружаются автокраном на автотранспорт и вывозятся на специальные площадки.

По окончании всех ликвидационных работ на промысле, проводится рекультивация площади месторождения, с учетом местных почвенно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения, ландшафтно-геохимической характеристики нарушенных земель, конкретного участка, а также требований нормативно-технических документов.

Расчет затрат на ликвидацию скважин представлен в таблице 12.1.1

Таблица 12.1.1 – Расчет затрат на ликвидацию скважин

№	Статус скважин	Скважины по интервалам	Кол-во скважин	Нормы времени/ денег на ликвидацию скважин в часах по глубинам (утв. АО "Эмбаунайгаз") бриг.-час		
				на 1 скважину	Всего, час	Всего, тыс.тенге
1	Добывающие скважины (Добывающий фонд) ВСЕГО:		18		3359	
1.1	в том числе:	500-700м	4	167	668	
1.2		700 -1000м	13	190	2470	
1.3		1000-1500м	1	221	221	
2	Нагнетательные скважины (Фонд нагнетательных скважин) ВСЕГО:		9		1710	
2.1	в том числе:	700 - 1000м	9	190	1710	
3	Скважины подлежащие КРС (План КРС) ВСЕГО:		27		5254	
2.1	в том числе:	700 -1000м	23	190	4370	
2.2		1000-1500м	4	221	884	
3	Скважины планируемые бурить (План. Бурения) ВСЕГО:		25		4843	
3.1	в том числе:	700 -1000м	22	190	4180	
3.2		1000-1500м	3	221	663	
4	ИТОГО скважин по всем целям		79		15166	
	Ликвидация скважин с фактической глубиной в инт. 500м до 700м		4	4618,225		18472,901
	Ликвидация скважин с фактической /проектной глубиной в инт. 700м до 1000м		67	4980,429		333688,742
	Ликвидация скважин с фактической /проектной глубиной в инт. 1000м до 1500м		8	5472,264		43778,109
	Итого сумма ликвидаций по всем скважинам		79	5011,895		395939,752

12.2 Затраты на демонтаж наземного оборудования месторождения

Перечень наземных объектов, оборудования и материалов а так же стоимость демонтажных работ составлены в соответствии с локальной сметой, приведенной в приложении.

Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ объектов обустройства представлены в таблице 12.2.1

Таблица 12.2.1- Перечень и предполагаемая стоимость демонтажных работ объектов обустройства

№№ пп	Наименование	Един.изм.	Количество
1	РВС 400м3	шт	1
2	ВРП	шт	1
3	АГЗУ	шт	5
4	Емкость 18м3	шт	1
5	РГС 100м3	шт	1
6	РГС 50м3	шт	1
7	РГС 75м3	шт	3
8	РВС 417м3	шт	1
9	Провода ВЛ 0,38 кВ.	шт	123
10	Провода ВЛ 6-10 кВ	шт	30
11	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ	шт	153
12	Выкидные линии из ст.труб Ду114мм	км	2,648
13	Выкидные линии из ст.труб Ду73,89мм	км	1,634
14	Нагнетательные линии из ст.труб Ду89,114мм	км	5,1749
15	Нефтяной коллектор от ГЗУ-1, ГЗУ-2 до УСН Каратон уч№2 Ду114мм	км	12,285
16	Водяной коллектор от ВРП-1 до насосн. ППД уч№2 Ду114мм	км	0,35
17	Нефтяной коллектор от ГЗУ-1 до РВС-400 №1 уч№5 Ду147мм	км	0,2
18	Нефтяной коллектор от ГЗУ-2 до РВС-400 №1 уч№5 Ду114мм	км	0,25
19	Водяной коллектор от ВРП-1 до насосн. ППД уч№5 Ду114мм	км	0,315
20	Здание операторская	шт	2
21	Здание насосной сборного пункта	шт	1
22	Здание насосной для откачки нефти	шт	1
23	Ограды металлические из сетки	м	410
24	Покрытия и основания щебеночные	м3	3750
	Стоимость демонтажа согласно локальной смете	тенге	99566,83

12.3 Рекультивация земли

Согласно пп.3 п.2 ст.217 Экологического Кодекса Республики Казахстан: «Природопользователи при проведении операций по недропользованию, геологоразведочных, строительных и других работ обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Рекультивация земель - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Работы по *технической рекультивации* земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- перед проведением работ снять плодородный слой почвы 20 см);
- сбор снятого плодородного слоя почвы на специально отведенном участке;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Расчет объема рекультивируемых земель был рассчитан исходя из следующих факторов:

- территория, принятая на рекультивацию скважин, составляет 5м * 5 м;
- средневзвешенная глубина рекультивируемых земель-0,2м.;

Расчет затрат на рекультивацию земли представлен в таблице 12.3.1

Таблица 12.3.1 - Расчет затрат на рекультивацию земли

N п/п	Шифр и № позиции норматива	Наименование работ и затрат, единица измерения	Един. измер.	Коли- чество	Стоимость ед, тенге		Общая стоимость, тенге		Накладные расходы	Всего стоимость с НР и СП
					Всего	Экспл. машин	Всего	Экспл. машин		
					ЗП рабочих- строителей	в т.ч. ЗП машинистов	ЗП рабочих- строителей	в т.ч. ЗП машинистов	Сметная прибыль	
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10
		ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ								
1	1101-0102-0302 РСНБ РК 2015	Разработка грунта 2 группы с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшом вместимость 1 м3	м3	23384	58,2	55,4	1 361 280	1 295 420	407 566	1 910 353
		НР - 72%; СП - 8%			2,8	21,4	64 730	501 334	141 508	
2	4102-0103-1010 РСНБ РК 2015	Перевозка строительных грузов самосвалами вне карьеров. Грузоподъёмность 20т. Класс груза 1. Расстояние перевозки 10 км	т	37414	106,3	-	3 978 719	3 978 719	-	4 297 017
		СП - 8%			-	-	-	-	318 298	
3	1101-0102-0502 РСНБ РК К=20	Ремонт и содержание группы грунтовых землевозных дорог на каждые 0,5км длины	м3	23384	71,2	68,2	1 664 431	1 594 879	237 313	2 053 883
		НР-72 %; СП - 8%			-	14,1	-	329 601	152 139	
4	1101-0105-0502 РСНБ РК 2015	Устройстве насыпей бульдозерами с перемещение грунтов 2 группы до 20 м для уполаживания котлованов	м3	23384	21,4	21,4	501 183	501 183	158 588	712 553
		НР-72 %; СП - 8%			-	9,4	-	220 261	52 782	
5	1101-0203-0102 РСНБ РК 2016	Планировка площадей из грунтов 2 группы механизированным способом	м2	38973	2,1	2,1	82 890	82 890	18 266	109 248
		НР-72%; СП - 8%			-	0,7	-	25 369	8 092	
		ИТОГО ПО СМЕТЕ:		тенге			7 588 503	7 453 091	821 732	9 083 054
				тенге			64 730	1 076 565	672 819	
		Стоимость общестроительных работ		тенге				7 588 503		
		Нормативная трудоемкость		чел.-ч.						571
		Всего заработная плата		тенге					1 141 295	
		Накладные расходы		тенге					821 732	
		Сметная прибыль		тенге			64 730	1 834	672 819	
		ВСЕГО, стоимость общестроительных работ		тенге					9083054	
	СН РК8.02-02-2002 К-4,103	Итого по сметному расчёту в текущих ценах 2022г. (2917:775 =4,103)							37267770	

12.4 Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования

Для ликвидации последствий недропользования рассчитана сумма банковского вклада, являющаяся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи. Сумма банковского вклада составила 132740,97 тыс.тенге, на дату составления проекта на депозитный счет вклада перечислено 51182,9 тыс.тенге, оставшаяся сумма 81558,07 тыс. тенге распределена пропорционально планируемым объемам добычи нефти.

Общие затраты на ликвидацию последствий недропользования и расчет норматива отчислений приведены в таблице 12.4.1.

Расчет суммы отчислений на депозитный счет банковского вклада приведен в таблице 12.4.2

Таблица 12.4.1 --Расчет затрат на ликвидацию последствий недропользования (сумма банковского вклада)

№№	Наименование	Затраты тыс.тенге
1	Ликвидация скважин	395939,75
2	Демонтаж временных наземных и подземных сооружений	99566,83
3	Рекультивация земли	37267,77
4	Итого затрат	532774,35
5	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд на депозитном счете банка по состоянию на 01.01.2022г	35504,5
6	Оставшаяся сумма для перечисления	497269,85
7	Суммарная добыча нефти на период 2022-2043гг, тыс.т	549,5
8	Расчетный удельный норматив отчислений в ликвидационный фонд, тенге/тонна	904,950

Таблица 12.4.2 - Расчет отчислений на депозитный счет банковского вклада для ликвидации последствий недропользования

Год	Годовая добыча нефти, тыс. тн	Удельный норматив отчислений, тенге/тонна	Отчисления в ликвидационный фонд, тыс.тенге	Отчисления в ликвидационный фонд с учетом инфляции, тыс.тенге
1	2	3	4	5
2022	7,5	904,950	6787,1	7262,2
2023	6,8	904,950	6153,7	6584,4
2024	6,5	904,950	5882,2	6293,9
2025	8	904,950	7239,6	7746,4
2026	9,7	904,950	8778,0	9392,5
2027	11,1	904,950	10044,9	10748,1
2028	11,9	904,950	10768,9	11522,7
2029	13,7	904,950	12397,8	13265,7
2030	17,2	904,950	15565,1	16654,7
2031	20,9	904,950	18913,4	20237,4
2032	24,6	904,950	22261,8	23820,1
2033	28,3	904,950	25610,1	27402,8
2034	32,1	904,950	29048,9	31082,3
2035	35,9	904,950	32487,7	34761,8
2036	38,7	904,950	35021,6	37473,1
2037	40,7	904,950	36831,5	39409,7
2038	41,4	904,950	37464,9	40087,5
2039	40,5	904,950	36650,5	39216,0
2040	39,7	904,950	35926,5	38441,4
2041	38,9	904,950	35202,5	37666,7
2042	38,1	904,950	34478,6	36892,1
2043	37,3	904,950	33754,6	36117,4
Контракты период 2022-2043	549,500		497269,846	532078,736

Вышеуказанные расчеты подлежат пересчету не реже одного раза в три года в рамках отчета по Анализу разработки месторождения. Кроме того, в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно изменению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов, либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература:

1. Правительство РК Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г;
2. Правительство РК Кодекс РК «о недрах и недропользовании» от 27.12.2017г №12-VI ЗРК.
3. Правительство РК Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239);
4. Правительство РК Методические рекомендации по составлению анализов разработки нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей) (утверждены приказом И.о. Министра энергетики РК от 24.08.2018г №329;
5. Правительство РК Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» от 29.09.2014 с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2015г;
6. Правительство РК Закон РК «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998г №219-1 с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016г;
7. Правительство РК Приказ и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 27.10.2005г № 283 «Об утверждении инструкции по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» (с изменениями и дополнениями от 30.10.2009 г);
8. Правительство РК Приказ и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г № 261 «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности»;
9. Правительство РК Приказ Министра МИР РК от 30.12.2014г №355 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
10. Правительство РК Приказ Министра МИР РК от 16.06.2015г о стандартах государственной услуги «Согласование проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, модернизацию, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов»;
11. Правительства РК Приказ МЧС РК от 29.10.2008г № 189) о «Требованиями устройства и безопасной эксплуатацией сосудов работающих под давлением»;

12. Правительства РК Приказ МЧС РК от 21.10.2009г №245 «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов» (с изменениями и дополнениями от 22.09.2010г);
13. Правительства РК Приказ Министра национальной экономики РК от 27.11.2015г №155 об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
14. Правительство РК Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г об «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации»;
15. Правительство РК Приказ МНЭ РК от 20.03.2015г №237 «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»;
16. Министерство нефтяной промышленности СССР РД 39-0147035-205-86 «Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1985г;
17. Министерство нефтяной промышленности СССР РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1982г;
18. Министерство природных ресурсов России РД 153-39. 0-072-01 «Технологическая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», ВНИИГеосистем, г. Москва, 2000г;
19. Правительство РК Постановление №1335 от 31.12.2008г о техническом регламенте «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»;
20. Правительство РК Постановление от 16.01.2009г «Общие требования к пожарной безопасности»;
21. Правительства РК Постановление №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»;

- | | | |
|-----|---|---|
| 22. | Правительство РК | СНиП РК 2.02-15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» с изменениями по состоянию на 07.06.2013г; |
| 23. | Правительство РК | СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение»; |
| 24. | Правительство РК | «Инструкции по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», ИИНГ, г. Астана, 2005г; |
| 25. | Правительство РК | «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды», г.Астана, 2007г; |
| 26. | Министерство нефтяной промышленности СССР | ОСТ-39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», г.Москва, ВНИИ, 1980г; |
| 27. | В.Д. Лысенко | «Проектирование разработки нефтяных месторождений», г. Москва, Недра, 1987г; |
| 28. | Лысенко В.Д. | «Разработка нефтяных месторождений (проектирование и анализ)», г. Москва, «Недра», 2003г; |
| 29. | Лысенко В.Д. | «Инновационная разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2000г; |

б) Фондовая литература

- | | | |
|----|--|--|
| 1. | Аширов К.Б.
Губанов А.И. | «Подсчет запасов нефти месторождения Каратон» Треста «Косчагылнефть» Объединения «Казахстаннефть», ГосВСИиПИИДП «Гипровостокнефть», г. Куйбышев, 1951г; |
| 2. | Умнов В.Г.
Искалиева Е.Д. | «Подсчет запасов нефти и газа V и VI участков промысла Каратон» ЦНИЛ Объединение «Казахстаннефть», г. Гурьев, 1954г; |
| 3. | Думчев П.А.
Собанина Н.И.
Жигулин Н.П.
Гершман В.Н. | «Подсчет подземных запасов нефти и газа по месторождению Каратон Жилокосинского района, Гурьевской области Казахской ССР», Главзапнефтедобыча, объединение «Казахстаннефть», трест «Казнефтеразведка» геолого-поисковая контора, г. Гурьев, 1956г; |
| 4. | Байманов Б.К.
Шаукенова Д.Е. и др. | «Анализ разработки месторождения Каратон», ЦНИЛ ПОЭН, г. Гурьев, 1986г; |
| 5. | Байманов Б.К.
Шаукенова Д.Е.
Коштаева Ш.К. и др. | «Проект разработки месторождения Каратон», ЦНИЛ Объединение «Эмбанефть», г. Гурьев, 1988г; |
| 6. | Амиртаев М.
Байманов Б.К.
Шаукенова Д.Е. и др. | «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Каратон», ВТК ЦНИЛ ПОЭН, г. Гурьев, 1991г; |

7. Куспангалиев Т.К.
Ветрова В.П.
Турмагамбетова
Л.И.
Мамбетова А.У. и
др.
«Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратон Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан», «КазНИПИМунайгаз» Атырауский филиал, г. Атырау, 1994г;
8. Джамикешев А.М.
Поздеев Г.П.
Тарбаев С.К. и др.
«Анализ экономической эффективности эксплуатации месторождения Каратон», ОАО «Казахойл-Эмба», ЦНИЛ, г. Атырау, 2001г;
9. Балгимбаева Р.М.
Иманбаева Ж.К.
Калмуратова Б.А
Уралова С.К. и др.
«Авторский надзор за реализацией проектных решений по месторождениям Косчагыл, Кульсары, Кошкимбет», ТОО Центр технологических исследований «Казмунайгаз», г. Атырау, 2003г;
10. Бисенгалиева Г.Т.
Тлемисова З.К.
Изтлеуов Ж.Т.
«Пересчет начальных извлекаемых запасов нефти и коэффициента извлечения нефти с технико-экономическим обоснованием по месторождению Каратон», ТОО Центр технологических исследований «Казмунайгаз», г. Атырау, 2003г;
11. Ли В.Ч.
Югай Г.Д.
Ли М.В.
«Проект горного отвода на добычу углеводородного сырья Каратон в Атырауской области Республики Казахстан», АО «АктюбНИГРИ», г. Актобе, 2009г;
12. Дюсебаева Г.М.
Сапагалиева Ж.Е.
Ерниязова Г.Т. и др.
«Анализ разработки месторождения Каратон», ТОО «Танаис», г. Атырау, 2011г;
13. Ерубаета К.Д.
Накесова К.К.
Мербаева А.Г. и др.
«Пересчет запасов нефти, газа и растворенного газа в нефти месторождения Каратон Атырауской области Республики Казахстан», ТОО КазНИГРИ, г. Атырау, 2012г.
14. Башев А.А.
Габбасова А.К. и др.
«Анализ разработки месторождения Каратон», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2014г.
15. Сулейменов А.А.
Мендигалиев А.Р. и
др.
«Анализ разработки месторождения Каратон», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г.
16. Омирбекова А.Н.
Мендигалиев А.Р. и
др.
«Анализ разработки месторождения Каратон», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018г.
17. Омирбекова А.Н.
Мендигалиев А.Р. и
др.
«Анализ разработки месторождения Каратон», ТОО «НИИ Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2020г.